



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMBUATAN DESAIN *HYDRAULIC FRACTURING*
BERDASARKAN ANALISA MODEL MEKANIKA BUMI
DI LAPANGAN K**

TESIS

**INDRA HUDAYA
0706171945**

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR
JAKARTA
JUNI 2009

Universitas Indonesia



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMBUATAN DESAIN *HYDRAULIC FRACTURING*
BERDASARKAN ANALISA MODEL MEKANIKA BUMI
DI LAPANGAN K**

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk meraih gelar
Magister Sains**

**Di susun oleh:
INDRA HUDAYA
0706171945**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCASARJANA FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR
JAKARTA
JUNI 2009**

Universitas Indonesia

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Indra Hudaya
NPM : 0706171945
Tanda Tangan :

Tanggal : 6 Juni 2009

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Indra Hudaya
NPM : 0706171945
Program Studi : Pascasarjana Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Pembuatan Desain *Hydraulic Fracturing*
Berdasarkan Analisa Model Mekanika Bumi
di Lapangan K

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Abdul Haris ()

Penguji : Prof. Dr. Suprayitno Munadi ()

Penguji : Dr. Waluyo ()

Penguji : Dr. Charlie Wu ()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 6 Juni 2009

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Sains, Program Pascasarjana Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoir, Fakultas MIPA, Universitas Indonesia.

Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

- Dr. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
- Bapak. Ir Arif Wibowo, selaku Senior Manager Exploration sebagai pihak manajemen Kondur Petroleum S.A. yang telah mengizinkan penggunaan data perusahaan sebagai bahan penelitian sehingga tesis ini bisa ditulis.
- Team Schlumberger, Dian Sari, Frank Widjand, Jati Restuning, Beni Setiawan dan Leo Anis yang telah banyak membantu mempersiapkan data yang saya perlukan.
- Istri tercinta, Cendy Apsary, anak-anak Salma Nabila dan Yasmin Hafidzah, serta orang tua saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral.
- Sahabat di Geofisika Reservoir UI angkatan 2007 dan rekan kerja di Kondur PSA, Reno Intan, Ady Darmawan dan Naslin Lainda yang telah banyak membantu saya dalam menyelesaikan tesis ini

Akhir kata, saya berharap Allah SWT berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu dan semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, Juni 2009.

Penulis

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

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

Nama : Indra Hudaya
NPM : 0706171945
Program Studi : Kekhususan Geofisika Reservoir
Departemen : Pascasarjana Fisika,
Fakultas : MIPA
Jenis karya : Tesis

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

***Pembuatan Desain Hydraulic Fracturing Berdasarkan Analisa Model
Mekanika Bumi di Lapangan K***

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 memublikasikan 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 : Jakarta
Pada tanggal : 6 Juni 2009

(Indra Hudaya)

Pembuatan Desain Hydraulic Fracturing Berdasarkan Analisa Model Mekanika Bumi di Lapangan K

Oleh: Indra Hudaya
Pasca Sarjana, Kekhususan Geofisika Reservoir

SARI

Salah satu upaya dalam rangka meningkatkan produksi hidrokarbon yang ekonomis dari reservoir yang memiliki karakter permeabilitas dan porositas yang rendah seperti yang terdapat pada lapisan batupasir dari Formasi Lower Pematang di Lapangan K yang berada di daerah Selat Malacca adalah dengan cara melakukan teknik stimulasi *hydraulic fracturing* dimana stimulasi ini adalah suatu teknik yang relative baru di berbagai tempat di Indonesia sehingga tidak begitu banyak memiliki pengalaman yang dapat digunakan sebagai bahan referensi.

Untuk melakukan teknik stimulasi tersebut diperlukan pembuatan desain *hydraulic fracturing* yang benar berdasarkan analisa model mekanika bumi (MMB) yang merupakan suatu representasi dari integrasi seluruh aspek geomekanika pada sebuah reservoir seperti: *permeability*, *Young's Modulus*, *Poisson's ratio*, *friction angle*, tekanan formasi, kondisi geologi serta tektonik yang berpengaruh pada daerah disekitar reservoir tersebut. MMB dibangun berdasarkan dari data *full waveform sonic* berkualitas tinggi yang diakuisisi dengan menggunakan alat yang mutakhir dan data pendukung lainnya sehingga dapat melakukan pengukuran parameter geomekanik dengan baik. Saat ini eksekusi *hydraulic fracturing* dapat dijadikan alat untuk mengkonfirmasi validitas desain awal dari suatu MMB.

Hasil penelitian ini diharapkan dapat menghasilkan suatu desain *hydraulic fracturing* yang selanjutnya dapat digunakan oleh pihak engineering dalam membuat analisa keteknikan program stimulasi ini yang pada akhirnya dapat meningkatkan rasio keberhasilan menjadi lebih baik lagi

Constructing Hydraulic Fracture Designs Based on Mechanical Earth Modeling in the K-Field

By: Indra Hudaya
Magister Program of Reservoir Geophysics

ABSTRACT

Hydraulic Fracture stimulation, if properly executed, can provide a major boost to productivity in low permeability & low porosity reservoirs such the sandstone in Lower Pematang Formation in the Malacca Strait area. This technique is a relatively new development in many parts of Indonesia, so experience may be lacking.

A proper hydraulic fracturing design that derived from mechanical earth modeling (MEM) analysis is the key for designing this program. MEM is a representation of the integration of all geomechanics aspects in the reservoir such permeability, Young's Modulus, Poison's ratio, friction angle, pore pressure and the geological tectonic setting in the particular area. MEM was constructed, based on particular on high quality full waveform sonic data from a recently introduced sonic tool and others relevant data, which provides unique geomechanical measurements. At the time of frac execution, pressure and other measurements confirmed the validity of the MEMs and the initial frac designs.

Hopefully this study will generate a proper hydraulic fracturing design that can help engineering team to prepare the engineering aspects of this program and et the end it will be increase the success ratio of hydraulic fracturing program in this area.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	
LEMBAR PENGESAHAN	
KATA PENGANTAR	
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	
ABSTRAK	
DAFTAR ISI	
DAFTAR GAMBAR & TABEL	
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	

BAB I

PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 MAKSUD DAN TUJUAN PENELITIAN.....	3
1.3 BATASAN STUDI.....	4
1.4. LOKASI DAERAH PENELITIAN.....	4
1.5 HASIL PENELITIAN.....	5

BAB II

DASAR TEORI	6
2.1 DEFINISI.....	6
2.2 DASAR TEORI.....	7
2.2.1 Elastisitas linier	8
2.2.2 Tegangan/stress	8
2.2.3 Stress untuk model geomekanik.....	11
2.2.3.1 Overburden stress.....	12
2.2.3.2 Magnitude gaya horisontal.....	12
2.2.3.3 Arah stress horisontal.....	14
2.2.4 Tekanan Formasi.....	17
2.2.5 Strain	18
2.2.6 Sifat Mekanik	20
2.2.7 Sifat Mekanik Statik.....	20
2.2.7.1 Perbandingan Poisson (ν).....	21
2.2.7.2 Modulus Young (E)	21
2.2.8 Sifat mekanik dinamik.....	22
2.2.9 Mekanika Failure.....	24
2.2.9.1 Konsep Dasar	24
2.2.9.2 Shear Failure - Mohr's hypothesis.....	26
2.2.9.3 Kriteria Mohr Coulomb	27
2.2.9.4 Uniaxial compressive strength (UCS).....	31
2.2.9.5 Tensile strength (TSTR).....	31

BAB III	
METODOLOGI PENELITIAN	32
3.1 DATA-DATA PENDUKUNG.....	32
3.2 METODE PENELITIAN.....	34
3.2.1 Validasi Data.....	34
3.2.2 Mekanika Stratigrafi.....	34
3.2.4 Tekanan Formasi.....	37
3.2.5 Sifat mekanik dan kekuatan batuan.....	37
3.2.6 Arah stress.....	41
3.2.6.1 Analisa electrical images log.....	41
3.2.6.2 Stress direction from Shear anisotropy.....	42
3.2.7 Magnitude horisontal stress minimum.....	44
3.2.8 Magnitudo horisontal stress maksimum.....	44
BAB IV	46
HASIL ANALISA DAN PEMBAHASAN	46
4.1 VALIDASI DATA.....	46
4.1.1 Analisa Geologi & Geofisika.....	46
4.1.2 Target Reservoir.....	50
4.1.3. Analisa Petrofisik.....	51
4.1.4 Analisa Data Pemboran.....	53
4.2 ANALISA MMB.....	54
4.2.1 Mekanika Stratigrafi.....	54
4.2.2 Overburden Stress.....	54
4.2.3 Tekanan Formasi.....	55
4.2.4 Properti Elastik & Kekuatan Batuan.....	57
4.2.5 Arah Gaya Horisontal.....	59
4.2.6 Magnitudo Gaya Horisontal.....	61
4.2.7 Analisa MMB.....	62
4.2.8 Hydraulic Fracturing Design.....	64
4.2.9 Fract Execution.....	66
BAB V	
KESIMPULAN DAN SARAN	68
5.1 KESIMPULAN.....	68
5.2 SARAN.....	68
REFERENCES	69

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.2 Daerah penelitian di Lapangan K, Selat Malacca.	5
Gambar 2.1 Aplikasi analisa geomekanik dalam industri migas (Anis, L., 2008). 6	
Gambar 2.2 MMB yang terdiri dari model geologi dan parameter geomekanika. . 7	
Gambar 2.3 Kurva stress vs strain (Fjaer, 1992}	8
Gambar 2.4 Pilar yang dikenai gaya/beban (Fjaer, 1992).....	9
Gambar 2.5 Dekomposisi gaya (Fjaer, 1992}	10
Gambar 2. 6 Far field stress dan near wet/bore stress (Anis, L., 2008).	11
Gambar 2.9 Kurva tekanan vs waktu dari LOT, (Anis, L., 2008).	13
Gambar 2.10 Tranformasi sistem koordinat Cartesian ke sistem koordinat	16
Gambar 2.11 Penentuan tekanan formasi dengan metoda Eaton (Eaton, 1975} ..	18
Gambar 2.12 Posisi titik pada suatu bidang yang dikenai gaya (Fjaer, 1992).....	18
Gambar 2.13 Perubahan posisi relatif partikel karena tranlasi atau rotasi.....	19
(Fjaer, 1992).....	19
Gambar 2.14 Perubahan posisi relatif partikel karena elongasi (Fjaer, 1992)	20
Gambar 2.15 Kontraksi vertikal dan ekstensi lateral ada statu materi yang dikenai gaya (Munadi, 2000).....	21
Gambar 2.16 Perbandingan perubahan terhadap gaya pada suatu materi.....	21
(Munadi, 2000).....	21
Gambar 2.17 Contoh analisa geomekanik pada inti batuan (Fjaer, 1992).....	24
Gambar 2.18 Grafik gaya vs deformasi dalam uniaxial compressive test, dalam kenyataannya daerah ductile akan kecil sekali. (Fjaer, 1992).....	25
Gambar 2.19 Grafik triaxial testing-axial stress minus confining pressure axial strain (Fjaer, 1992).....	26
Gambar 2.20 Contoh lingkaran Mohr (Fjaer, 1992)	27
Gambar 2.21 Kriteria Mohr Coulomb dalam bidang $\tau - \sigma$ (Fjaer, 1992).....	28
Gambar2. 22 Inklinasi maksimum dari bidang failure menurut criteria Mohr- Coulomb (Fjaer, 1392).....	29
Gambar 2. 23 Kriteria Mohr-Coulomb pada bidang (σ_1, σ_3) (Fjaer, 1992).....	30
Gambar 2. 24 Grafik hubungan antara α dan β terhadap ϕ (Fjaer, 1992}	30
Gambar 2. 25 ilustrasi failure secara kompresi dan tensile, (Bratton 2005).....	31
Gambar 3.1 Metodologi pembuatan Model Mekanika Bumi	32
Gambar 3. 2. Model struktur geologi di daerah Lapangan Kuat.....	35
Gambar 3.3 Penampang seismik pada sumur K-8	35
Gambar 3. 4 Contoh mekanika stratigrafi dari Batupasir dan lempung.....	36
Gambar 3.5 Contoh hasil integrasi log densitas menjadi stress vertikal, data dari Sumur K-8.....	36
Gambar3.6 Crossplot antara modulus Young statik vs dinamik (Tutuncu dan Sharma, 1992).	38
Gambar3.7 Crossplot antara perbandingan Poisson statik vs dinamik. (Tutuncu dan Sharma, 1992).	38
Gambar 3.8 Kalibrasi properti mekanik dinamik dan properti statik dari hasil tes mekanika batuan pada inti batuan dari Sumur K-3	39
Gambar 3.9 Hubungan empirik antara modulus Young statik dengan UCS (Plumb 1992}	40
Gambar 3.10 FANG, UCS dan TSTR dari log sumur K-8 yang sudah dikaiibrasi dengan hasil tes pada core.....	40
Gambar 3.11 Analisa Breakout fenomena akibat proses pemboran yang diperoleh	

dari data image log	41
Gambar3.12 Fast shear azimuth yang menunjukkan arah gaya horisontal maksimum pada Sumur K-8	43
Gambar 3.18 Diagram alir perhitungan horisontal stress maksimum.....	45
Gambar 4-1. Kolom stratigrafi regional Cekungan Sumatra Tengah. Target reservoir adalah Formasi Lower Pematang yang termasuk group Pematang (Longley and Soemantri, 1992)	47
Gambar 4.2 Contoh inti batuan pada lapisan lower Pematang A di sumur K-5 yang menunjukkan suatu endapan konglomerat & batupasir.	48
Gambar 4.3 Peta struktur kedalaman pada Formasi Lower Pematang A	49
Gambar 4.4 Penampang geologi yang menunjukkan OWC @7020 TVD.SS and GOC @6625 TVD.SS di Lapangan K (Hudaya et al, 2009)	49
Gambar 4.5 Litologi log dari sumur K-8 yang menunjukkan lapisan Lower Pematang D (kotak merah) yang merupakan lapisan yang direncanakan akan di stimulasi.	50
Gambar 4.6. Cross-plot antara data NPHI dan RhoB pada interval Lower Pematang dimana pada interval A terlihat adanya kandungan gas.	51
Gambar 4.7 Hasil perhitungan analisa petrofisik pada lapisan Lower Pematang A-E di sumur K-8.....	52
Gambar 4.8 Perbandingan kurva kedalam vs waktu pemboran sumur K-08 yang menunjukkan tidak adanya permasalahan serius pada saat pemboran sumur ini. ...	53
Gambar 4.9 Contoh mekanika stratigrafi dari sumur K-8.....	54
Gambar 4.10 Perhitungan overburden stress pada sumur K-8.....	55
Gambar 4.11 Tekanan formasi pada Formasi Lower Menggala (warna ungu) dan di Formasi Lower Pematang (warna hijau) di sumur K-8.....	56
Gambar 4.12 Korelasi properti elastik dinamik ke static dari interval Lower Pematang (kotak merah) di sumur K-5.....	58
Gambar 4.13 Parameter kekuatan batuan pada interval Lower Pematang (kotak merah) di sumur K-8.....	59
Gambar 4.14 Orientasi gaya dari data FMI yang menunjukkan arah gaya maksimum TL - BD yang tegak lurus dengan arah gaya minimumnya yang ditunjukkan oleh kurva warna violet.....	60
Gambar 4.15 Arah maksimum gaya horizontal dari analisa X-dipole dari data full waveform sonic di sumur K-8.....	61
Gambar 4.16 Jendela berat tumpur pemboran dan prediksi failure yang ditimbulkan	62
Gambar 4.17 Hasil akhir analisa MMB pada interval Lower Pematang A- E di sumur K-8. Interval Lower Pematang D (kotak hijau) adalah interval yang akan di lakukan stimulasi hydraulic fracturing.....	63
Gambar 4.18 Keberadaan konglomerat di Interval Lower Pematang D yang bisa berperan sebagai barrier pada saat hydraulic fracturing	64
Gambar 4.19 Prediksi fract geometry sebelum pekerjaan dimulai di sumur K-8 dengan zona perforasi yang berada dalam kotak merah.	65
Gambar 4.20 Rekaman data gamma ray yang menunjukkan bahwa berdasarkan data radio active tracer, fract hanya berkembang pada interval Lower Pematang D	66
Gambar 4.21 Hasil interpretasi ulang fract geometry setelah pekerjaan hydraulic fracturing selesai di sumur K-8.....	67

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Contoh tekanan formasi	37
Tabel 4.1 Ringkasan hasil perhitungan parameter petrofisik pada sumur K-8	52
Tabel 4.2 Hasil pengukuran tekanan formasi dari alat MDT	57
Tabel 4.3 Korelasi properti elastik	58
Tabel 4.4 Data leak of test pada sumur K-8	62



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada saat ini, aktifitas eksplorasi hidrokarbon di Indonesia sudah menjadi bertambah sulit dikarenakan hampir semua konvensional reservoir yang sudah teridentifikasi sejak lima decade terakhir sudah melewati masa eksplorasi dan produksinya pun sudah mulai menurun cukup signifikan dari waktu ke waktu. Oleh sebab itu untuk mencukupi kebutuhan akan energi yang terus meningkat dari waktu ke waktu, maka para eksplorasionis harus berfikir keras bagaimana caranya menemukan suatu penemuan hidrokarbon baru pada reservoir yang lebih dalam dengan resiko bahwa reservoir tersebut biasanya memiliki karakter permeabilitas dan porositasnya yang rendah.

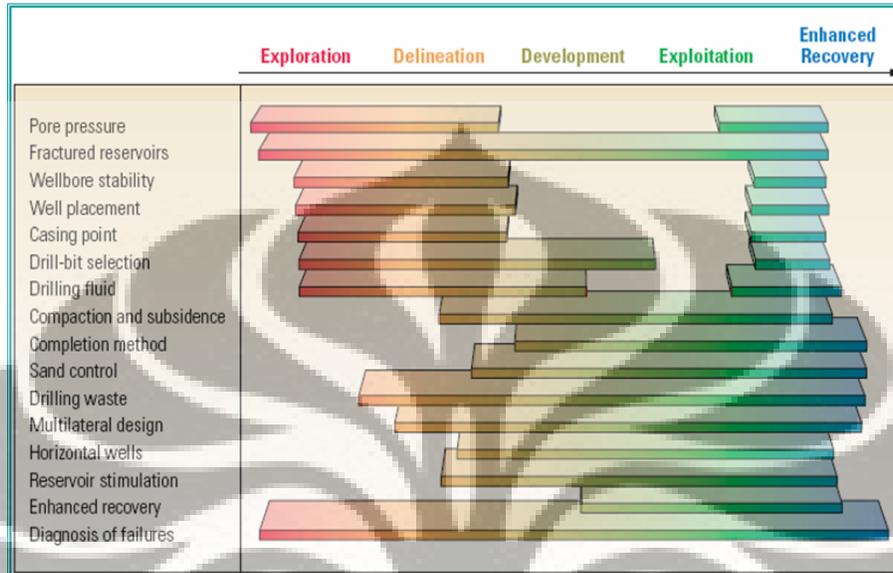
Beberapa perusahaan minyak dan gas di Indonesia termasuk Kondur Petroleum SA sudah mencoba mengeksplorasi potensi reservoir ini baik yang berasal dari batuan dasar (*basement*) dan batuan yang bersifat ketat lainnya yang hanya bisa diproduksi secara ekonomis jika melalui proses stimulasi terlebih dahulu. Salah satu teknik stimulasi untuk mengoptimalkan produksi hidrokarbon dari *low permeability reservoir* ini adalah dengan melakukan teknik *hydraulic fracturing* yang dapat meningkatkan produktivitas suatu reservoir yang memiliki permeabilitas yang rendah secara efisien.

Sebelum mengaplikasikan teknik stimulasi tersebut ada tahapan penting yang harus dipersiapkan terlebih dahulu yaitu melakukan analisa geomekanik yang merupakan kunci utama dalam melakukan suatu desain *hydraulic fracturing*.

Metoda analisa geomekanik yang sekarang ini banyak digunakan oleh kalangan industri minyak dan gas adalah analisa model mekanika bumi (MMB) atau yang lebih dikenal dengan sebutan "Mechanical Earth Modeling (MEM)" yang didapat dari pengintegrasian data geofisik, geologi, *reservoir engineering*, petrofisik dan data pemboran.

Metoda MMB ini adalah suatu cara kompilasi berbagai macam informasi yang relevan mengenai berbagai fenomena tekanan yang terjadi pada batuan dan

propertinya di suatu area tertentu yang dapat digunakan untuk memperbaharui informasi secara cepat baik yang akan diaplikasikan untuk keperluan pemboran dan manajemen reservoir.



Gambar 1.1 Aplikasi MMB dalam berbagai tahapan industri minyak & Gas bumi (Plumb, 2000)

Dalam rangka melakukan optimisasi produksi minyak dari reservoir batupasir Lower Pematang yang sudah terbukti sebagai *low permeability reservoir* di Lapangan Kuat maka dalam thesis ini akan dibahas studi mengenai MMB untuk mendesain program *hydraulic fracturing di lapangan ini*.

Lapangan Kuat terletak di Pulau Tebing Tinggi di daerah Selat Malacca, Provinsi Riau yang secara administratif merupakan daerah operasi Kondur Petroleum SA (Gambar 1.2). Lapangan ini ditemukan pada tahun 1990 dari pemboran sumur eksplorasi K-1 yang berhasil menemukan gas dari Formasi Menggala dan Pematang. Sebagai kelanjutan dari penemuan sumur K-1 maka dilanjutkan dengan pemboran sumur K-2 tahun 1991 dan pemboran sumur K-3 yang dibor pada tahun 1998 secara horizontal di Formasi Menggala.

Pada tahun 1998, telah dilakukan survey seismic 3D di daerah Kuat Field yang menghasilkan citra bawah permukaan yang sangat baik sehingga dapat mengidentifikasi adanya 3 blok patahan yang menyebabkan terbentuknya suatu system kompartementalisasi di lapangan ini. Berdasarkan data tersebut maka

diborlah sumur K-4 di bagian tengah blok pada tahun 2004 dan berhasil menemukan adanya kandungan hidrokarbon pada Formasi Lower Pematang yang sekaligus membuktikan adanya system kompartementalisasi yang berpengaruh di area tersebut.

Berdasarkan data petrofisik analisis pada sumur K-4 ini menunjukkan bahwa reservoir di daerah tersebut memiliki karakter permeability yang rendah sekitar 0.7 mD dengan porositas sekitar 8 pu. Hal ini dibuktikan dari hasil uji produksi pada interval tersebut yang menunjukkan bahwa minyak hanya mengalir sekitar 20 bopd secara *intermittent*.

Menindaklanjuti temuan pada sumur K-4, maka pada tahun 2005 – 2007 dilakukan pemboran sumur K-5, K-6 dan K-7 yang dibor secara miring pada bagian interval Lower Pematang dengan sudut hampir mencapai 60 derajat dan dilanjutkan dengan pemasangan *open hole completion* dengan menggunakan selubung berpori atau *slotted liner* yang bertujuan untuk meningkatkan *influx* dari dalam formasi. Akan tetapi hasil dari teknik ini masih di bawah harapan karena produktifitas sumur hanya mampu menghasilkan 50 – 150 bopd.

Berdasarkan hasil evaluasi dari sumur K-4 sampai dengan K-7 yang menunjukkan adanya potensi hidrokarbon yang cukup besar dilapangan ini dengan ketebalan reservoir sekitar 300 feet dengan batasan adanya *gas cap* yang berada di bagian puncak struktur dan adanya *oil water contact* (OWC) dibagian bawah, maka diputuskanlah bahwa untuk meningkatkan produktifitas dari reservoir tersebut perlu dilakukan suatu program stimulasi *hydraulic fracturing* yang didasarkan pada suatu analisa MMB yang baik agar dihasilkan suatu desain yang akurat.

1.2 Maksud dan Tujuan Penelitian.

Penelitian ini dimaksudkan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelas Magister Sains (MSi) pada Program Pascasarjana Bidang Ilmu Pengetahuan dan Matematika, Program Studi Ilmu Fisika, Studi Kekhususan Geofisika Reservoir di Universitas Indonesia.

Tujuannya adalah untuk mengaplikasikan manfaat data *full waveform sonic* untuk

membuat analisa model mekanika bumi (MMB) yang berfungsi sebagai kunci utama dalam mendesain suatu program stimulasi *hydraulic fracturing*. Selanjutnya hasil analisa tersebut akan menjadi dasar penentuan parameter keteknikan yang akan digunakan dalam pengerjaan *hydraulic fracturing*.

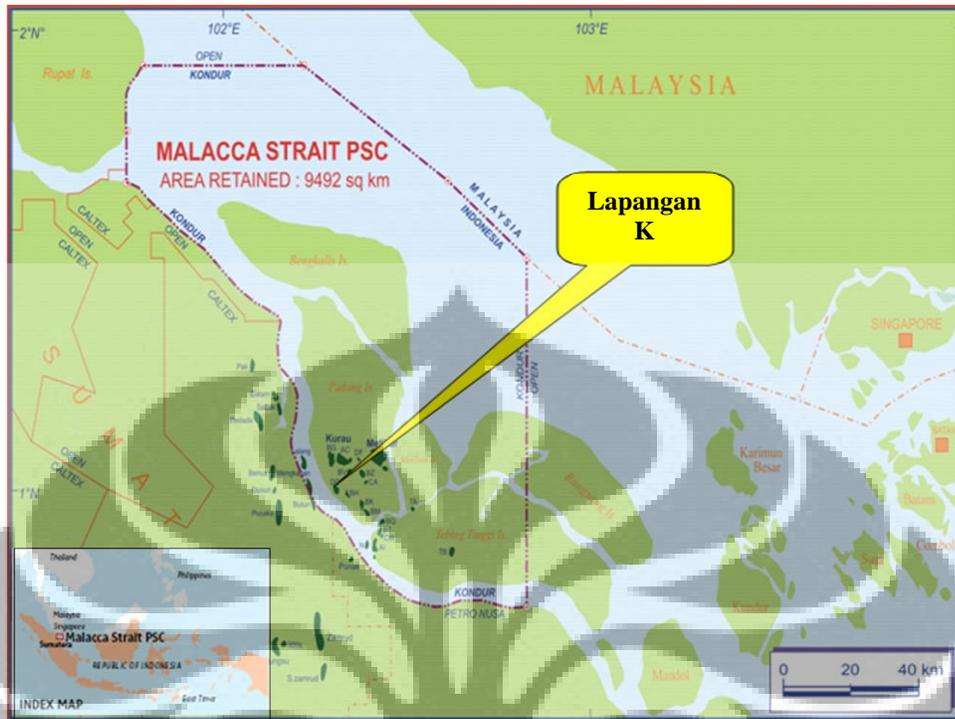
1.3 Batasan Studi

Dalam thesis ini akan dibahas mengenai aplikasi penggunaan data *full waveform sonic* yang diintegrasikan dengan data geologi, geofisika, petrofisika dan data pemboran untuk pembuatan suatu model mekanika bumi dari data standar log, *advance sonic & image log* yang dikalibrasi dengan data inti batuan (*core*) serta data seismik yang kemudian divalidasi dengan data pemboran.

Selain itu dalam penelitian ini juga batuan dianggap homogen isotropik dan persamaan elastisitas linier masih berlaku. Contoh-contoh perhitungan untuk setiap komponen MMB diperlihatkan dengan menggunakan data-data riil dari lapangan K khususnya dari sumur K-5 dan K-8.

1.4. Lokasi Daerah Penelitian.

Lokasi penelitian di daerah Selat Malaka, yang tepatnya terletak di pulau Padang, kabupaten Bengkalis, propinsi Riau. Lapangan ini terletak di darat, termasuk dalam cekungan Sumatra Tengah yang merupakan konsesi dari perusahaan minyak nasional Kondur Petroleum S.A. (Gambar 1.2).



Gambar 1.2 Daerah penelitian di Lapangan K, Selat Malacca.

1.5 Hasil Penelitian

Hasil penelitian ini diharapkan dapat menghasilkan suatu desain *hydraulic fracturing* yang berdasarkan pada analisa model mekanika bumi yang selanjutnya dapat digunakan oleh pihak engineering dalam membuat analisa keteknikan program stimulasi ini yang pada akhirnya dapat meningkatkan rasio keberhasilan menjadi lebih baik lagi

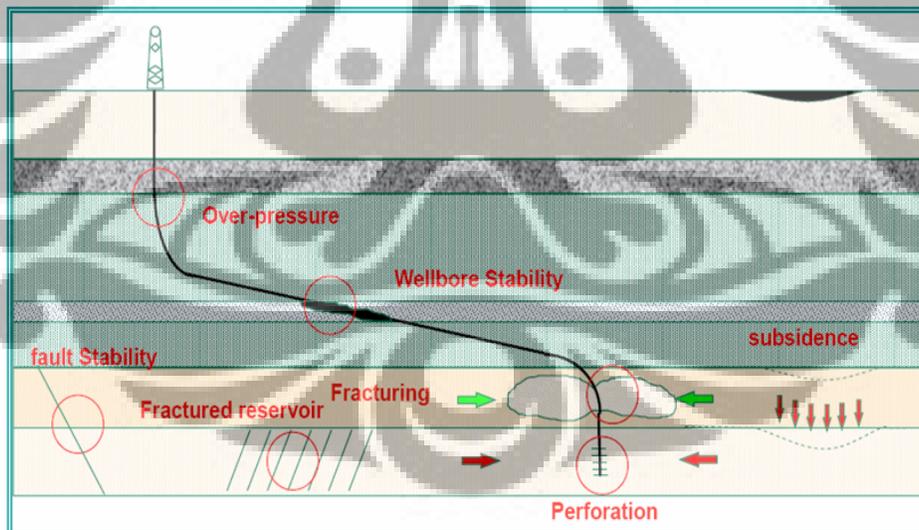
BAB II

DASAR TEORI

2.1 Definsi

Geomekanik adalah suatu disiplin ilmu yang mengintegrasikan mekanika batuan, geofisik, geologi dan petrofisik untuk menganalisa secara kuantitas bagaimana suatu batuan merespon suatu gangguan yang diakibatkan oleh pengaruh aktifitas pemboran, aliran fluida, tekanan formasi, in-situ stress dan temperature formasi (Anis, L., 2008).

Dengan mempelajari analisa mekanika bumi maka hal ini akan membantu para praktisi untuk membuat suatu model untuk memprediksi properties batuan, *in-situ stress*, kondisi lubang sumur dan perubahan yang terjadi pada reservoir termasuk bagaimana mendiagnosa problem apa yang akan mungkin terjadi. Selain itu analisa model mekanika bumi ini juga dapat digunakan untuk optimisasi rencana pengembangan suatu lapangan minyak dan gas.



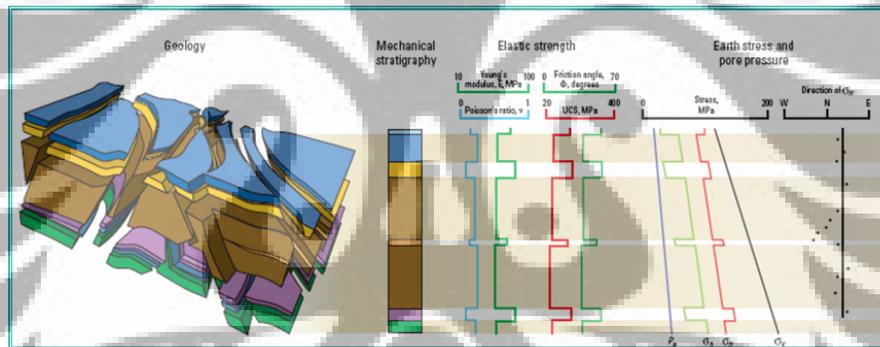
Gambar 2.1 Aplikasi analisa geomekanik dalam industri migas (Anis, L., 2008).

Jenis analisa geomekanik yang diperlukan untuk mendesain suatu program hydraulic fracturing secara umum disebut sebagai analisa model mekanika bumi (MMB) atau yang lebih dikenal dengan sebutan *Mechanical Earth Modeling*/

MEM (Plumb et al, 2000). Pada prinsipnya MMB adalah merupakan representasi dari seluruh aspek geomekanika pada sebuah reservoir seperti permeabilitas, parameter elastik batuan (*Young's Modulus & Poisson's ratio*), *yield strength (Friction Angle)* dan *Unconfined Compressive Strength (UCS)* yang dikombinasikan dengan tekanan formasi dan kondisi geologi serta tektonik yang berpengaruh pada daerah disekitar reservoir tersebut

2.2 Dasar Teori.

Model mekanika bumi (MMB) adalah sebuah representasi numerik dari gaya-gaya yang bekerja di bawah permukaan dan properti mekanik pada suatu lapangan atau basin. MMB terdiri dari: parameter elastik, kekuatan batuan, dan gaya-gaya yang bekerja pada suatu formasi atau daerah tertentu (Plumb et. al. 2000). Gambar 2.2 memperlihatkan representasi MMB 1-dimensi yang dibuat berdasarkan log data yang berhubungan dengan kondisi geologi bawah permukaan.



Gambar 2.2 MMB yang terdiri dari model geologi dan parameter geomekanika.

Dari kiri ke kanan adalah: perbandingan Poisson (ν), modulus Young's (E), unconfined compressive strength (UCS), sudut friksi (ϕ), tekanan formasi (P_p), minimum horizontal stress (σ_h), maximum horizontal stress (σ_H), vertical stress (σ_v) dan arah dari stress horisontal. (Plumb, 2000)

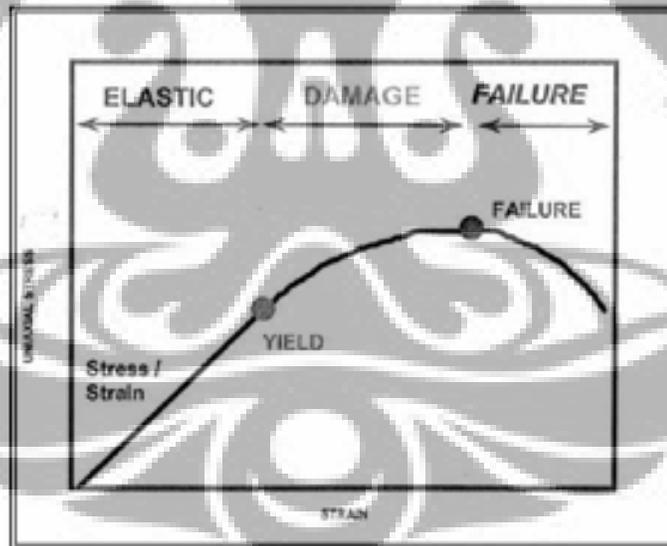
Parameter-parameter tersebut adalah parameter yang berhubungan dengan geofisika yang biasanya diukur untuk keperluan lain di luar geomekanik, sebagai contoh perbandingan Poisson dan modulus Young yang biasanya diukur untuk keperluan geofisika maupun petrofisika. Model 1-dimensi ini dapat dikembangkan menjadi model 3-dimensi dengan menggunakan kubus seismik 3-dimensi yang terdiri dari permukaan (*surfaces*) sebagai top formasi, patahan, dan lain-lain. Variasi lateral yang disebabkan oleh kondisi geologi bawah permukaan seperti

struktur, stratigrafi, dan lain-lain dapat diakomodasikan dengan cara ini.

2.2.1 Elastisitas linier

Elastisitas adalah kemampuan suatu material untuk berubah bentuk dan kembali ke bentuk dan ukuran semula setelah tegangan yang mengenainya dihilangkan (Fjaer, 1992). Apabila tegangan atau *stress* yang mengenainya melebihi kondisi *yield* maka akan terjadi perubahan bentuk yang permanen dan material tersebut tidak akan pernah kembali ke bentuk semula walaupun *stress* yang mengenainya dihilangkan. Jika tegangannya diteruskan sampai melewati kekuatan batuan tersebut (*compressive strength*) maka akan terjadi *failure* pada material tersebut atau batuan tersebut mengalami deformasi (Fjaer, 1992).

Dalam teori elastisitas, tegangan atau *stress* yang bekerja pada suatu medium kontinu akan mengakibatkan regangan (*strain*) pada medium itu. Jadi yang dipelajari dalam elastisitas adalah hubungan antara tegangan dan regangan atau *stress* dan *strain*.



Gambar 2.3 Kurva stress vs strain (Fjaer, 1992)

2.2.2 Tegangan/stress

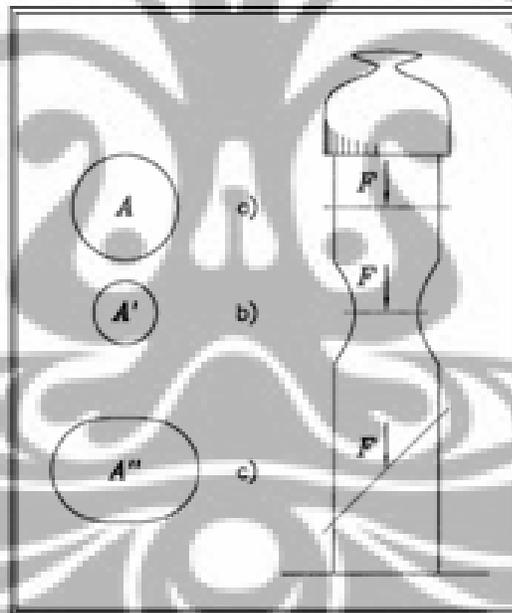
Lihat Gambar 2. 4 dimana suatu pilar yang diletakkan di lantai dan di atas pilar tersebut diberi beban. Karena beban tersebut maka ada gaya yang bekerja pada pilar tersebut dimana piir itu akan melawan gaya yang ditimbulkan oleh beban

dengan gaya yang berlawanan sementara pilar tersebut didukung oleh lantai itu sendiri. Jadi gaya yang bekerja diatas pilar itu juga bekerja di seluruh bagian pilar tersebut.

Jika luas pilar adalah A dan gaya yang bekerja kita namakan F maka stress adalah:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad 2.1$$

Dalam *rock mechanics* ada konvensi tanda untuk stress dimana jika *compressive stress* maka tandanya positif dan bila tensile stress tandanya negatif. Dari persamaan 2.1 terlihat bahwa stress tergantung dari gaya (*force*) dan luas area A . Jika F yang bekerja pada area di b , maka stress yang dihasilkan akan lebih besar dibanding pada area di a , jadi salah satu faktor yang menentukan besar stress adalah posisi dimana dilakukan pengukuran stress.



Gambar 2.4 Pilar yang dikenai gaya/beban (Fjaer ,1992)

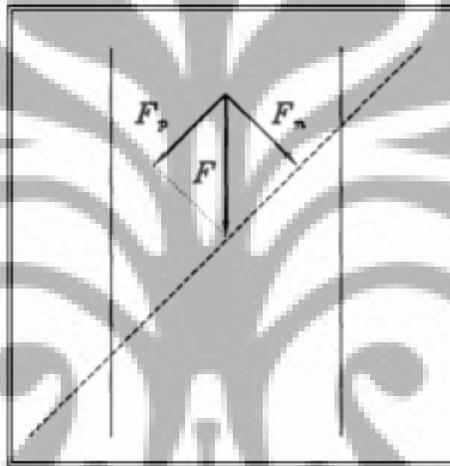
Selain itu arah dari suatu penampang (*cross section*) relative terhadap arah gaya F juga penting, pada kondisi c , dimana luas penampang adalah A'' , disini arah gaya yang bekerja tidak lagi normal terhadap pilar tetapi membentuk sudut maka gaya yang bekerja bisa dipisahkan menjadi F_n yaitu gaya yang bekerja normal terhadap pilar dan F_p , yaitu gaya yang bekerja paralel terhadap pilar dimana:

$$\sigma = \frac{Fn}{A} \quad 2.2$$

dikenal sebagai *normal stress* dan

$$T = \frac{Fn}{A} \quad 2.3$$

dikenal sebagai *shear stress*. Jadi ada dua jenis stress yang bekerja pada suatu materi dan magnitudonya tergantung dari arahnya relatif terhadap suatu material, lihat Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Dekomposisi gaya (Fjaer, 1992}

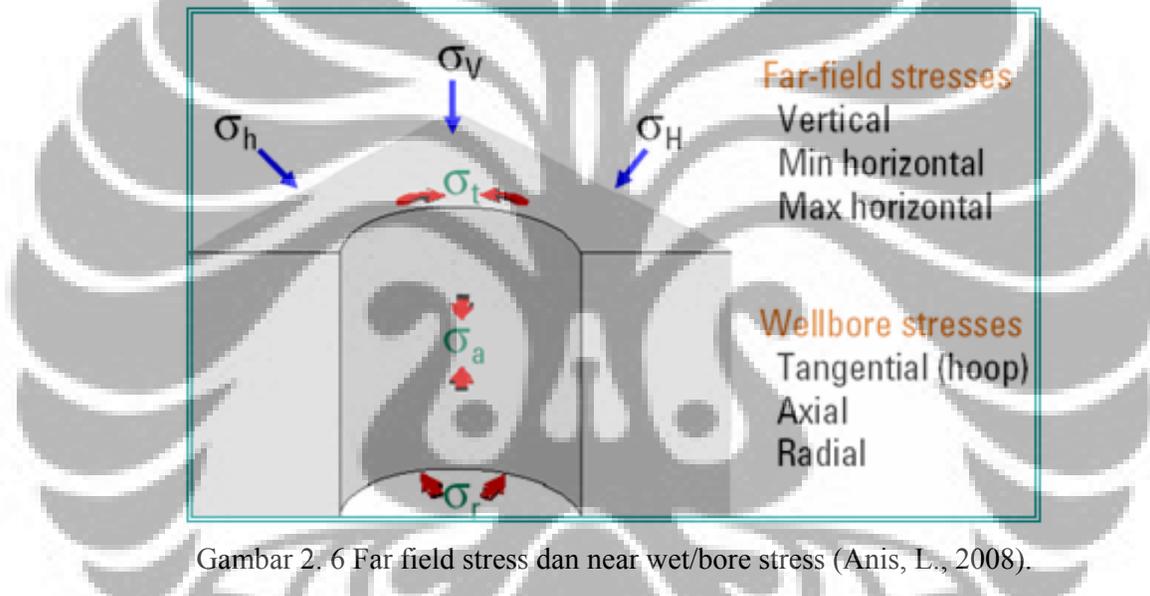
Untuk menyatakan stress pada setiap titik dalam suatu ruang maka *stress* dapat dinyatakan dalam koordinat Cartesian. *Stress* yang bekerja dengan arah normal pada sumbu X dapat ditulis σ_x sedangkan T_{xy} dan T_{xz} adalah *shear stress* yang bekerja pada sumbu Y dan sumbu Z, notasi yang sama dipakai untuk menyatakan stress pada semua sumbu koordinat sehingga:

$$\begin{pmatrix} \sigma_x & T_{xy} & T_{xz} \\ T_{xy} & \sigma_y & T_{xz} \\ T_{xz} & T_{xy} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad 2.4$$

Persamaan 2. 4 disebut matriks *stress* yang memberikan deskripsi secara komplet tentang *stress* pada suatu titik dalam suatu ruang.

2.2.3 Stress untuk model geomekanik

Pada waktu melakukan pemboran sumur, ada material atau batuan yang diambil dari bumi atau dari suatu lapangan minyak yang menyebabkan keseimbangan *stress* pada daerah itu menjadi terganggu. Hal inilah yang dipelajari dalam geomekanik. Dalam geomekanik dikenal 2 macam *stress* yaitu *far field stress* atau *stress* yang jauh dari sumur, dipengaruhi oleh kondisi struktur geologi dan *stress* tersebut sudah ada sebelum sumur minyak dibor. Jenis *stress* yang kedua adalah *near wellborn stress* yaitu *stress* yang terdapat pada bidang batas antara lubang sumur dengan formasi setelah sumur minyak dibor, lihat Gambar 2.6.

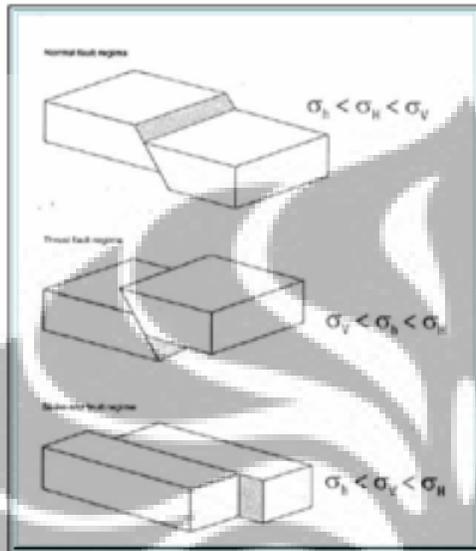


Gambar 2. 6 Far field stress dan near wet/bore stress (Anis, L., 2008).

Far field stress pada suatu lapangan ditentukan oleh parameter yang independen yaitu *overburden stress* atau stress vertikal (σ_v) yang disebabkan oleh adanya tumpukan batuan pada suatu titik di bawah permukaan, magnitudo dan arah dari minimum (σ_h) dan maximum horisontal stress (σ_H) yang dipengaruhi oleh struktur geologi yang ada pada lapangan tersebut.

Menurut Anderson, 1951, dikenal tiga jenis fault yang kemudian mempengaruhi urutan dari *far field stress* yaitu: normal, *strike slip* dan *thrust fault*. Untuk *normal fault*, *overburden stress* merupakan *stress* yang maksimum sedangkan horisontal *stress* minimum merupakan yang minimum. Untuk *strike slip regime*, horisontal *stress* maksimum merupakan *stress* yang maksimum dan horisontal *stress*

minimum adalah *stress* yang minimum sedangkan untuk *thrust fault regime*, horisontal stress maksimum merupakan *stress* yang maksimum dan *overburden stress* yang minimum seperti dapat dilihat di Gambar 2.8.



Gambar 2.7 Jenis-jenis fault menurut Anderson dan stress regime-nya (Anderson, 1951)



Gambar 2.8 Over burden stress akibat adanya tumpukan batuan pada suatu titik dibawah permukaan (Anis, L., 2008).

2.2.3.1 Overburden stress

Over burden stress adalah *stress* yang disebabkan oleh adanya tumpukan batuan pada suatu titik dibawah permukaan, lihat Gambar 3.4. *Overburden stress* sering disebut *stress* vertikal dan dapat dihitung dengan mengintegrasikan data log densitas dari mulai titik pengukuran sampai ke permukaan.

Persamaannya adalah:

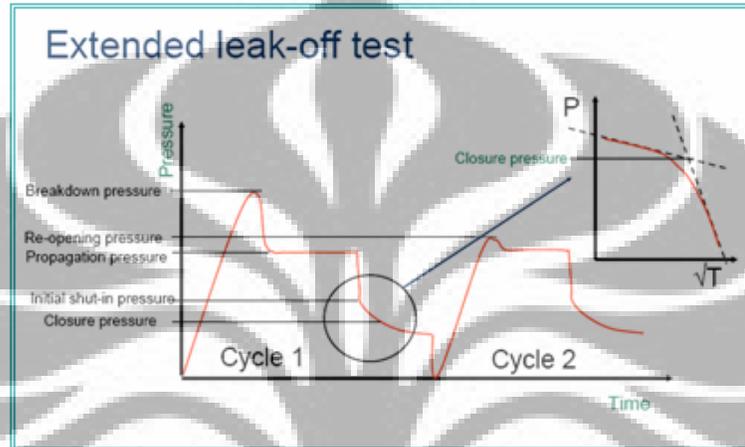
$$\sigma_v = \int_0^z \rho_b(z) \cdot g \cdot dz \quad 2.5$$

dimana ρ_b adalah log densitas dan g adalah gravitasi.

2.2.3.2 Magnitude gaya horisontal

Ada beberapa cara untuk menentukan gaya horisontal minimum dan hasil yang didapat adalah berupa beberapa titik pengukuran. Salah satu cara adalah *leak-off test* (LOT). LOT adalah salah satu tes wajib pada waktu mengebor sumur dimana kegunaannya adalah untuk menentukan batas atas berat lumpur yang akan dipakai

untuk zona berikutnya. LOT dilakukan dengan cara memberi tekanan pada sumur kemudian kurva tekanan vs waktu di plot dimana pada tahap pertama pada waktu batuan diberi tekanan maka batuan tersebut akan mengikuti teori elastisitas linier kemudian setelah melewati titik *yield*-nya maka akan terjadi *fracture* dan tekanan yang dimasukkan akan didistribusikan melalui *fracture* ini dan jika ada *fracture* pada batuan sebelumnya maka *fracture* tersebut akan terbuka, lihat Gambar2.8.



Gambar 2.9 Kurva tekanan vs waktu dari LOT, (Anis, L., 2008).

Setelah itu tekanan dimatikan, maka *fracture-fracture* yang terbuka akan menutup, pada saat menutup inilah grafik tekanan terhadap waktu dapat dianalisis untuk menentukan horisontal stress minimum karena *closure pressure* yang diinterpretasikan pada grafik tersebut adalah sama dengan magnitudo dari horisontal stress minimum. LOT ini biasa dilakukan beberapa kali (*cycle*) sehingga hasil yang didapat dirasa cukup akurat. Beberapa titik pengukuran LOT ini dipakai untuk mengkalibrasi hasil penentuan horisontal stress minimum dari korelasi empirik yang akan dibahas pada paragraf selanjutnya.

Persamaan empirik dapat dipakai untuk menghitung horisontal *stress* minimum dan maksimum dari log data. Persamaan ini berguna untuk mendapatkan kurva stress yang kontinu sepanjang sumur yang di bor yang dihitung dengan menggunakan data log. Untuk horisontal stress minimum hasil yang didapat dari data log kemudian dapat dikalibrasi dengan LOT. Persamaan empirik yang dipakai dalam tesis ini adalah *poro-elastic strain*. Metoda ini mengasumsikan bahwa stress horisontal adalah hasil dari tekanan batuan yang disebabkan adanya

tumpukan batuan (berat batuan). Karena ada tekanan dari atas maka batuan cenderung berekspansi ke samping, akan tetapi batuan yang disamping juga akan berekspansi ke samping dengan arah yang berlawanan maka batuan tersebut secara keseluruhan akan terbatas ekspansi lateralnya. Berdasarkan teori elastisitas dan prinsip *Terzagi* untuk batuan berpori dan elastis (*pom-elastic*) maka:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_y \quad 2.6$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_x + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_y \quad 2.7$$

Persamaan 2. 6 adalah untuk menghitung horisontal stress minimum sedangkan Persamaan 2.7 untuk horisontal stress maksimum, dimana:

V: Perbandingan Poisson

E: Modulus Young

σ_v : stress vertikal

α : koefisien Biot (=1)

P_p : Tekanan formasi

σ_x : koefisien kompresi lateral searah sumbu X

σ_y : koefisien kompresi lateral searah sumbu Y

Hampir seluruh parameter di atas dapat dihitung dengan menggunakan data *log* dan data-data lainnya. Koefisien lateral tidak dapat diukur tetapi koefisien ini dapat ditentukan ketika gaya horisontal minimum yang didapat dari Persamaan 2.6 dikalibrasikan dengan hasil LOT, dimana kedua koefisien lateral akan diubah-ubah sampai kurva horisontal stress minimum sama dengan titik pengukuran LOT.

2.2.3.3 Arah stress horisontal

Arah dari stress horisontal akan sangat dipengaruhi oleh struktur geologi pada suatu lapangan misalnya jika ada sesar maka arah dari stress akan dipengaruhi oleh arah sesar ini. Arah stress akan sangat berpengaruh pada keberhasilan membor sumur jika melakukan pemboran sumur miring dan berarah atau horisontal karena sumur tersebut akan dibor menurut arah (azimuth) dan

kemiringan tertentu yang ditentukan biasanya berdasarkan target reservoir. Ada beberapa cara untuk menentukan arah stress horizontal yaitu:

- Analisa log *electrical images* seperti FMI, UBI, OBMI dan lain-lain
- *Shear anisotropy* dari *Sonic scanner log* atau *log DSI*
- *Data dual caliper*,
- Peta geologi dari daerah yang diteliti dan *world stress map*.

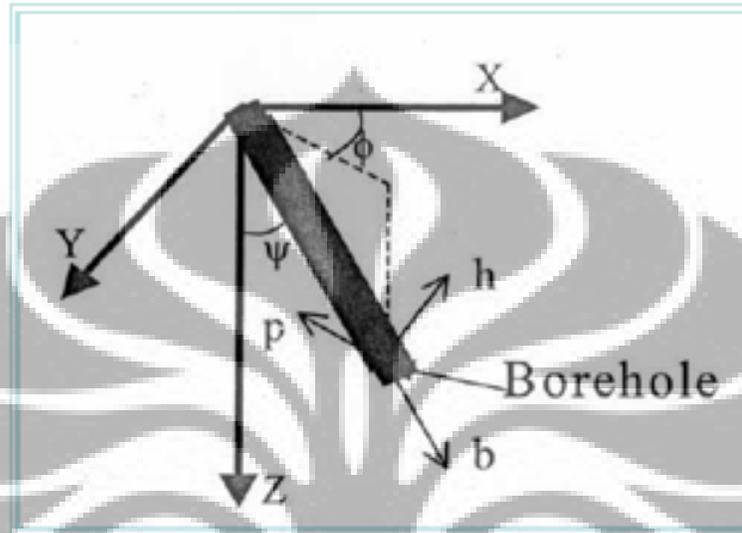
Selain far field stress, near wellbore stress yang muncul karena adanya perubahan stress yang bekerja karena adanya sumur juga penting untuk dihitung dan diketahui. *Near wellbore stress* terjadi pada bidang batas antara sumur dan formasi dan sangat dipengaruhi oleh *far field stress*. Ada yang disebut *stress axial* (σ_a), *tangential* atau *hoop stress* (σ_t) dan *radial* (σ_r). Dasar untuk menghitung *near wellbore stress* dari *far field stress* dan memprediksikan *failure* yang terjadi adalah persamaan Kirsch (Bradley, 1975). Sementara itu *Far field stress* efektif dinotasikan dengan symbol σ yang merupakan stress tensor yang telah dirotasikan sehingga hanya terdapat tiga stress utama dan tidak ada *shear stress*. tihat Persamaan 2.8.

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{zz} \end{pmatrix} \quad 2.8$$

dimana σ_{xx} adalah horisontal stress minimum, σ_{yy} adalah horisontal stress maksimum dan σ_{zz} adalah stress vertikal. Untuk dapat menghitung *near wellbore stress* yang dapat mewakili tidak hanya sumur vertikal saja tetapi juga untuk sumur-sumur miring dan horisontal maka stress tensor dalam koordinat Cartesian ditransformasikan ke dalam sistem koordinat sumur yaitu sistem koordinat hbp. Gambar 2. 9 menunjukkan transformasi sistem koordinat dari Cartesian menjadi koordinat sumur hbp, dimana:

- Stress dalam koordinat Cartesian:
 - X: searah dengan minimum horisontal stress
 - Y: searah dengan maximum horizontal stress
 - Z: sumbu vertikal
- Stress dalam koordinat silinder:
 - b: sumbu yang sejajar dengan sumur

- h: sumbu yang terletak di bidang vertical pada sisi atas sumur
- p: sumbu yang tegak lurus b dan h
- Ψ : deviasi sumur
- Φ : azimuth sumur



Gambar 2.10 Tranformasi sistem koordinat Cartesian ke sistem koordinat hbp (Fjaer, 1992)

Sehingga persamaan 2.8 menjadi Persamaan 2.9 pada sistem koordinat sumur:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad 2.9$$

Dimana:

$$\sigma_{bh} = \cos^2 \psi (\cos^2 \phi \sigma_{xx} + \sin^2 \phi \sigma_{yy}) + \sin^2 \psi \sigma_{zz} \quad 2.10$$

$$\tau_{hp} = \sin \phi \cos^2 \phi (\sigma_{yy} - \sigma_{xx}) \quad 2.11$$

$$\tau_{hb} = \sin \psi \cos \psi (\cos^2 \phi \sigma_{xx} + \sin^2 \phi \sigma_{yy} - \sigma_{zz}) \quad 2.12$$

$$\tau_{ph} = \tau_{hp} \quad 2.13$$

$$\sigma_{yy} = \sin^2 \phi \sigma_{xx} + \cos^2 \phi \sigma_{yy} \quad 2.14$$

$$\tau_{pb} = \cos \phi \sin \phi \sin \psi (\sigma_{yy} - \sigma_{xx}) \quad 2.15$$

$$\tau_{bh} = \tau_{hb} \quad 2.16$$

$$\tau_{bp} = \tau_{pb} \quad 2.17$$

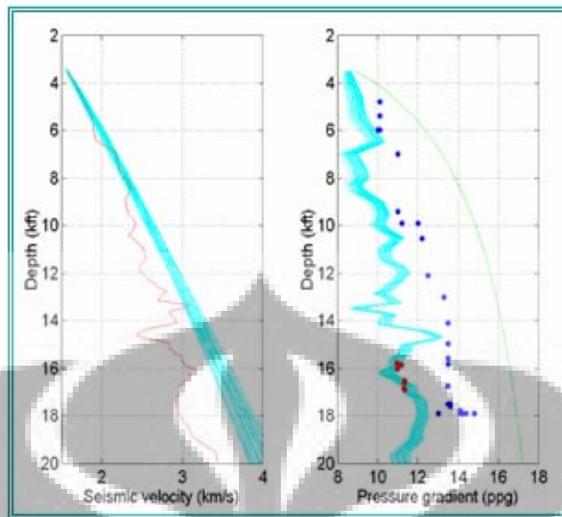
$$\sigma_{bb} = \sin^2 \psi (\cos^2 \phi \sigma_{xx} + \sin^2 \phi \sigma_{yy}) + \sin^2 \psi \sigma_{zz} \quad 2.18$$

2.2.4 Tekanan Formasi

Selain *stress* yang bekerja pada suatu batuan ada gaya yang berlawanan dengan *stress* dan berasal dari dalam formasi yaitu tekanan formasi. Tekanan formasi adalah parameter yang penting dalam MMB karena tekanan formasi sangat menentukan besarnya *stress* efektif dari seluruh *stress* utama yang bekerja, baik itu *stress* vertikal ataupun *stress-stress* horisontal. Tekanan formasi juga akan sangat menentukan dalam perhitungan stabilitas lubang bor baik pada waktu pemboran maupun produksi.

Untuk dapat memperoleh tekanan formasi maka cara yang paling akurat adalah dengan pengukuran langsung pada zona permeabel dengan menggunakan *pressure transducer* seperti pada alat *Modular Dynamic Tester* (MDT) atau bisa juga diukur pada saat *well testing*. Metoda pengukuran ini hanya dapat dilakukan pada batuan-batuan yang permeabel sedangkan untuk yang tidak permeabel seperti lempung/shale dapat digunakan cara tidak langsung dengan menggunakan data log seperti log sonik ataupun log resistivitas.

Ada banyak metoda perhitungan tekanan formasi dari data log seperti metoda Eaton (1975) yang menggunakan data log sonik dan resistivitas untuk menghitung tekanan formasi di shale. Prinsip dari metoda ini adalah jika log sonik atau resistivitas diplot vs kedalaman dengan skala semi log maka akan ada yang disebut tren normal kompaksi, karena diharapkan batuan makin ke dalam akan makin lebih terkompaksi sehingga harga log sonik atau resistivitas akan lebih tinggi dengan bertambahnya kedalaman. Jika ada deviasi terhadap tren normal kompaksi pada log maka hal tersebut merupakan indikasi tekanan abnormal atau *overpressure*. Gambar 2. 11 merupakan ilustrasi dari metoda Eaton. Dari Gambar 2. 10 dapat dilihat bahwa pada kedalaman B diperoleh kecepatan V_B dari log sonik atau dari seismik dan VSP dan V_{NB} yaitu kecepatan yang diukur pada tren normal kompaksi. Selain itu σ_{NB} stress efektif pada titik B pada tren kompaksi normal juga dihitung berdasarkan selisih antara stress vertikal yang dihitung pada langkah sebelumnya dengan tekanan hidrostatis. Menurut Eaton, dengan memanfaatkan hubungan empirik antara (V_B/V_{NB}) dengan (σ_B/σ_{NB}) , stress efektif σ_B dapat dihitung seperti dapat dilihat pada persamaan 2.19.



Gambar 2.11 Penentuan tekanan formasi dengan metoda Eaton (Eaton, 1975)

$$PPG = OBG - \{OBG - NHG\} * (V_B / V_{NB})^A \quad n \quad 2.19$$

Dimana:

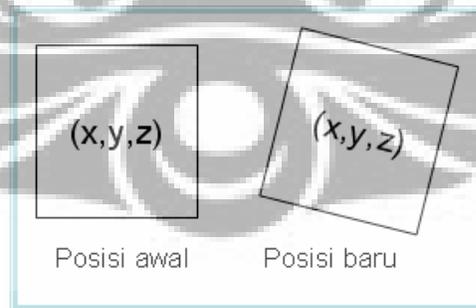
PPG: gradien pore pressure

OBG: gradien overburden stress

NHG: gradien hidrostatik normal

2.2.5 Strain

Lihat Gambar 2. 12, posisi titik pada suatu bidang diwakilili oleh x,y,z. Jika bidang tersebut dikenai gaya maka posisi titik itu akan berpindah.



Gambar 2.12 Posisi titik pada suatu bidang yang dikenai gaya (Fjaer, 1992)

Jika u adalah jarak perindahan titik tersebut pada sumbu X, v pada sumbu Y dan w pada sumbu Z maka posisi baru dari titik tersebut adalah:

$$\left. \begin{aligned} x' &= x - u \\ y' &= y - v \\ z' &= z - w \end{aligned} \right\} \quad 2.20$$

Jika perpindahan u , v , dan w konstan maka perpindahan itu disebut translasi. Jenis lain dari perpindahan adalah rotasi yang dinyatakan dalam Persamaan 2.21:

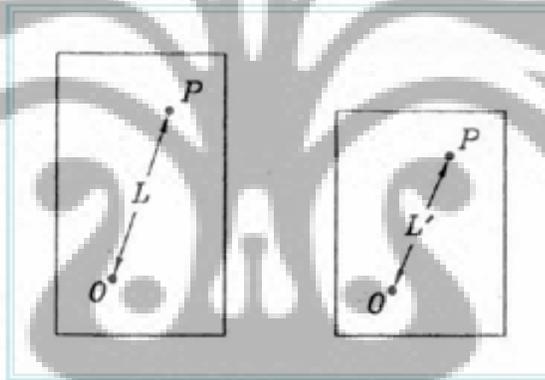
$$\vec{r} = \vec{r}_0 + \omega \times (\vec{r} - \vec{r}_0) \quad 2.21$$

Dimana

$$\vec{r} = (x, y, z)$$

$$\vec{r}' = (x', y', z')$$

Jika perubahan posisi relatif partikel tidak dapat diperoleh melalui translasi ataupun rotasi maka perubahan itu disebut *strained* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.13



Gambar 2.13 Perubahan posisi relatif partikel karena translasi atau rotasi (Fjaer, 1992)

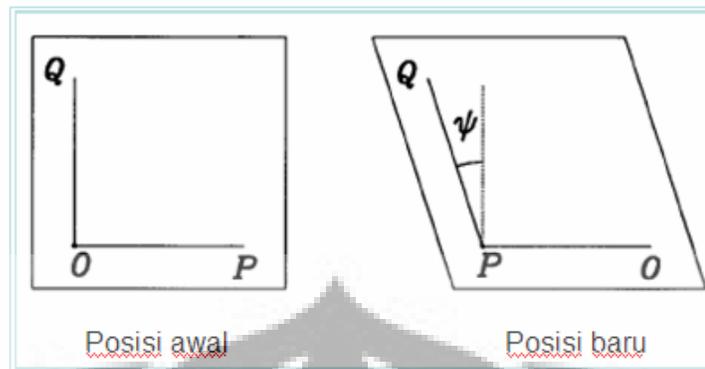
Displacement yang terjadi terhadap titik O dan P tidak sama dan dapat dinyatakan:

$$\varepsilon = \frac{L - L'}{L} \quad 2.22$$

yang disebut sebagai elongasi atau strain. Jenis strain lain yang dikenal adalah *shear strain* yaitu:

$$r = \frac{1}{2} \tan \Psi \quad 2.23$$

dimana Ψ adalah sudut antara dua sumbu yang tegak lurus, lihat Gambar 2.14.



Gambar 2.14 Perubahan posisi relatif partikel karena elongasi (Fjaer, 1992)

Serupa seperti *stress*, *strain* juga dapat dinyatakan dalam strain tensor:

$$\sigma = \begin{pmatrix} \epsilon_x & \tau & \tau \\ \tau & \epsilon_y & \tau \\ \tau & \tau & \epsilon_z \end{pmatrix} \quad 2.24$$

atau dalam bentuk *strain* volumetrik (pengurangan volume relatif):

$$\epsilon_v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z \quad 2.25$$

dimana *strain* volumetrik ini independen terhadap sumbu koordinat.

2.2.6 Sifat Mekanik

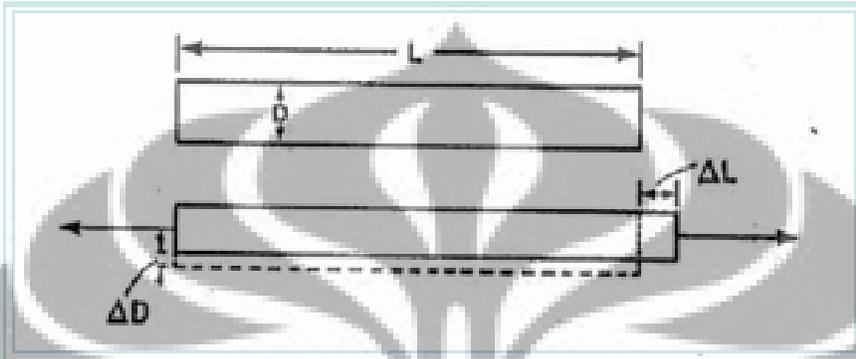
Sifat mekanik atau konstanta elastik dari batuan seperti modulus Young dan perbandingan Poisson merupakan komponen elastisitas dari suatu batuan. Dalam pembuatan MMB kedua parameter ini merupakan parameter yang sangat penting dalam penentuan elastisitas. Dalam geomekanik dikenal ada dua jenis properti mekanik yaitu properti mekanik statik yaitu properti mekanik yang diukur pada batuan di laboratorium (*rock mechanics core testing*) dan properti mekanik dinamik karena properti diukur pada saat batuan menerima gangguan berupa gelombang akustik yang dipancarkan oleh alat logging. Properti mekanik dinamik ini dihitung berdasarkan data log sonik dan densitas.

2.2.7 Sifat Mekanik Statik

Dalam thesis ini hanya akan dibahas sifat mekanik statik dan dinamik untuk perbandingan Poisson dan Modulus Young.

2.2.7.1 Perbandingan Poisson (ν)

Perbandingan Poisson adalah perbandingan antara kontraksi vertikal terhadap ekstensi lateralnya. Perbandingan ini pada hakekatnya merupakan perbandingan antara dua regangan (dalam hal ini arah lateral dibanding dengan arah vertikal) (Munadi, 2000),



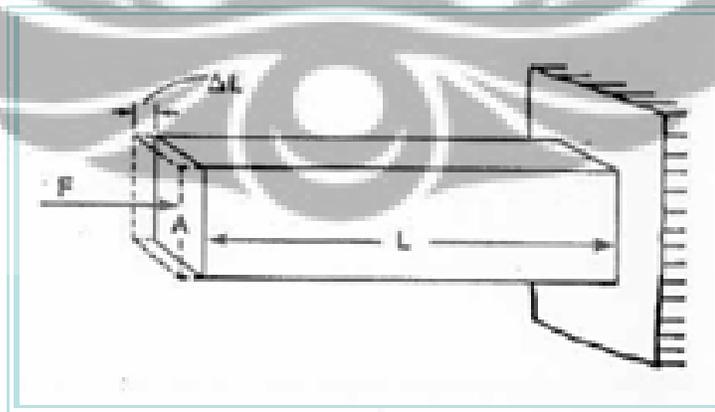
Gambar 2.15 Kontraksi vertikal dan ekstensi lateral ada statu materi yang dikenai gaya (Munadi, 2000)

yang dapat dirumuskan sebagai berikut

$$\nu = \frac{\Delta D / D}{\Delta L / L} \quad 2.26$$

2.2.7.2 Modulus Young (E)

Modulus Young adalah rasio perubahan terhadap stress yang bekerja (Munadi, 2000), lihat Gambar 2.16, yang dirumuskan sebagai berikut:



Gambar 2.16 Perbandingan perubahan terhadap gaya pada suatu materi (Munadi, 2000)

$$E = \frac{F}{A} \frac{\Delta L}{L}$$

2.27

2.2.8 Sifat mekanik dinamik

Sifat mekanik statik yang dijelaskan diatas dapat diperoleh dengan melakukan tes pada core di laboratorium dengan peralatan khusus dan karena dihasilkan dari tes pada core, harga yang didapat akan terbatas jumlah titik pengukurannya sementara itu reservoir ataupun batuan diatas reservoir (*overburden*) panjangnya bisa beratus-ratus meter dan dalam praktik pengeboran sumur minyak dan gas adalah suatu hal yang hampir tidak mungkin untuk melakukan *coring* untuk seluruh interval kedalaman.

Oleh karena itu dibutuhkan pengukuran yang bisa meliputi seluruh interval kedalaman dari sumur yang dibor. Seiring dengan kemajuan teknologi terutama teknologi logging, properti mekanik dari batuan dapat dihitung dari data-data log sonik dan densitas.

Untuk material yang isotropik hubungan antara stress dan strain dapat ditulis:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_x &= (\lambda + 2G) \varepsilon_x + \lambda \varepsilon_y + \lambda \varepsilon_z \\ \sigma_y &= \lambda \varepsilon_x + (\lambda + 2G) \varepsilon_y + \lambda \varepsilon_z \\ \sigma_z &= \lambda \varepsilon_x + \lambda \varepsilon_y + (\lambda + 2G) \varepsilon_z \\ \tau_{xy} &= 2G \tau_{xy} \\ \tau_{xz} &= 2G \tau_{xz} \\ \tau_{yz} &= 2G \tau_{yz} \end{aligned} \right\} \quad 2.28$$

dimana λ , adalah konstanta Lamé dan G adalah modulus rigiditas atau *shear modulus* atau resistansi material terhadap perubahan shear (*shear deformation*).

Modulus elastik yang juga penting adalah *bulk modulus* (K). K merupakan perbandingan *stress* hidrostatik σ_p terhadap *strain volumetric* (Persamaan 2.25).

Untuk stress hidrostatik $\sigma_p = \sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ dimana $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz}$ dan berdasarkan Persamaan 2.19 maka:

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \lambda + 2/3 G \quad 2.29$$

K adalah resistansi material terhadap kompresi hidrostatik. Kebalikan dari K atau $1/K$ adalah kompresibilitas.

Jika stress uniaxial atau $\sigma_z = \sigma_v = \tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0$, berdasarkan Persamaan 2.28 maka:

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} \quad 2.30$$

dan

$$\nu = \frac{\epsilon_x}{\epsilon_y} = G \frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \quad 2.31$$

Berdasarkan penurunan persamaan gelombang didapat bahwa kecepatan gelombang kompresional, V_p adalah:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2G}{\rho}} \quad 2.32$$

dan kecepatan gelombang shear, V_s adalah:

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad 2.33$$

dimana ρ adalah bulk densitas.

Dari persamaan 2.34 hingga Persamaan 2.38 kita dapat mengekspresikan modulus elastik dalam kecepatan gelombang kompresional dan shear:

$$G = \rho V_s^2 \quad 2.34$$

$$\lambda = \rho V_p^2 - 2\rho V_s^2 \quad 2.35$$

$$K = \rho V_p^2 - (4/3) \rho V_s^2 \quad 2.36$$

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad 2.37$$

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad 2.38$$

Berdasarkan persamaan diatas maka modulus elastik atau sifat mekanik suatu batuan dapat dihttung jika V_p , V_s dan ρ diketahui. Dari data logging ketiga

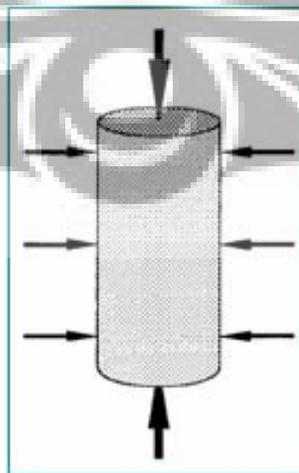
parameter tersebut dapat diukur dengan log sonik untuk mendapatkan V_p dan V_s sedangkan log densitas untuk mendapatkan ρ .

Sifat mekanik yang didapat dari data logging disebut sifat mekanik dinamik karena diukur pada saat batuan mengalami gangguan berupa gelombang akustik yang dipancarkan oleh alat log sonik. Oleh karena itu sifat mekanik dinamik mempunyai harga yang berbeda dengan sifat mekanik statik dimana sifat dinamik harganya selalu lebih besar dibandingkan dengan harga sifat statik dan dalam hal ini sifat mekanik statik dianggap yang mewakili sifat mekanik suatu batuan. Akan tetapi, seperti telah disebutkan sebelumnya, kelemahan dari pengukuran statik adalah jumlah titik pengukuran yang terbatas dan tidak bisa dianggap mewakili keseluruhan interval sumur pengukuran sehingga dalam prakteknya sifat mekanik yang dipakai adalah sifat mekanik dinamik yang telah dikalibrasikan dengan sifat mekanik statik berdasarkan hubungan empirik (korelasi Plumb, 2000) dan hasil *testing* geomekanik pada *core*.

2.2.9 Mekanika Failure

2.2.9.1 Konsep Dasar

Jika suatu material dikenai *stress* maka pada tahap tertentu akan terjadi deformasi permanen atau *failure* pada material atau batuan tersebut. Jadi pada saat batuan tersebut sudah tidak dikenai *stress* batuan tersebut tidak kembali ke kondisi semula. *Failure* yang terjadi akan tergantung dari *stress state*, jenis batuan, sifat mekanik dan kekuatan dari batuan tersebut, (Fjaer 1992).

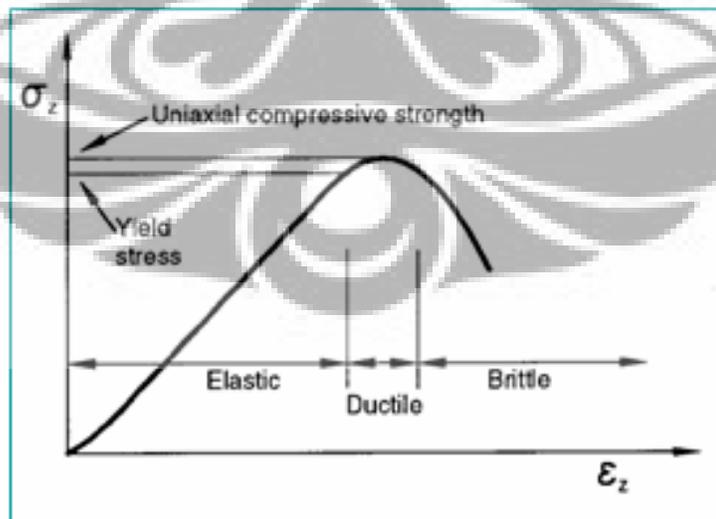


Gambar 2.17 Contoh analisa geomekanik pada inti batuan (Fjaer, 1992)

Dalam laboratorium dikenai beberapa metoda testing untuk mengetahui jenis-jenis failure yang terjadi pada batuan, sebagai contoh adalah *uniaxial testing* dan *triaxial testing*. (Gambar 2.17), silinder batuan dikenai stress pada bagian atas dan bawah dan juga pada sekelilng silinder tersebut dikenai *confining pressure*. Jika *confining pressure*-nya=0 maka test tersebut dinamakan *uniaxial testing* sedangkan jika *confining pressure*-nya tidak sama dengan nol maka test tersebut dinamakan *triaxial testing* (Fjaer, 1992).

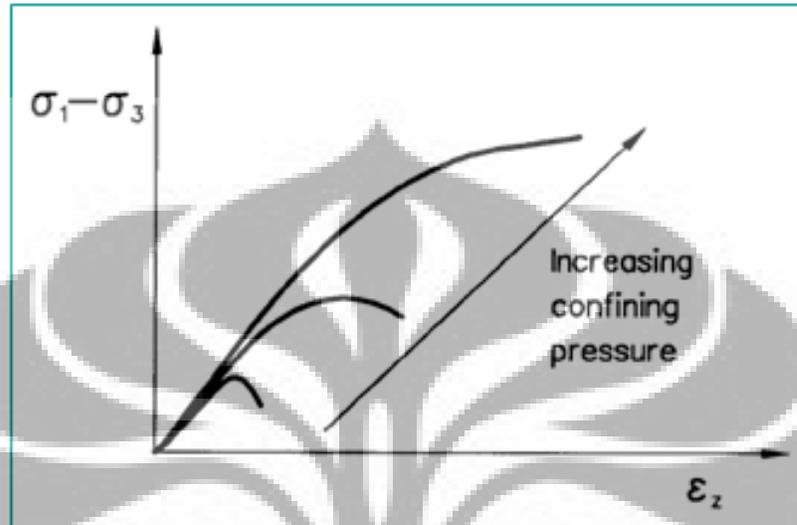
Gambar 2. 18 memperlihatkan kurva *stress* terhadap *strain* untuk *uniaxial test*. Beberapa penjelasan mengenai konsep yang periling dalam testing ini adalah:

- Daerah elastis: Jika stress dilepaskan, sample batuan akan kembali ke bentuk semula
- Titik yield: Titik dimana akan terjadi perubahan permanen pada sampel batuan. Sampel tidak akan kembali ke bentuk semula walaupun sudah tidak dikenai stress.
- *Uniaxial compressive strength*: Puncak stress
- Daerah *ductile*: Daerah dimana terjadi perubahan permanen pada conto tetapi batuan masih dapat menahan stress atau tekanan
- Daerah *brittle*: Daerah dimana ketahanan batuan terhadap tekanan makin berkurang dengan bertambahnya deformasi.



Gambar 2.18 Grafik gaya vs deformasi dalam *uniaxial compressive test*, dalam kenyataannya daerah *ductile* akan kecil sekali. (Fjaer, 1992)

Pada *triaxial testing*, grafik yang diplot adalah perbedaan *stress* dengan *axial deformation* dan biasanya dilakukan untuk beberapa harga *confining pressure* seperti dapat dilihat pada gambar 2.19.



Gambar 2.19 Grafik *triaxial testing-axial stress minus confining pressure axial strain* (Fjaer, 1992)

Dari kedua macam tes pada *core* akan dicari titik dimana terjadi *failure* pada material tersebut sehingga dapat ditentukan kekuatan batuan atau titik *yield*-nya. Dalam *uniaxial test* suatu material dikatakan telah terjadi *failure* apabila telah terjadi *peak stress* atau pada saat kurva *stress* terhadap *strain* mengalami puncaknya dan kemudian mengalami penurunan karena telah terjadi *failure* pada material tersebut.

Tetapi hal yang sedikit berbeda terjadi untuk *triaxial test*, karena untuk *triaxial test* pada saat *high confining pressure* terlihat material tersebut mampu menahan *stress* yang diberikan walaupun telah terjadi *failure* atau telah mencapai titik *yield*-nya dan fenomena ini dinamakan *strain hardening*. Oleh karena itu maka ada beberapa teori yang dibuat untuk menentukan *failure criteria* dari suatu material. Dalam tesis ini hanya akan dibahas *failure criteria* berdasarkan Mohr-Coulomb.

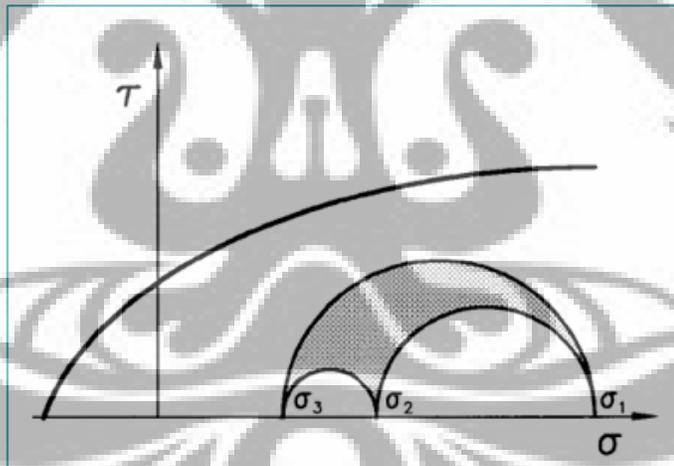
2.2.9.2 Shear Failure - Mohr's hypothesis

Shear failure terjadi bila *shear stress* pada suatu bidang melebihi kekuatan material tersebut. Mohr mengasumsikan *failure* yang terjadi dapat dijelaskan

sebagai berikut:

$$\tau = f(\sigma) \quad 2.39$$

dimana σ adalah *normal stress* tegak lurus bidang dan τ adalah *shear stress* sejajar bidang. Dalam bidang $\tau - \sigma$, Persamaan 2.39 dapat membedakan daerah *failure* dan daerah aman. Sebagai contoh dari Persamaan 2.39 dapat dilihat pada Gambar 2.20 dimana ada tiga stress: σ_1 , σ_2 , σ_3 dan lingkaran Mohr menghubungkan ketiga stress tersebut pada bidang $\tau - \sigma$. Jika σ_1 stress maksimum dan σ_2 stress minimum dan σ_3 *intermediate stress* maka daerah yang diberi arsiran (*shading*) adalah daerah dimana kemungkinan *stress state* (*possible stress state*). Jika σ_1 bertambah maka lingkaran yang menghubungkan σ_1 dan σ_3 akan membesar dan akan menyentuh kurva *failure* pada waktu tertentu maka dikatakan telah terjadi *failure* pada material tersebut dan *failure* ini disebut *shear failure*. Jadi menurut hipotesis Mohr, *shear failure* yang terjadi akan tergantung pada minimum dan *maximum principal stress* (σ_1 dan σ_2) saja dan tidak tergantung kepada *intermediate stress*



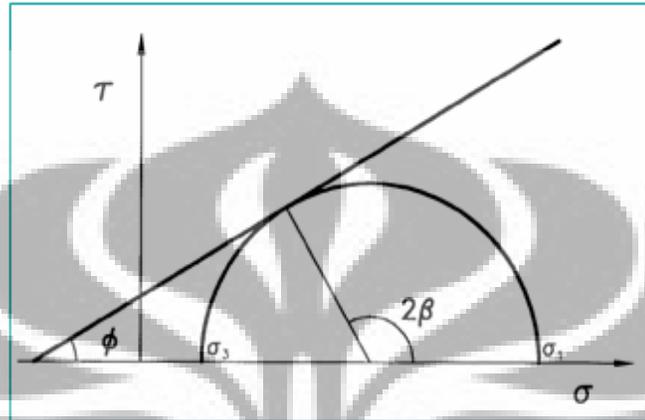
Gambar 2.20 Contoh lingkaran Mohr (Fjaer, 1992)

2.2.9.3 Kriteria Mohr Coulomb

Dengan mengubah-ubah stress atau fungsi f pada Persamaan 2.39 maka akan didapatkan beberapa kriteria *failure*. Dalam thesis ini akan dibahas kriteria *failure* yang sederhana dan linier seperti yang telah dideskripsikan oleh Mohr-Coulomb yaitu:

$$\tau = S_0 + \mu\sigma \quad 2.40$$

dimana S_0 adalah *inherent shear strength* atau kohesi yaitu kekuatan yang dibutuhkan untuk menahan butiran-butiran sehingga tetap menjadi satu kesatuan dan μ koefisien friksi internal atau resistansi batuan terhadap gerakan sepanjang bidang karena gaya gesek.



Gambar 2.21 Kriteria Mohr Coulomb dalam bidang $\tau-\sigma$ (Fjaer, 1992)

Gambar 2. 21 memperlihatkan lingkaran Mohr yang menyentuh garis *failure* dimana ϕ adalah sudut friksi (*friction angle*) yang berhubungan dengan koefisien internal friksi μ dimana:

$$\tan \phi = \mu \quad 2.41$$

dan pada gambar tersebut diperlihatkan juga sudut 2β yang memberikan posisi titik dimana lingkaran Mohr menyentuh garis *failure* dan shear dimana normal stress pada titik ini adalah:

$$\tau = 1/2 (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\beta \quad 2.42$$

dimana :

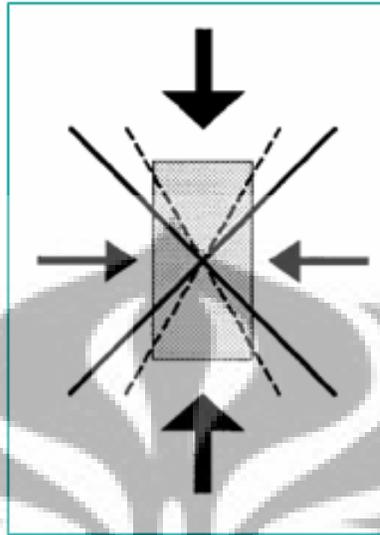
$$\sigma = 1/2 (\sigma_1 + \sigma_3) + 1/2 (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\beta \quad 2.43$$

$$2\beta = \phi + (\pi/2) \text{ atau} \quad 2.44$$

$$\beta = (\pi/4) + (\phi/2) \quad 2.45$$

dan diketahui bahwa harga ϕ variasinya antara 0 sampai 90° maka berdasarkan Persamaan 2.45, β akan bervariasi antara 45° dan 90°. Seperti diketahui β adalah sudut dimana kriteria *failure* terpenuhi maka dalam hal ini β memberikan informasi mengenai orientasi dari bidang *failure* dan disimpulkan bahwa bidang *failure* akan membentuk sudut lebih kecil dari 45° terhadap arah σ_1 . Gambar 2. 22 memperlihatkan kemungkinan variasi dari bidang *failure* untuk suatu batuan

berdasarkan kriteria Mohr-Coulomb.



Gambar2. 22 Inklinasi maksimum dari bidang failure menurut criteria Mohr-Coulomb (Fjaer, 1392)

Hal yang penting untuk dicatat adalah bahwa β akan bergantung kepada harga ϕ sedemikian sehingga orientasi dari bidang *failure tidak* tergantung terhadap *confining stress*. Jika Persamaan 2.42 dan Persamaan 2.43 disubstitusikan ke Persamaan 2.31 maka:

$$\frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\beta = S_0 + \mu \left[\frac{1}{2} (\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\beta \right] \quad 2.46$$

substitusikan ϕ kepada β dan μ maka:

$$\frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\phi = S_0 + \tan \phi \left[\frac{1}{2} (\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2} \tan \phi \sin \phi (\sigma_1 - \sigma_3) \right] \quad 2.47$$

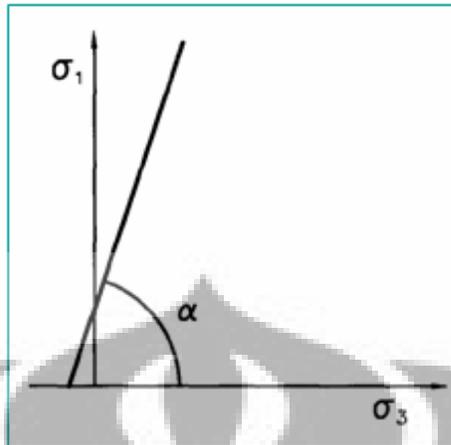
Jika dikaitkan dengan $2 \cos \phi$, maka:

$$(\sigma_1 - \sigma_3) (\cos^2 \phi + \sin^2 \phi) = 2 S_0 \cos \phi + (\sigma_1 + \sigma_3) \sin \phi \quad 2.48$$

$$\sigma_1 (1 - \sin \phi) = 2 S_0 \cos \phi + \sigma_3 (1 + \sin \phi) \quad 2.49$$

$$\sigma_1 = \frac{2 S_0 (\cos \phi) + \sigma_3 (1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \quad 2.50$$

Gambar 2. 23 memperlihatkan hubungan antara σ_1 dan σ_3 atau persamaan 2.50 dalam bidang (σ_1, σ_3) dan terlihat dari gambar tersebut bahwa bubungannya adalah linier seperti Gambar 2. 23.



Gambar 2. 23 Kriteria Mohr-Coulomb pada bidang (σ_1 , σ_3) (Fjaer, 1992)

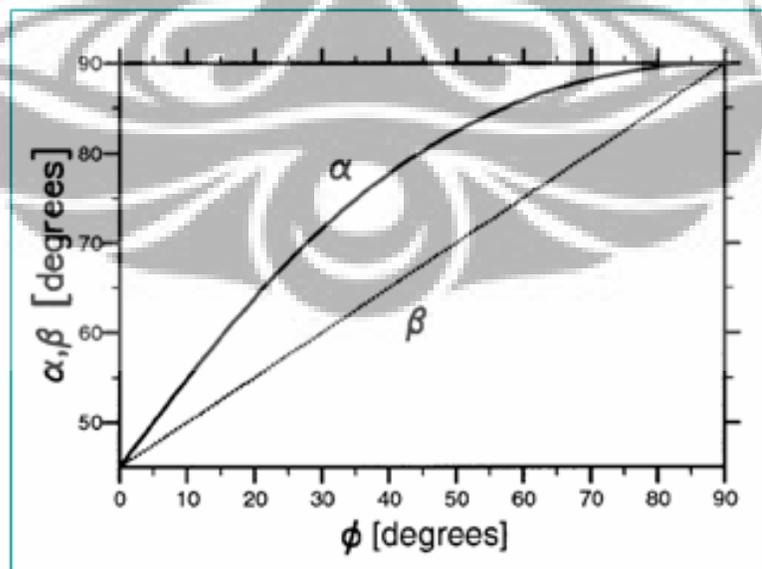
Akan tetapi sudut α pada bidang σ_1 , σ_3 tidak sama dengan Φ tetapi mengikuti persamaan:

$$\tan \alpha = \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \quad 2.51$$

$$\sin \phi = \frac{\tan \alpha - 1}{\tan \alpha + 1} \quad 2.52$$

Dan Gambar 2.24 memperlihatkan hubungan α dan β terhadap ϕ Persamaan 2.50 dapat disederhanakan menjadi:

$$\sigma_1 = 2 S_0 \tan \beta + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad 2.53$$



Gambar 2. 24 Grafik hubungan antara α dan β terhadap ϕ (Fjaer, 1992)

2.2.9.4 Uniaxial compressive strength (UCS)

Jika $\alpha_3 = 0$ pada Persamaan 2.40 maka akan didapatkan parameter yang disebut *uniaxial compressive strength* (UCS) atau C_o atau tekanan per unit luas dimana akan terjadi *failure* pada batuan secara kompresi. Persamaannya adalah:

$$C_o = 2 S_0 \frac{(\cos \phi)}{(1 - \sin \phi)} = 2 S_0 \tan \beta \quad 2.54$$

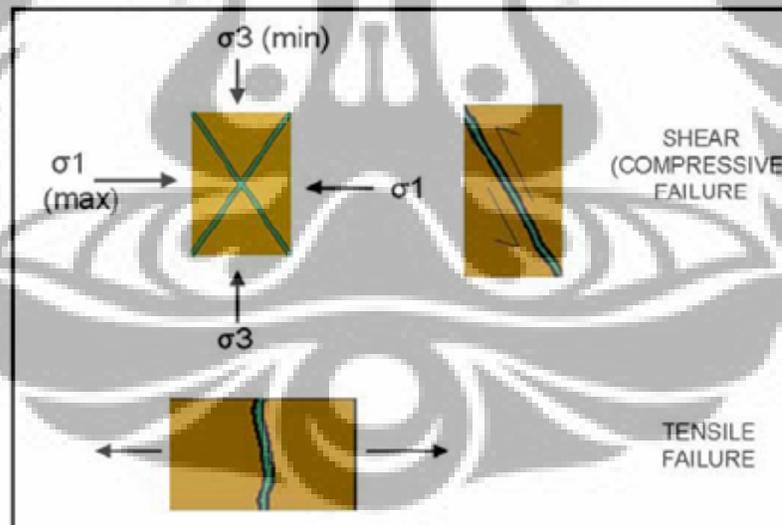
2.2.9.5 Tensile strength (TSTR)

Tensile strength adalah kekuatan batuan terhadap *tensile stress* atau akan terjadi *failure* pada batuan secara ekstensi

Jika $\alpha_1 = 0$ pada Persamaan 2.49 maka didapat hubungan antara C_D dan T_o yaitu

$$\frac{C_D}{T_o} = \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \quad 2.55$$

Ilustrasi dari *tensile failure* karena *tensile stress* yang terjadi telah melewati *tensile strength* dari batuan dan juga *shear failure* dimana *shear stress* telah melewati *shear strength* (UCS) dari batuan dapat dilihat di Gambar 2.25.

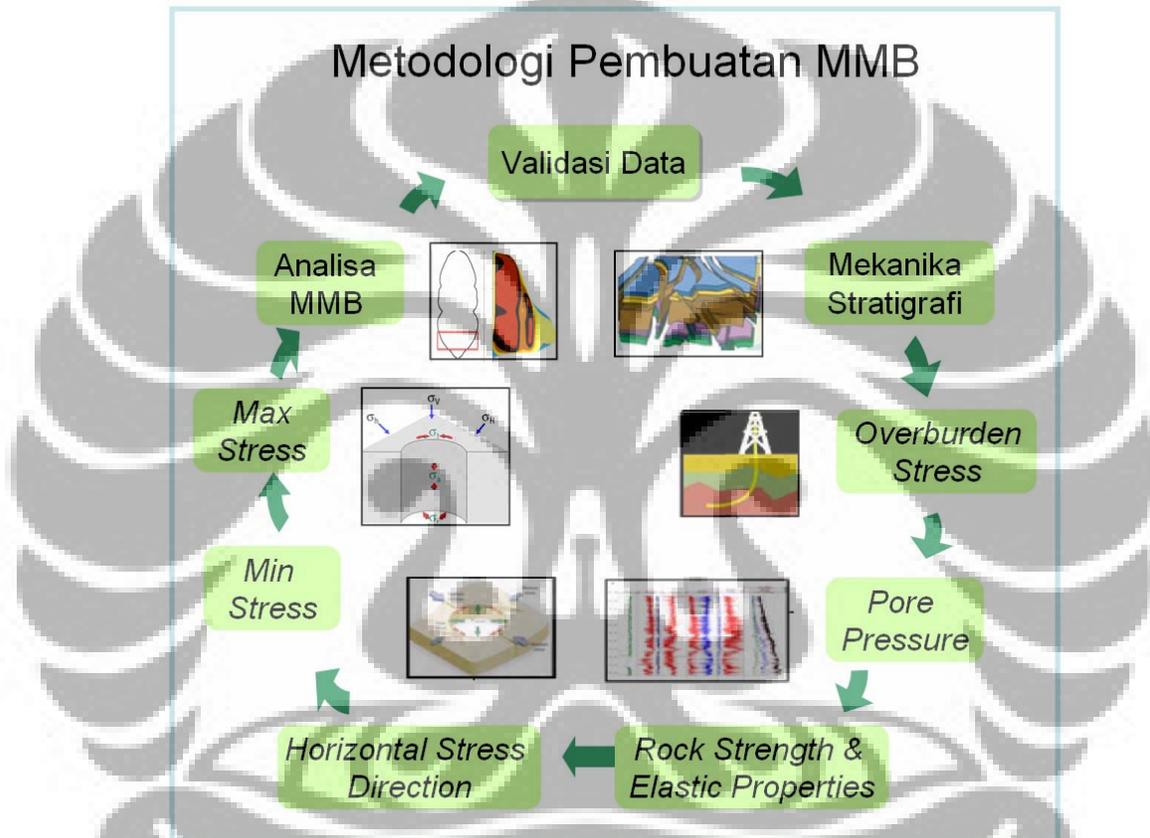


Gambar 2. 25 ilustrasi *failure* secara kompresi dan *tensile*, (Bratton 2005)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Alur kerja dari analisa MMB ini adalah suatu proses yang terstruktur dan terintegrasi dengan sistem lingkaran tertutup (*closed-loop*) yang pada akhirnya dapat mengurangi resiko suatu perubahan batuan yang tidak direncanakan



Gambar 3.1 Metodologi pembuatan Model Mekanika Bumi

3.1 Data-data pendukung

Pada prinsipnya, data-data pendukung yang ideal dibutuhkan untuk membuat MMB adalah sebagai berikut:

a. Data geologi

- Kolom stratigrafi
- *Mud log*.
- Peta struktur kedalaman dan lokasi sumurnya

- Data inti batuan & hasil tesnya (*triaxial analisis*)
 - Informasi stress regional.
- b. Geofisika
- Penampang seismik yang bisa mewakili daerah penelitian.
 - Volume seismik.
 - Top formasi dan interpretasi patahan yang sudah di grid.
- c. Data log
- Standar *wireline log* atau LWD. (*triple combo*)
 - *Dipole Sonic (DSI* atau *Sonic Scanner* termasuk *X-dipole mode*)
 - Tekanan formasi yang diukur dari *wireline formation tester (MDT)*.
 - *Image log* resistivitas seperti *Fullbore Formation Micro Imager (FMI)*.
- d. Analisis petrofisika.
- e. Data Pemboran
- Laporan harian pemboran dari sumur-sumur sebelumnya.
 - Laporan akhir sumur yang meliputi ringkasan tentang lumpur sumur dan parameter pemboran
 - Diagram selubung dan semen dari sumur-sumur sebelumnya.
 - Profil berat lumpur.
 - *Extended leak off tests, leak off tests and Mini-Frac reports, formation integrity tests*. Grafik antara tekanan vs waktu yang didapat pada waktu melakukan tes-tes tersebut.
 - Data deviasi dan arah sumur, jika sumurnya miring.
- f. Data *welltest* and data produksi-tekanan dan properti fluida.

Seluruh data di atas menggambarkan data ideal yang dibutuhkan untuk membuat MMB yang akurat dan tervalidasi tetapi pada kenyataannya belum tentu semua data yang dibutuhkan tersedia karena banyak data yang tidak bisa diakuisisi karena berbagai macam hal. Dalam thesis ini akan digunakan data data riil dari sumur K-5 dan K-8.

Oleh karena itu secara teknis berdasarkan diagram alur pembuatan MMB di atas terdapat beberapa elemen utama yang harus diperhatikan dalam proses ini seperti yang akan di sampaikan pada poin selanjutnya.:

3.2 Metode Penelitian

3.2.1 Validasi Data

Hal pertama yang harus disiapkan sebelum pembuatan MMB adalah validasi data yang meliputi proses pemilihan sumur, pengumpulan data, dan *QC* data. Tahapan validasi data dapat membantu mengumpulkan semua data yang relevan khususnya data yang berhubungan dengan geologi, geofisika, petrofisik dan data pemboran. Tujuan dari validasi data ini adalah:

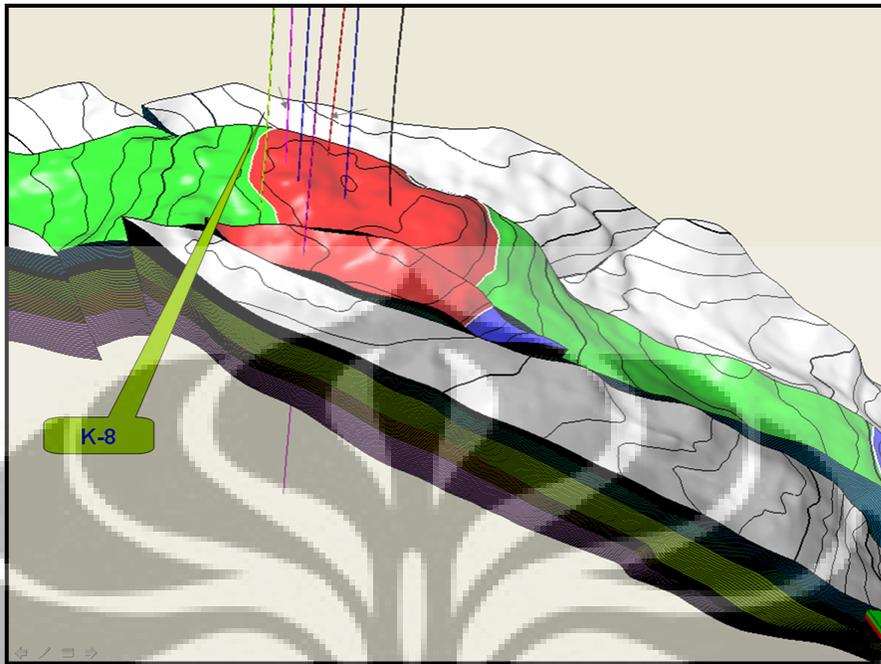
- Mengidentifikasi permasalahan
- Menempatkan dan mengevaluasi data untuk keperluan analisa MMB seperti peta struktur kedalaman, analisa-analisa geologi, data seismik, evaluasi formasi dan data pemboran.
- Mengidentifikasi data yang tidak tersedia untuk keperluan MMB
- Merekomendasikan pengambilan data tambahan.

3.2.2 Mekanika Stratigrafi

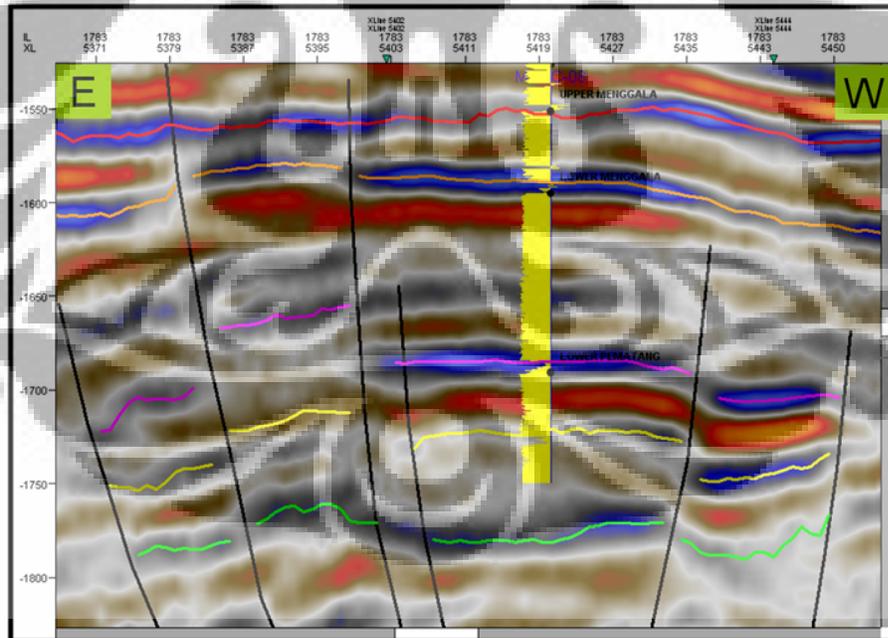
Pembahasan utama dalam tahapan mekanika stratigrafi adalah mengenai kondisi struktur geologi daerah penelitian dan urutan stratigrafinya. Pada tahap analisa kondisi struktur geologi ini bisa diketahui beberapa hal penting seperti:

- Penentuan posisi zona *brittle* atau *ductile*
- Analisa kecocokan fluida (*fluid compatibility*)
- Gaya tektonik regional
- Mekanisme deformasi mikro.

Selain itu pada tahap ini pula dilakukan pengelompokan batuan dalam suatu kolom stratigrafi secara mekanika. Dalam geomekanik batuan dipisahkan menjadi 2 kelompok yaitu *grain supported* dan *clay supported* karena batuan *clay supported* seperti lempung akan lebih *ductile* dan bisa menyerap stress dan mendistribusikannya secara merata sedangkan *grain supported* seperti batupasir dan gamping akan cenderung *brittle*.



Gambar 3. 2. Model struktur geologi di daerah Lapangan Kuant



Gambar 3.3 Penampang seismik pada sumur K-8

Ada banyak metoda untuk menentukan apakah batuan tersebut *grain* atau *clay supported*, salah satunya adalah menggunakan data log terutama log gamma ray dengan bantuan log sonik, densitas dan netron (gambar 3.3). Batupasir dan batu

Jika data log densitas tidak tersedia sampai ke permukaan maka akan dilakukan ekstrapolasi. Gambar 3.5 adalah contoh integrasi log densitas dan ekstrapolasi untuk mengisi data yang hilang pada Sumur K-8.

3.2.4 Tekanan Formasi

Data tekanan formasi adalah parameter yang penting dalam MMB karena tekanan formasi sangat menentukan besarnya stress efektif dari seluruh stress utama yang bekerja, baik itu stress vertikal ataupun stress horisontal.

Tabel 3.1 Contoh tekanan formasi pada interval Formasi Lower Pematang di sumur K-5

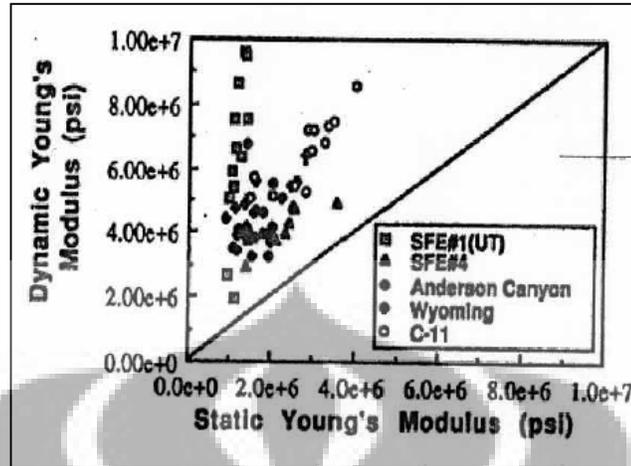
Point No.	FILE NO.	DEPTH (FT)			IHP (PSIA)	FORM. PRESSURE		FHP (PSIA)	TEMP (°F)	PERM. (qualitat.)	MOBILITY (md/ep)	FLUID ID	TEST STATUS
		MD	TYD	TYDSS		(PSIA)	EMV (PPG)						
1	2	7,062.0	6,703.0	6,651.0	3,072.0	2,824.4	8.17	3,073.0	268.0	POOR	11.10	MF	OK
3	3	5,824.0	5,642.0	5,590.0	2,592.0								Tight
4	4	5,825.0	5,642.0	5,590.0	2,590.0								SF
5	5	5,826.0	5,643.0	5,591.0	2,590.0								SF

Tekanan formasi juga akan sangat menentukan dalam perhitungan stabilitas lubang bor baik pada waktu pemboran maupun produksi. Data ini dapat di peroleh dari pengukuran langsung dengan menggunakan alat "Wireline Formation Testing" atau MDT (*Modular dynamic Tester*)

3.2.5 Sifat mekanik dan kekuatan batuan

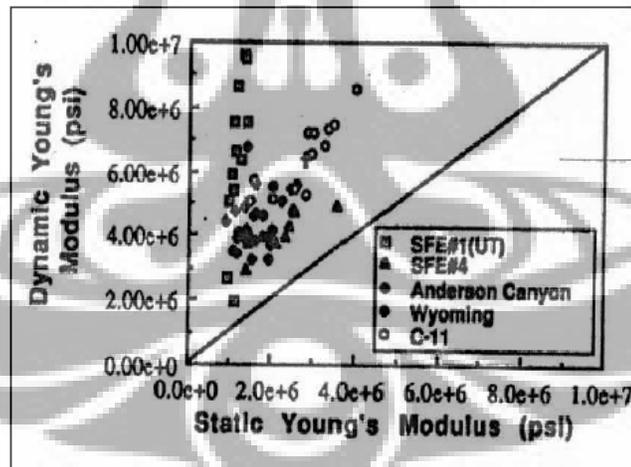
Parameter lain dari MMB adalah sifat mekanik dan kekuatan batuan. Seperti telah dibahas pada bab II, berdasarkan cara pengukurannya maka sifat mekanik batuan ini terbagi dua yaitu sifat dinamik dan statik. Untuk sifat dinamik dapat diperoleh secara langsung dari data pengukuran log dan setelah itu sifat dinamik ini harus dikonversikan ke properti statik dengan menggunakan korelasi empirik.

Ada beberapa metoda empirik yang digunakan, dalam tesis ini metoda empirik dari Schlumberger (*proprietary correlation*) yang dipakai. Pada intinya, korelasi empirik diperoleh dari data-data core yang di cross plot dengan hasil perhitungan dari log seperti dapat dilihat pada Gambar 3. 6.



Gambar3.6 Crossplot antara modulus Young statik vs dinamik (Tutuncu dan Sharma, 1992).

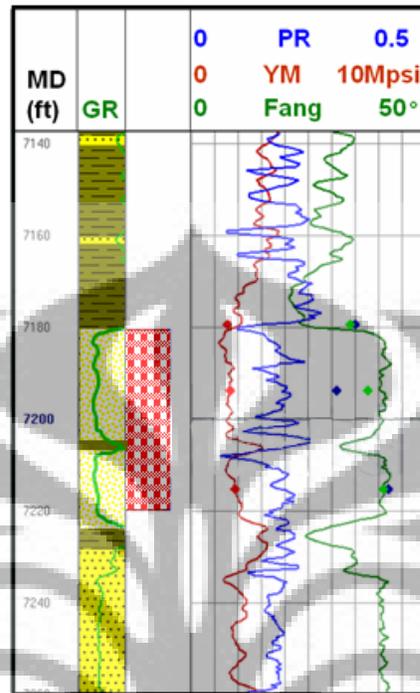
Berdasarkan plot tersebut maka dapat diturunkan persamaan yang menghubungkan properti dinamik dengan statik seperti yang dilakukan oleh Tutuncu dan Sharma (1992). Dalam contoh ini diperoleh hubungan empirik antara modulus Young dinamik dengan modulus Young statik dan dengan cara yang sama diperoleh untuk perbandingan Poisson, lihat Gambar 3.7.



Gambar3.7 Crossplot antara perbandingan Poisson statik vs dinamik. (Tutuncu dan Sharma, 1992).

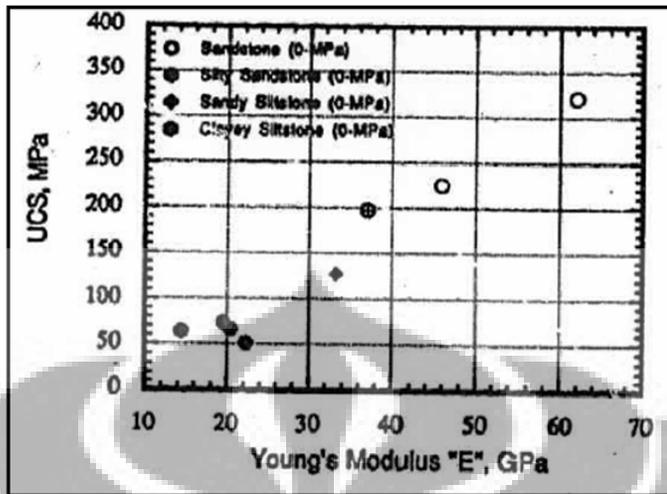
Sifat dinamik yang dihitung dari data log kemudian dikalibrasikan dengan sifat statik yang diukur dari *core (triaxialtesting)* dengan melakukan *gain* dan *offset* terhadap properti dinamik sehingga hasil akhir yang didapat merupakan sifat statik yang lengkap untuk seluruh kedalaman sumur dan terkalibrasi oleh data tes

dari *core* yang dalam hal ini menjadi nilai acuan.



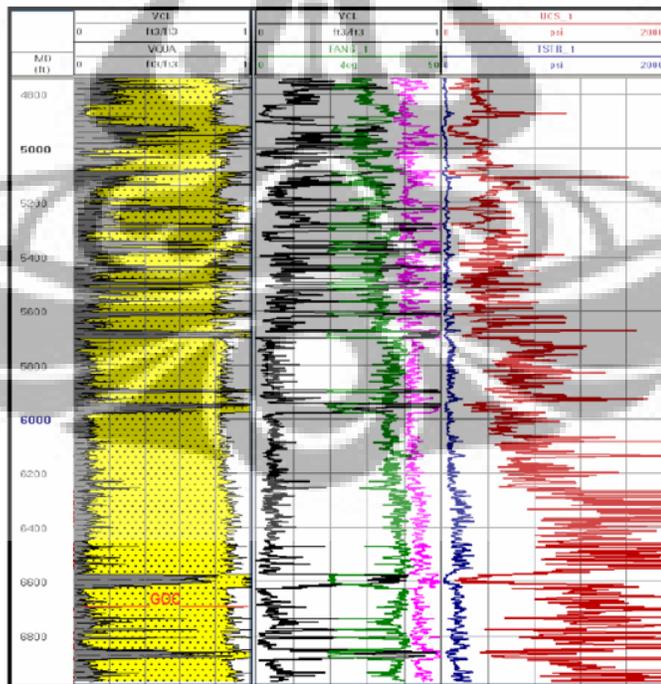
Gambar 3.8 Kalibrasi properti mekanik dinamik dan properti statik dari hasil tes mekanika batuan pada inti batuan dari Sumur K-3

Seperti telah disinggung pada bab 2, ada 3 jenis kekuatan batuan yang diperlukan dalam pembuatan MMB yaitu *unconfined compressive strength* (UCS), sudut friksi (FANG) dan *tensile strength* (TSTR) dimana ketiga parameter tersebut merupakan parameter intrinsik yang terdapat pada batuan dan dapat dihitung dengan dua cara yaitu dari hasil tes pada *core* dan juga dapat diperoleh dari data log dengan memanfaatkan hubungan empirik. Adapun hubungan empirik yang menghubungkan UCS dan FANG dengan porositas (Plumb 1994), Modulus Young statik (Plumb 1992). Pada thesis ini hubungan empirik antara UCS dan modulus Young statik yang dipakai, sedangkan untuk FANG dipakai hubungan yang dibuat oleh Fuller - Schlumberger {unpublished} dimana diperoleh hubungan antara FANG dengan volume *clay*. Dengan memanfaatkan data-data tes pada *core* dari batuan-batuan di berbagai belahan dunia diperoleh hubungan antara modulus Young statik dan UCS seperti pada gambar 3.9 (Plumb 1992). TSTR biasanya dthitung berdasarkan perbandingan terhadap UCS dan umumnya adalah 1/10 UCS (Chardac, 2005).



Gambar 3.9 Hubungan empirik antara modulus Young statik dengan UCS (Plumb 1992)

Hasil perhitungan UCS, TSTR dan FANG pada Sumur K-8 dapat dilihat pada Gambar 3.10 dimana kolom 1 adalah stratigrafi mekanik, kolom kedua adalah sifat elastik seperti perbandingan sudut friksi dengan volume clay, Kolom 3 adalah UCS dan tensile strength (TSTR)

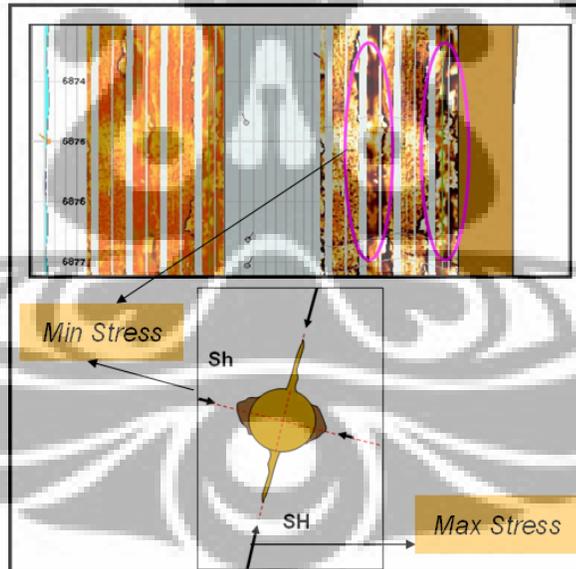


Gambar 3.10 FANG, UCS dan TSTR dari log sumur K-8 yang sudah dikalibrasi dengan hasil tes pada core

3.2.6 Arah stress

3.2.6.1 Analisa electrical images log

Pada saat sumur minyak dibor maka akan terjadi pengambilan kolom batuan dan akan terjadi juga ketidakseimbangan *stress-stress* yang sebelumnya bekerja pada lapangan tersebut. Untuk membuat keseimbangan yang baru maka pada waktu membor dimasukkan lumpur pemboran dengan harapan lumpur tersebut bisa menyeimbangkan *stress-stress* yang bekerja sebelumnya. Jika berat lumpur yang dimasukkan terlalu rendah ketidakseimbangan stress tetap terjadi dan batuan akan mengalami *failure* secara *shear* (*shear failure*) atau yang sering disebut *breakout*. *Breakout* terjadi karena adanya peningkatan *tangential stress* yang melebihi *compressive strength* dari batuan sehingga terjadi *shear failure*. Jika berat lumpur pemboran terlalu tinggi maka akan terjadi *tensile failure* atau rekahan pada batuan yang sering disebut *drilling induced fracture* atau *hydraulic fracture*.



Gambar 3.11 Analisa *Breakout* fenomena akibat proses pemboran yang diperoleh dari data *image log*

Sumur K-8 adalah sumur vertikal sehingga arah dari *breakout* akan searah dengan gaya horisontal minimum, σ_h sedangkan arah dari *drilling induced fracture* akan searah dengan gaya horisontal maksimum σ_H . *Breakout* dan *drilling induced fracture* akan terlihat pada *electrical borehole images log (FMI)*, karena *event-*

event tersebut akan memberikan kontras resistivitas dimana *FMI* merupakan alat yang mengukur resistivitas batuan dengan cakupan hampir seluruh permukaan lubang bor terukur.

Alat ini memanfaatkan pengukuran resistivitas mikro yang terletak pada setiap *pad*. Pada waktu logging, *pad* akan menekan formasi dan arus listrik dialirkan menembus formasi yang kemudian ditangkap oleh sensor setelah melalui formasi untuk diukur resistivitasnya. Resistivitas yang dihasilkan akan berupa *image* dimana semakin gelap *image*-nya batuan disebut semakin konduktif sedang semakin terang maka batuan akan semakin resistiv.

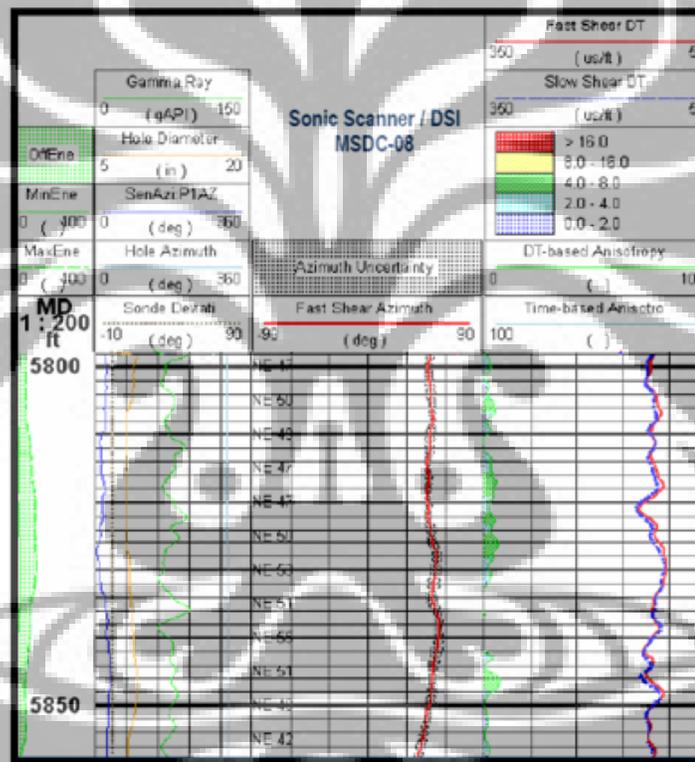
Selain resistivitas alat ini juga mempunyai alat pengukur arah (*General Purpose Inclination tool / GPIT*) sehingga setiap *event* kontras resistivitas yang terjadi dapat diukur arahnya.

3.2.6.2 Stress direction from Shear anisotropy

Pada alat DSI atau *Sonic scanner* gelombang akustik dipancarkan ke batuan dan kemudian gelombang yang kembali akan diukur kecepatannya atau perlambatannya (*slowness*). Ada mode tertentu pada alat ini yang disebut *cross-dipole mode* dimana dua sumber gelombang shear yang saling tegak lurus yang kemudian memancarkan gelombang akustik ke formasi/batuan. Jika ada anisotropi azimuthal dimana kecepatan yang diukur akan berbeda tergantung dari arah pengukurannya maka akan terjadi fenomena yang disebut *shear wave splitting* dimana gelombang *shear* akan terbagi dua dengan kecepatan yang berbeda dimana gelombang yang lebih cepat disebut *fast shear* yang akan merambat sepanjang *strike* dari *fracture* dan yang lebih lambat disebut *slow shear* yang akan merambat tegak lurus *fracture*, (Plona, T.J., et al., 2000}. Fenomena inilah yang dimanfaatkan untuk mengukur arah dari horisontal stress karena jika ada stress anisotropi maka akan terjadi *shear* anisotropi karena akan terjadi konsentrasi stress pada arah minimum horisontal stress.

Gambar 3. 12 menunjukkan hasil dari pemrosesan DSI *cross dipole* pada Sumur K-8, dimana kolom pertama memperlihatkan indikasi adanya anisotropi yang disebabkan oleh stress yang ditunjukkan dengan adanya perbedaan energi

minimum dan maksimum dimana bayangan hijau menunjukkan perbedaan energi. Kolom kedua memperlihatkan kurva sinar gamma (kurva hijau), kurva oranye adalah caliper yang menunjukkan ukuran dari sumur dan kurva biru adalah azimuth dari *pad tool* yang menunjukkan arah alat log. Kolom ketiga menunjukkan azimuth dari *fast shear* yang juga menunjukkan arah dari horisontal stress maksimum. Sedangkan kolom keempat menunjukkan *fast* (kurva merah) dan *slow* (kurva biru) *shear slowness*. Kolom kelima menunjukkan gelombang *fast* dan *slow shear* yang terekam di *receiver*.



Gambar 3.12 *Fast shear azimuth* yang menunjukkan arah gaya horisontal maksimum pada Sumur K-8

Dari Gambar 3.12 maka arah horisontal stress maksimum adalah N 58° E yang ditentukan berdasarkan harga *fast shear azimuth* pada zona anisotropi yaitu zona yang dibatasi oleh dua garis biru. Harga ini jika dibandingkan dengan arah horisontal stress minimum yang didapat dari *borehole image* ternyata konsisten dan kedua arah ini hampir saling tegak lurus yang memang secara teoritis kedua arah tersebut harus saling tegak lurus.

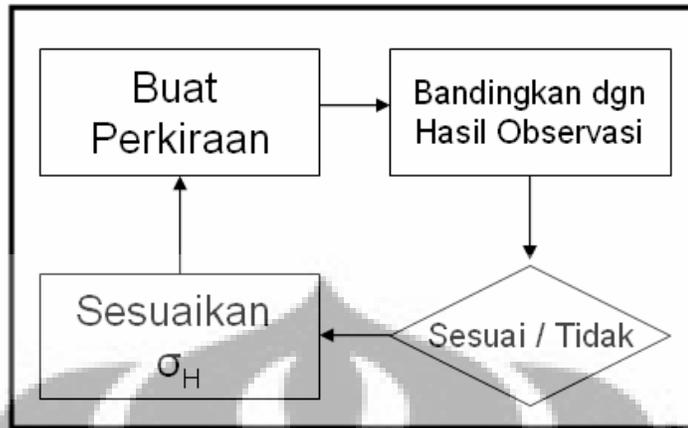
3.2.7 Magnitude horisontal stress minimum

Dalam tahap ini dilakukan penentuan magnitudo dari gaya horisontal minimum dan gaya maksimum. Perhitungan magnitudo gaya horisontal maksimum akan lebih sulit karena sampai saat ini belum ada alat log yang dapat mengukur kedua parameter tersebut secara kontinyu. Dengan menggunakan persamaan empiris yaitu persamaan 2.6 maka akan didapat magnitudo horisontal stress minimum yang kemudian dikalibrasikan dengan hasil pengukuran LOT (silang biru) seperti dapat dilihat di Gambar 3.4. Dengan cara ini maka akan didapat kurva horisontal stress minimum yang kontinyu dan terkalibrasi.

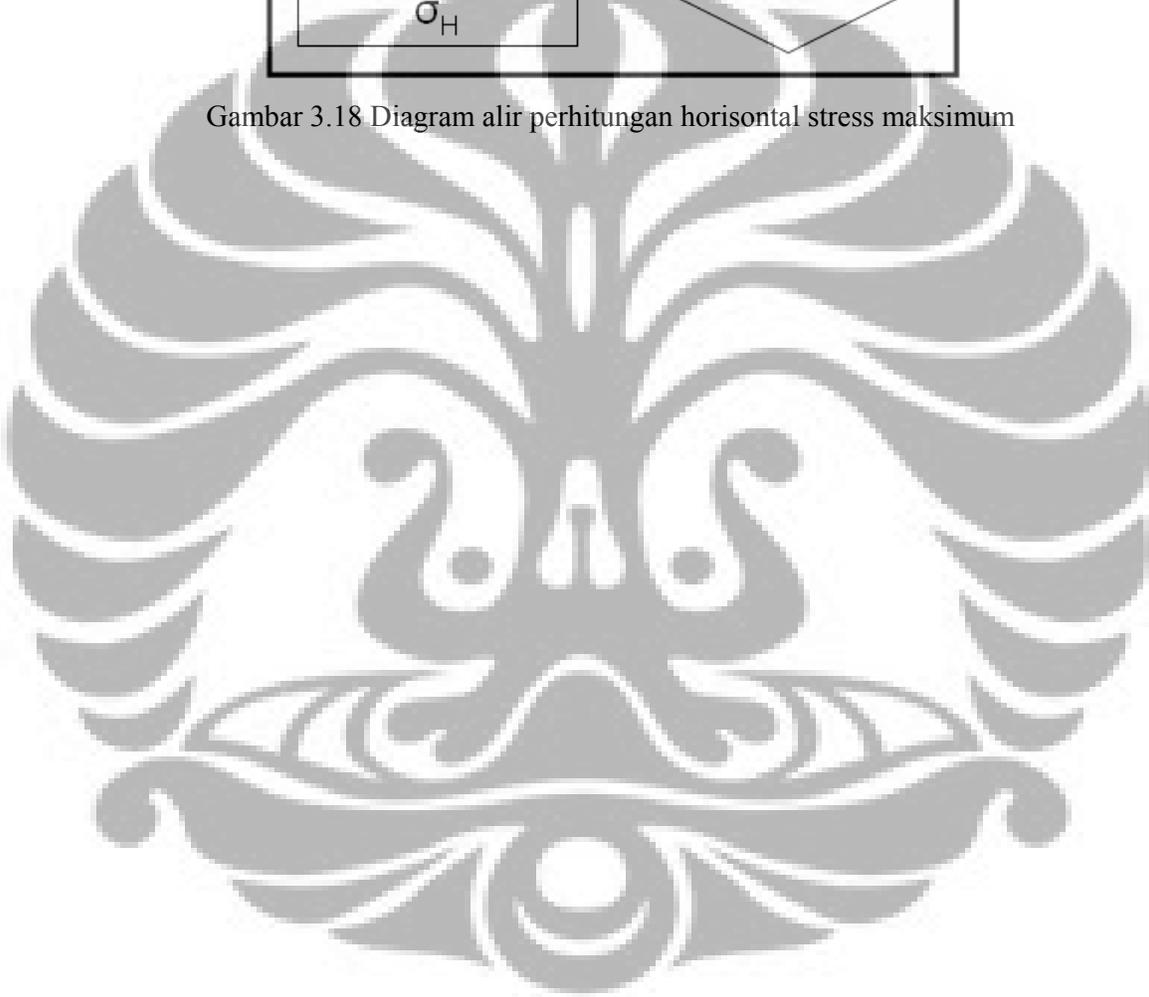
3.2.8 Magnitudo horisontal stress maksimum

Magnitudo horisontal stress maksimum tidak dapat diukur walaupun dengan teknologi yang ada sekarang. Untuk menentukan parameter ini digunakan *failure analysis* atau simulasi berdasarkan model yang telah dibuat. Simulasi ini merupakan langkah terakhir dari pembuatan MMB ini.

Failure analysis atau *wellbore stability simulator* memerlukan data masukan atau parameter yang telah dihitung pada langkah sebelumnya yaitu: properti elastik (modulus Young, perbandingan Poisson), kekuatan batuan (*UCS, FANG, TSTR*), tekanan formasi dan magnitudo stress. Jadi *wellbore stability simulator* disimulasikan dimana hanya magnitudo dari horisontal stress maksimum yang tidak diketahui. Hasilnya adalah berupa jendela berat tumpur pemboran dan prediksi *failure* yang ditimbulkan. Magnitudo horisontal stress maksimum ini kemudian diubah-ubah sampai prediksi *failure* yang dihasilkan oleh *wellbore stability simulator* sama dengan *failure* yang dilihat atau diinterpretasi dari *electrical borehole image*.



Gambar 3.18 Diagram alir perhitungan horisontal stress maksimum



BAB IV

HASIL ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Validasi Data

4.1.1 Analisa Geologi & Geofisika.

Secara regional, daerah penelitian termasuk ke dalam cekungan Sumatra Tengah yang terbentuk oleh sistim *rift*. Sedimentasi yang terjadi sangat dipengaruhi oleh tektonik yang membentuk cekungan dan dibagi menjadi 4 periode tektonik regional yaitu: *Rift*, *Inversion*, *Sag* dan *Major Tectonisms*.

Empat tektonik regional tersebut yang menyebabkan terjadinya 3 *group* yaitu : *Group* Pematang, Sihapas dan Minas yang terjadi dalam rentang waktu pengendapan Eosin sampai Pliosen di atas batuan *basement* granit dan metamorf. Selanjutnya masing-masing *group* dibagi menjadi beberapa formasi.

Group Pematang dibagi menjadi 4 formasi yaitu : Formasi *Basal Clastics*, *Brown Shale*, Lower Pematang (Pematang *Interbedded*) dan Pematang *Sandstone*. *Group* Sihapas terdiri dari formasi Menggala, Transition, Sihapas dan Telisa, sedangkan *groups* Minas terdiri dari formasi Petani, Minas dan batuan muda yang berumur kwarter (Gambar 4.1)

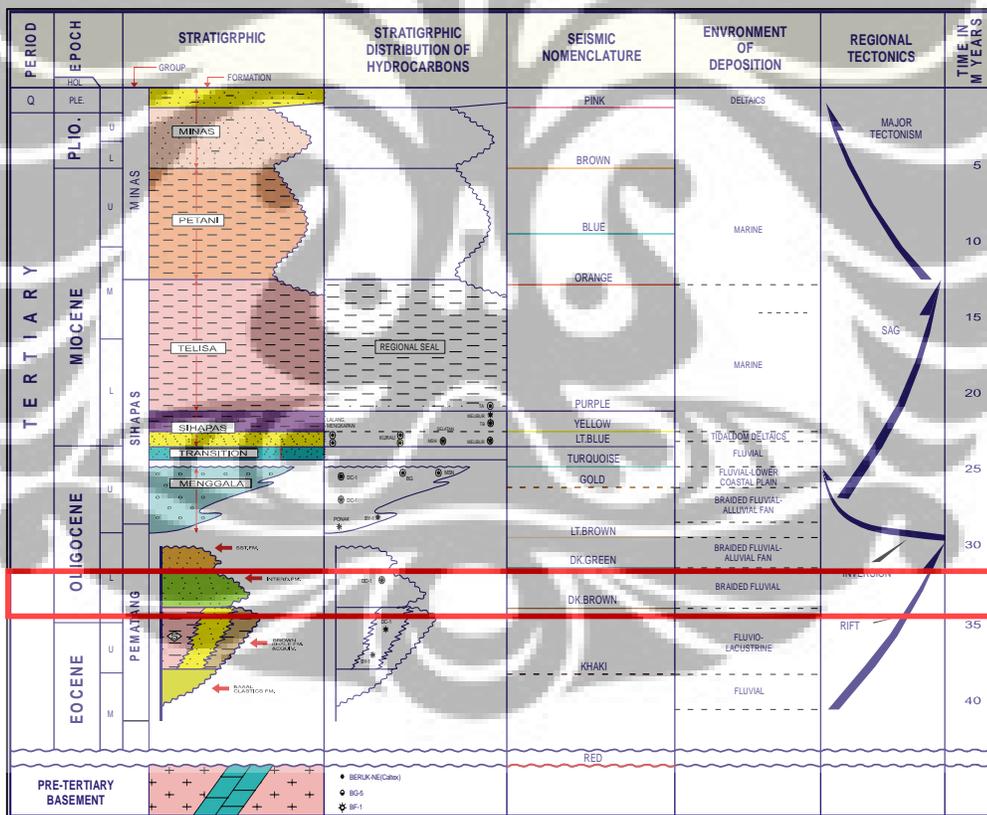
Secara struktur geologi, Lapangan K terletak di bagian *shoulder* dari Bengkalis *Trough* yang terbentuk sebagai *four way dip closure* yang merupakan hasil dari suatu reaktivasi dari suatu *antithetic fault* dibagian timur dari Bengkalis *trough* selama Oligosen awal sampai Miosin akhir.

Lingkungan pengendapan dari Formasi Lower Pematang di Lapangan K ini berdasarkan data inti batuan dari sumur K-3 dan K-5 serta dari hasil *image log* di sumur K-8 dapat diinterpretasikan sebagai endapan fluvial yang menunjukkan indikasi *multistory channel* pada suatu system sungai menganyam (*braided river system*). Dari data *image log* sumur K-8 tersebut dapat disarikan sebagai berikut:

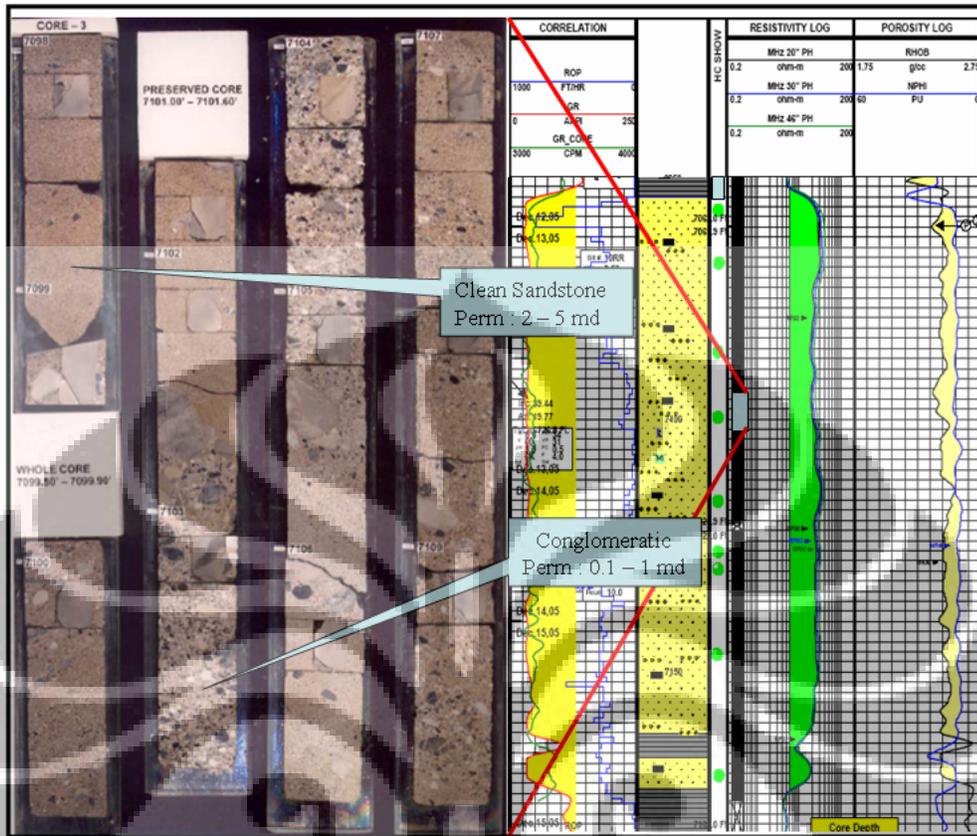
- Konglomerat dengan ketebalan yang bervariasi antara 1,5 - 1,9 ft (*stacked*) yang diinterpretasikan sebagai *braided bar*, *channel fill/base*.

- *Pebbly sandstone* yang bercampur dengan batupasir berukuran kasar sampai sedang dengan ketebalan antara 1 – 9 ft (*stacked*) yang diinterpretasikan sebagai endapan *channel fill* sampai *braided bar*.
- *Cross-bedded & masive Sandstone* yang berukuran halus sampai sedang dengan kontak yang jelas pada bagian batas bawah lapisan. Ketebalan dari lapisan ini bervariasi dari 1 – 14 ft (*stacked*) yang diinterpretasikan sebagai endapan *channel fill*.
- *Shale:Massive* dengan ketebalan bervariasi dari mulai 8 - 84 feet (*stacked*) yang diinterpretasikan sebagai endapan *over bank*

Ketebalan dari formasi ini adalah sekitar 400 feet yang berada di bawah lapisan regional shale yang menerus di atas formasi ini yang berfungsi sebagai lapisan tudung (*regional seal*).



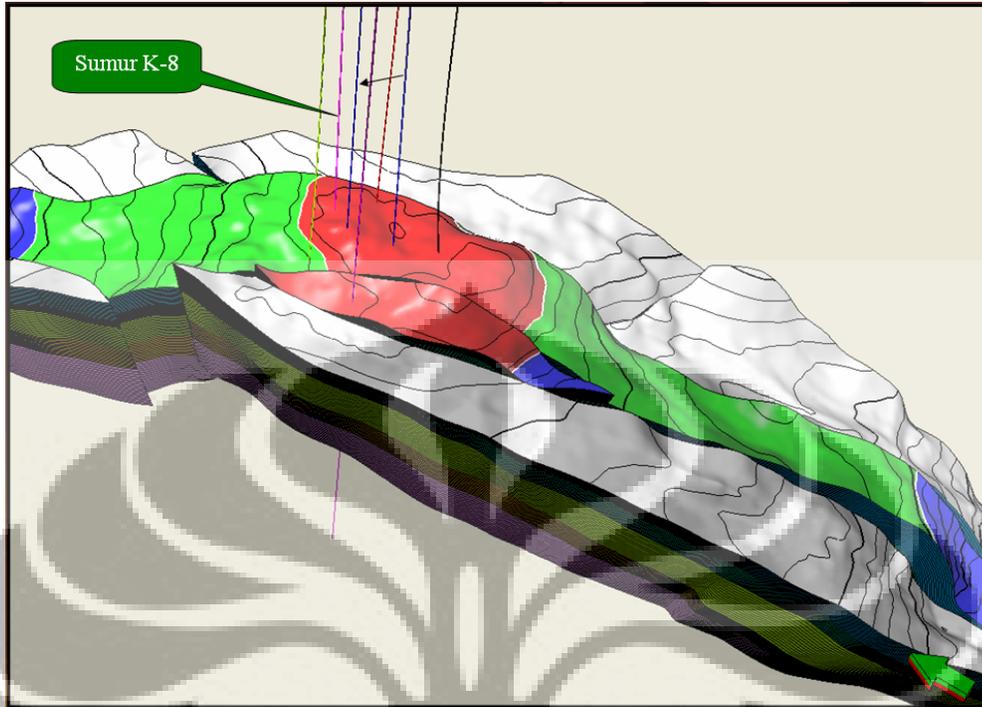
Gambar 4-1. Kolom stratigrafi regional Cekungan Sumatra Tengah. Target reservoir adalah Formasi Lower Pematang yang termasuk group Pematang (Longley and Soemantri, 1992)



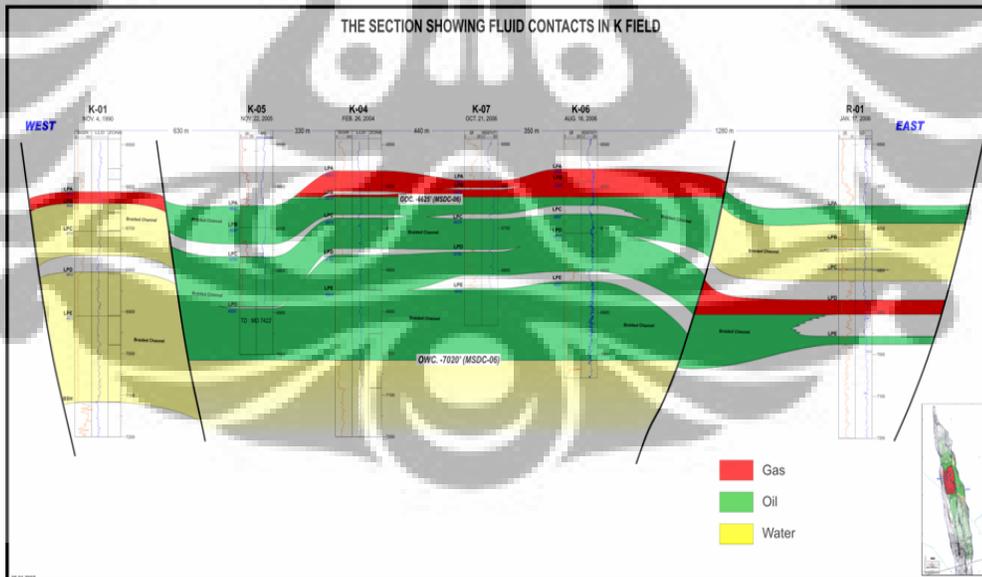
Gambar 4.2 Contoh inti batuan pada lapisan lower Pematang A di sumur K-5 yang menunjukkan suatu endapan konglomerat & batupasir.

Berdasarkan analisa geokimia di Lapangan K ini diketahui bahwa batuan induk yang menghasilkan hidrokarbon di lapangan ini berasal dari Formasi Pematang Brownshale di *South Bengkalis trough* yang terbentuk pada waktu Miosin awal sampai Miosin tengah (Longley and Soemantri, 1992).

Analisa struktur geologi di lapangan ini sudah dikonstruksi dengan cukup akurat dengan menggunakan hasil interpretasi 3D seismik dan rekaman data sumur. Dari hasil analisa kedua data tersebut dapat dihasilkan suatu peta struktur kedalaman yang digunakan sebagai dasar dari analisa selanjutnya. Berdasarkan data tersebut di ketahui bahwa di bagian atas Lower Pematang A pada struktur K ini mengandung *gas cap* dengan posisi *gas oil contact* pada kedalaman 6625' tvdss dan di bagian bawah dari lapisan Lower Pematang E nya diketahui memiliki *oil water contact* pada kedalaman 7020' tvdss.



Gambar 4.3 Peta struktur kedalaman pada Formasi Lower Pematang A

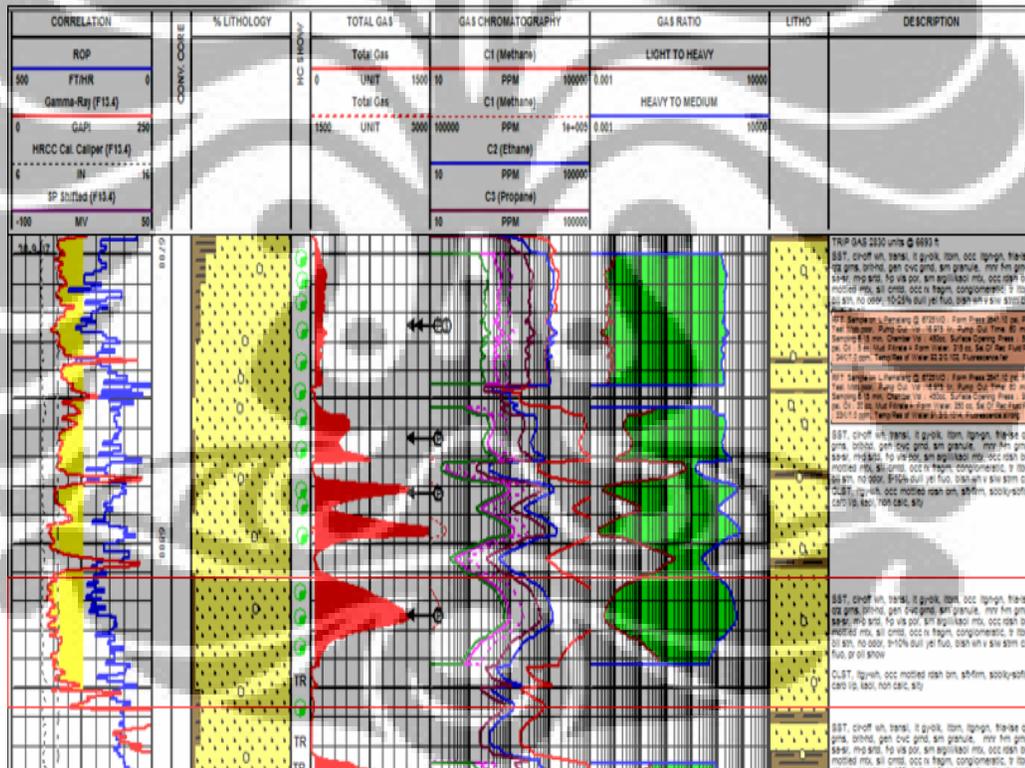


Gambar 4.4 Penampang geologi yang menunjukkan OWC @7020 TVD.SS and GOC @6625 TVD.SS di Lapangan K (Hudaya et al, 2009)

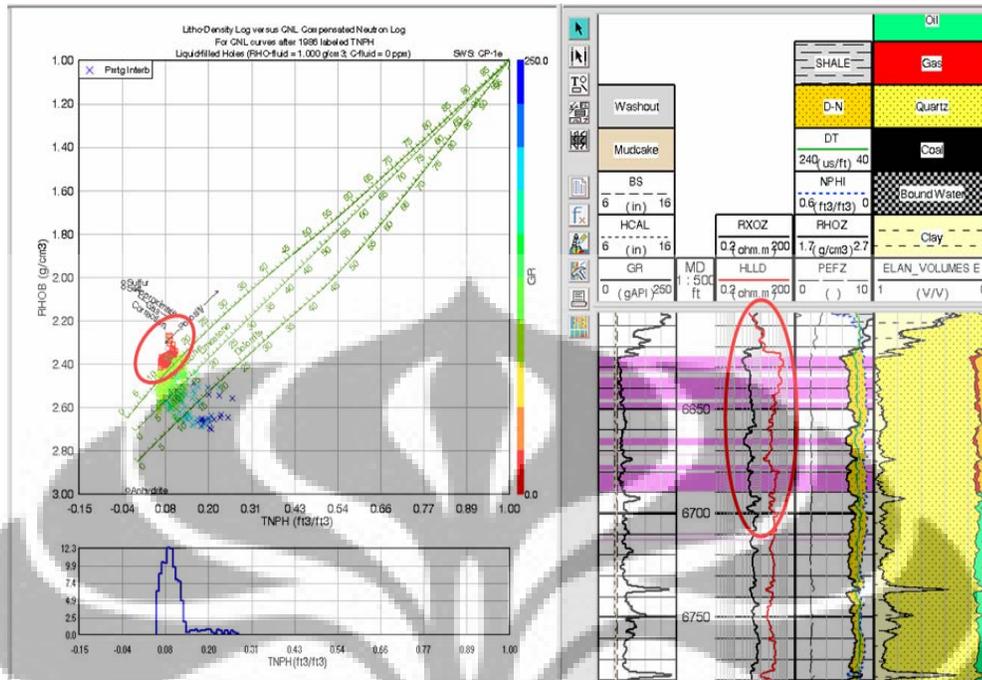
4.1.2 Target Reservoir

Target yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah Formasi Lower Pematang yang termasuk dalam group Pematang yang diendapkan dalam lingkungan *fluvial braided system* yang berumur Oligosin Bawah.

Batuannya mempunyai ciri fisik berupa butiran kuarsa berwarna *off white*, abu-abu muda sampai abu-abu tua, berukuran butir kasar – sangat kasar, beberapa berupa kerakal dengan sortasi sedang sampai jelek, bentuk butir *sub angular - sub-rounded*, semen berupa silica dan konglomeratan. Secara umum masuk dalam kategori batupasir konglomeratan. *Cross plot* antara log Rhob-NPHI dari sumur K-8 menunjukkan adanya efek gas pada reservoir Lower Pematang yang diperlihatkan pada gambar 4.6.



Gambar 4.5 Litologi log dari sumur K-8 yang menunjukkan lapisan Lower Pematang D (kotak merah) yang merupakan lapisan yang direncanakan akan di stimulasi.

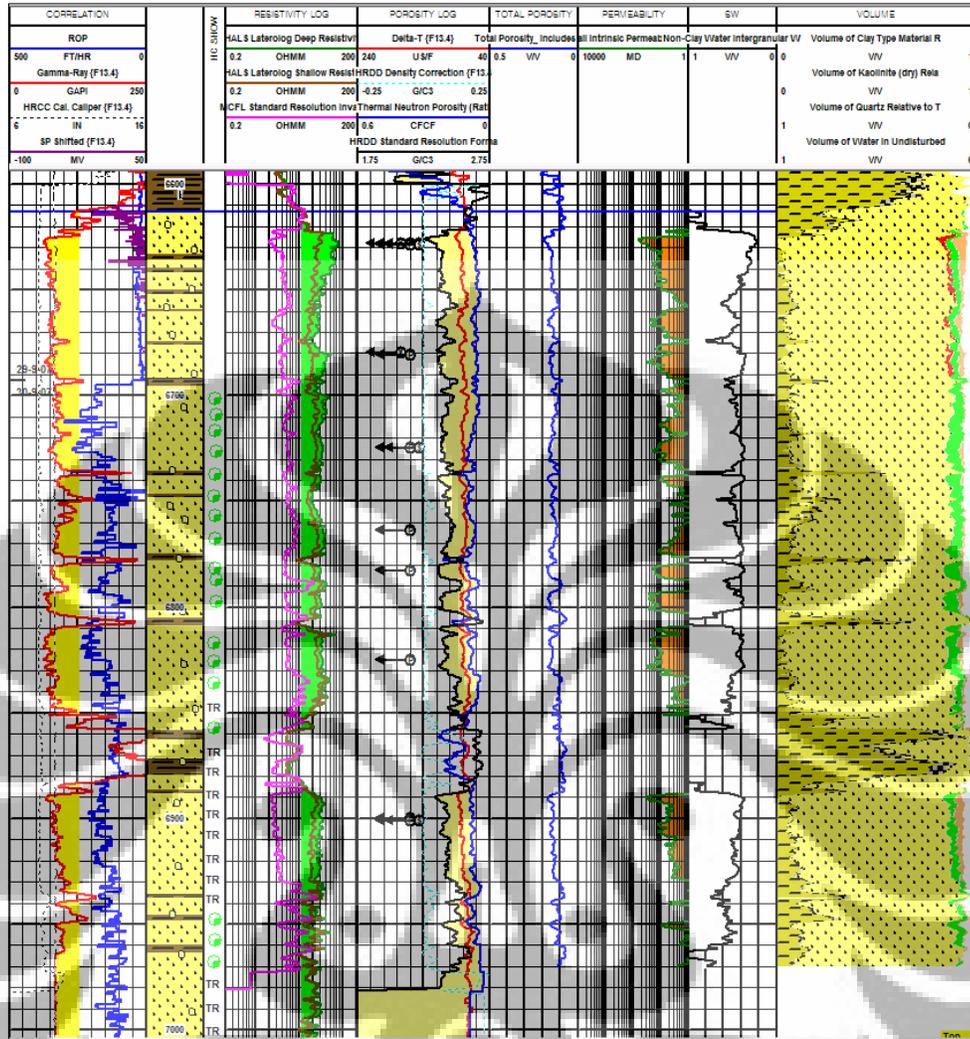


Gambar 4.6. Cross-plot antara data NPHI dan RhoB pada interval Lower Pematang dimana pada interval A terlihat adanya kandungan gas.

4.1.3. Analisa Petrofisik

Analisa petrofisik yang dilakukan pada Formasi Lower Pematang di sumur K-8 dilakukan dengan data dari *triple combo log* seperti *GR-Cal-SP*, *NPHI-RHOB-PE* dan *Resistivity* dengan perhitungan parameter *cementation "m"*: 1.9585, *coefisient "a"* : 0.9041 dan *saturation exponent "n"*: 1.913 dilakukan berdasarkan pada hasil test data analisa conto inti batuan dan dengan menggunakan perhitungan saturasi air dengan formula Indonesia.

Dengan membandingkan hasil perhitungan saturasi air dari perhitungan petrofisik dengan analisa *capillary pressure* dari inti batuan maka di dapat harga salinity airnya :11 ppk NaCl dengan $R_w:0.53$ ohm-m pada suhu 75°F sehingga didapatkan hasil seperti pada gambar 4.7



Gambar 4.7 Hasil perhitungan analisa petrofisik pada lapisan Lower Pematang A-E di sumur K-8.

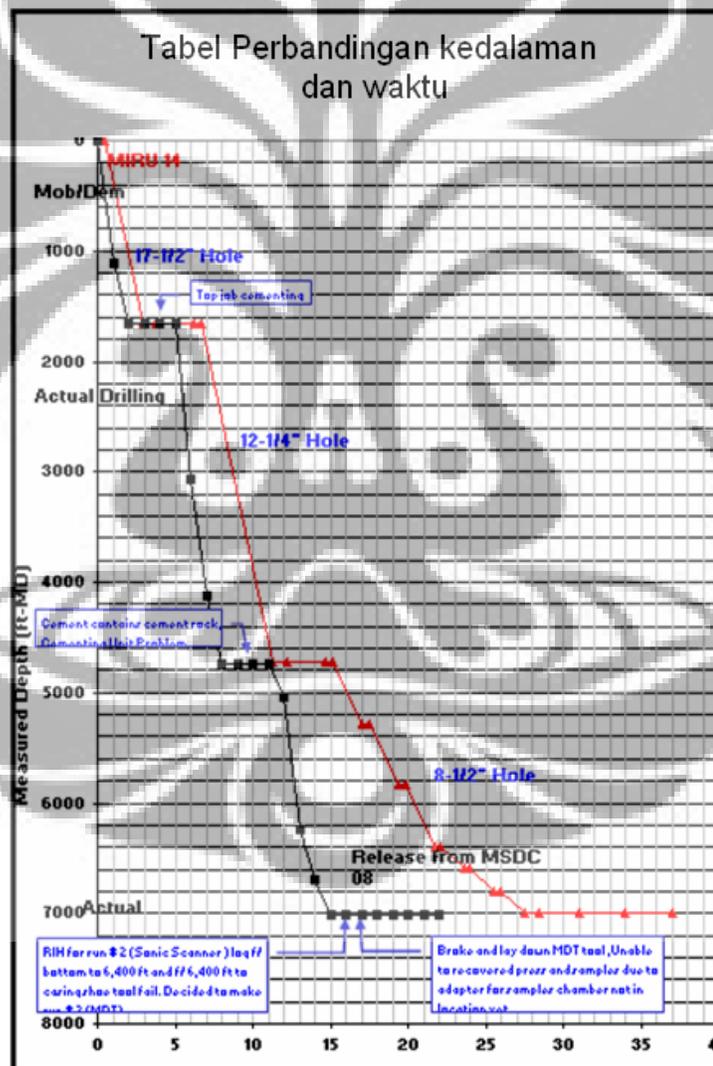
Tabel 4.1 Ringkasan hasil perhitungan parameter petrofisik pada sumur K-8

No	FORMATION	Top (ft-MD)	Base (ft-MD)	Gross Thickness (ft-MD)	Total Porosity Average (%)	SW Average (%)	VSh Average (%)
1	PEMATANG - A	6616	6674	58	13.77	46.64	8.79
2	PEMATANG - B	6674	6736	62	13.67	45.08	9.26
3	PEMATANG - C	6736	6805	69	13.61	49.48	14.55
4	PEMATANG - D	6805	6883	78	11.19	69.36	32.43
5	PEMATANG - E	6883	6970	87	12.06	56.45	13.43

4.1.4 Analisa Data Pemboran

Pada saat pemboran sumur K-8 diketahui tidak terdapat suatu permasalahan yang serius sehingga waktu pemboran dari setiap trayeknya bisa berada di bawah rencana awal sehingga secara biaya pun menjadi lebih ekonomis.

Pada saat melakukan pemboran di trayek 8-1/2", khususnya pada saat membor Formasi Lower Pematang yang keras dan *abrasive*, maka pahat yang digunakan didesain khusus dengan jenis *PDC anti abrasive sand* sehingga mampu membor Lower Pematang hanya dengan waktu sekitar 60 jam.

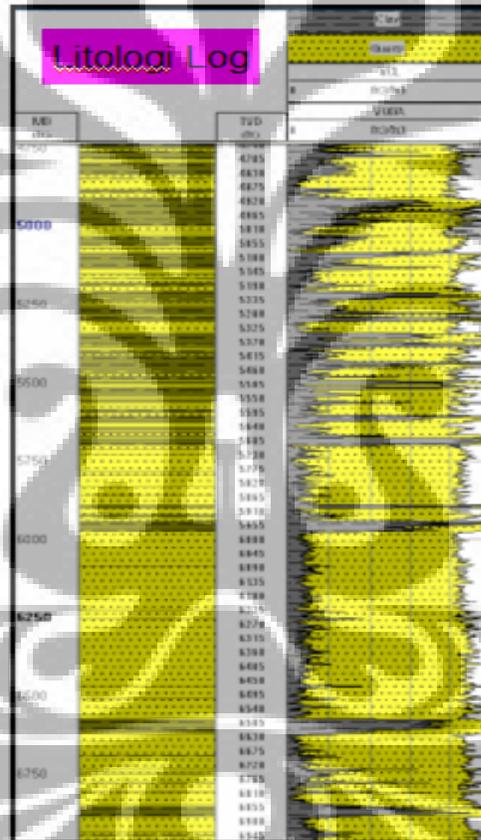


Gambar 4.8 Perbandingan kurva kedalam vs waktu pemboran sumur K-08 yang menunjukkan tidak adanya permasalahan serius pada saat pemboran sumur ini.

4.2 Analisa MMB.

4.2.1 Mekanika Stratigrafi

Respon mekanik dari suatu batuan yang dominan butiran dan yang dominan *clay* dalam suatu formasi dimungkinkan akan sedikit berbeda dalam beberapa kasus. Dalam konteks mekanika stratigrafi perbedaan dominansi matriks suatu batuan akan berpengaruh pada properti mekaniknya. Perbedaan antara *grain supported* dan *clay supported* dalam suatu formasi dapat dilakukan dengan cara melakukan perhitungan *clay volume* dengan bantuan *log*.

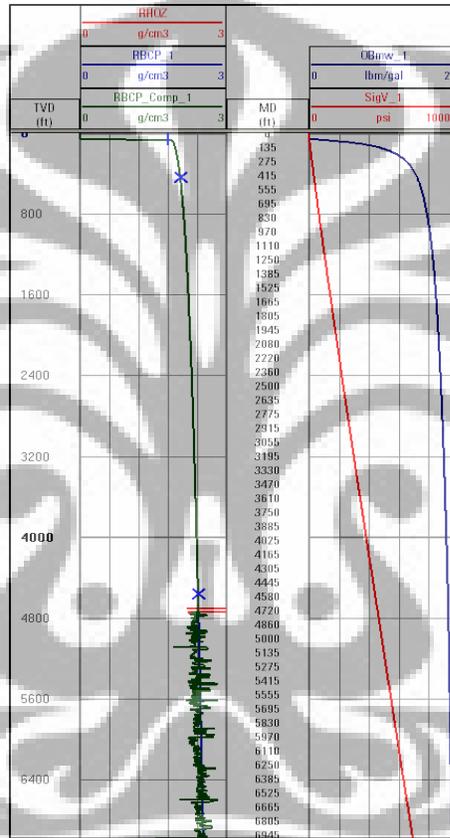


Gambar 4.9 Contoh mekanika stratigrafi dari sumur K-8.

4.2.2 Overburden Stress

Overburden/Vertical stress σ_v dapat dihitung dengan mengintegrasikan harga *bulk density* dari permukaan sampai dengan kedalaman akhir. Harga densitas formasi ini didapat dari data *wireline log (RHOB)* atau dari data hasil test inti batuan tetapi dalam studi ini hanya menggunakan data *bulk density*

Dikarenakan hanya lubang 8-1/2” saja yang dilakukan pengambilan data *wireline log*, maka untuk interval di atasnya digunakan dilakukan ekstrapolasi berdasarkan kurva eksponensial. Pada gambar 4.10 ditunjukkan data log densitas di sumur K-8 yang diekstrapolasikan dengan data kurva eksponensial sampai dengan permukaan dan ditampilkan juga data hasil perhitungan vertical stress dari berat lumpur dalam satuan *pressure equivalent unit*.

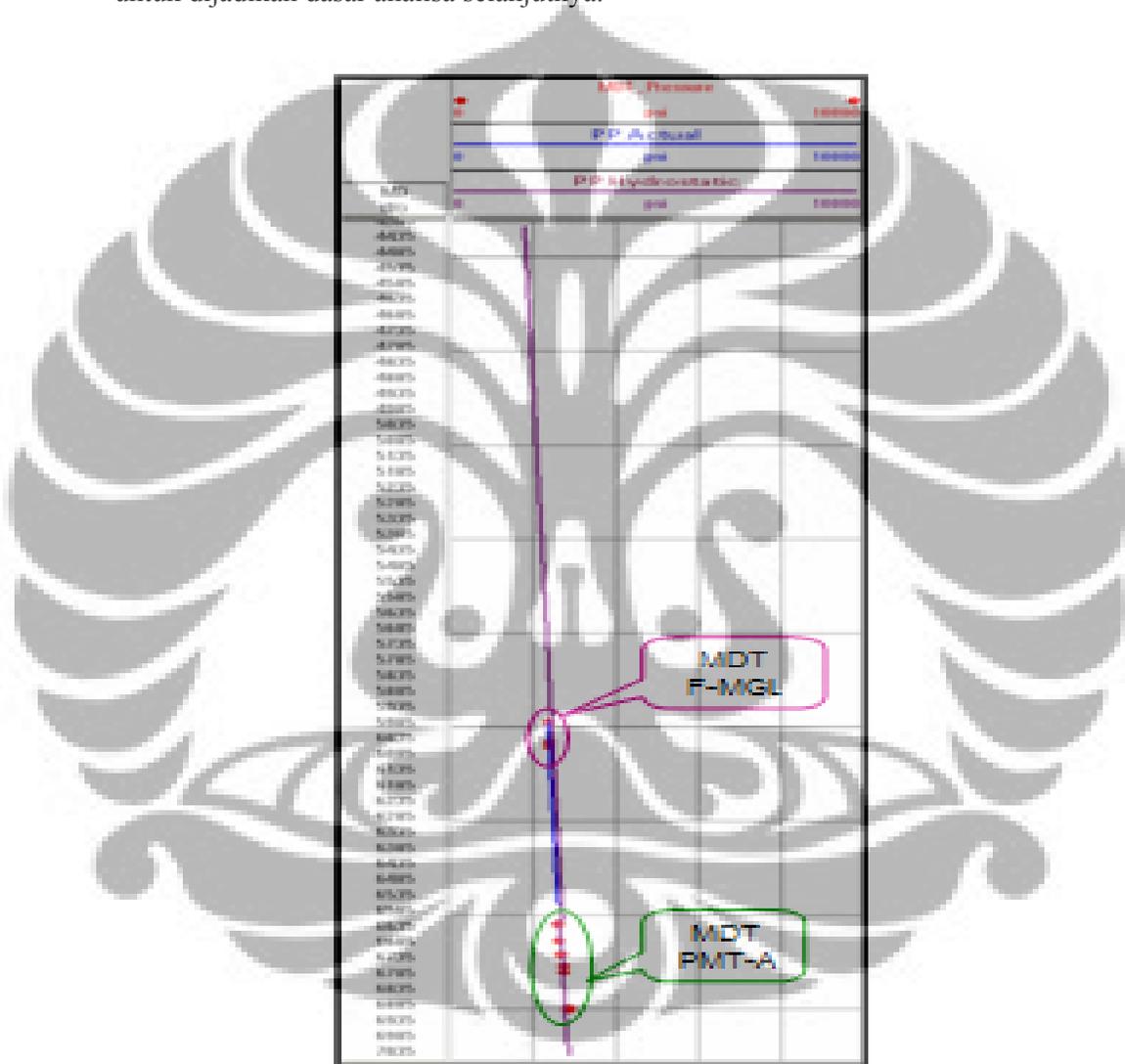


Gambar 4.10 Perhitungan overburden stress pada sumur K-8

4.2.3 Tekanan Formasi

Tekanan formasi adalah salah satu komponen penting dalam MMB dan sangat kritikal dalam perhitungan gaya horizontal, analisa kestabilan lubang bor dan prediksi produksi pasir. Sebagai contoh data rekaman sonik dan resistivity dapat digunakan untuk mengidentifikasi *pore pressure trends* yang dilakukan pada litologi *shale*. Tetapi hasil perhitungan tersebut harus tetap di kalibrasi dengan data pengukuran langsung dari alat pengukur tekanan formasi atau alat *wireline formation tester (WFT)*.

Alat *WFT* yang digunakan pada perhitungan tekanan formasi yang diambil secara langsung di sumur K-8 adalah tipe *Modular Dynamic Testing (MDT)* yang dapat melakukan pengambilan data tekanan formasi dan sekaligus mengambil contoh fluida dari formasi. Pada sumur K-8 ini telah dilakukan beberapa pengukuran tekanan formasi dengan QC yang sangat ketat agar data yang didapat cukup valid untuk dijadikan dasar analisa selanjutnya.



Gambar 4.11 Tekanan formasi pada Formasi Lower Menggala (warna ungu) dan di Formasi Lower Pematang (warna hijau) di sumur K-8

Tabel 4.2 Hasil pengukuran tekanan formasi dari alat MDT pada Formasi Lower Pematang di sumur K-8.

SEQ. NO.	FILE NO.	DEPTH (FT)			IHP (PSIA)	FORM. PRESSURE		FHP (PSIA)	TEMP (°F)	PERM. (qualitative)	MOBILITY (md/cp)
		MD	TYD	TYDSS		(PSIA)	EMW (ppg)				
1	25	6681.0	6,681	6,624	3225.61	2621.06	7.54	3225.67	278.7	POOR	6.80
2	26	6725.0	6,725	6,668	3246.53	2689.13	7.69	3246.52	282.0	POOR	6.30
3	27	6764.0	6,764	6,707	3264.86	2717.81	7.73	3264.85	287.8	POOR	0.90
4	28	6783.0	6,783	6,726	3273.74	2725.85	7.73	3273.71	290.7	POOR	2.30
5	29	6825.0	6,825	6,768	3293.40	2747.87	7.74	3293.30	292.4	POOR	10.60
6	31	6901.0	6,901	6,844	3276.50	2818.50	7.85	3273.10	300.2	POOR	10.50
7	32	6725.0	6,725	6,668	3194.90	2647.10	7.57	3195.90	296.2	POOR	11.90
8	34	6629.0	6,629	6,572	3156.70	2580.20	7.49	3156.10	290.9	POOR	17.40

Pada gambar 4.11 ditunjukkan perkiraan profil dari tekanan formasi yang digabungkan dengan data pengukuran langsung dari MDT. Selain itu diplotkan juga data tekanan hidrostatik sebagai bahan perbandingan. Dari data tersebut diketahui adanya indikasi tekanan yang sudah berkurang (*depleted*) sekitar 4% pada Formasi Menggala dibandingkan dengan data tekanan formasi dari Formasi Lower Pematang.

4.2.4 Properti Elastik & Kekuatan Batuan

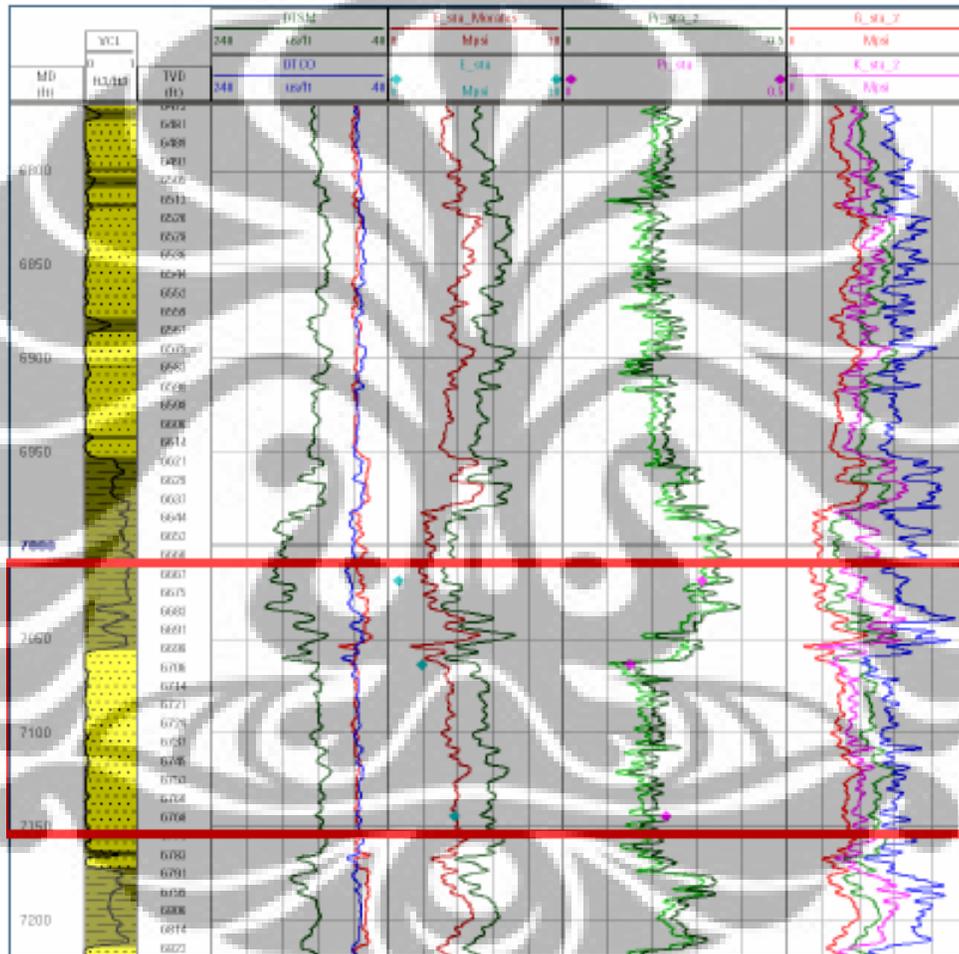
Properti elastik dari suatu batuan merepresentasikan suatu perubahan yang bersifat elastis pada suatu batuan. Sifat dari gaya dan regangan pada suatu batuan tergantung dari tipe batuan itu sendiri. Untuk material batuan yang bersifat isotropik, material elastik dan sifat dari gaya serta regangannya bisa di dapat dari dua parameter yaitu *Young's modulus* dan *Poisson's Ratio*.

Properti elastik batuan adalah bahan dasar untuk dimasukan pada perhitungan kekuatan batuan (*rock strength*) dan *in-situ stress*. Seperti yang telah disampaikan dalam Bab 2 bahwa sifat elastik batuan itu terbagi menjadi dua yaitu sifat dinamik dan statik, maka properti sifat elastic dinamiknya dapat dihitung dengan menggunakan data sonik *compressional* dan *shear* dimana kedua *log* tersebut sudah diakuisisi pada saat melakukan *open hole logging* di sumur K-8 ini.

Data properti elastik dan dinamik ini harus dikalibrasi dengan data moduli statik dan *Poisson's ratio* yang di ambil dari data hasil tes mekanika batuan dari inti batuan sumur K-5.

Tabel 4.3 Korelasi properti elastik berdasarkan data analisa mekanika batuan sumur K-5

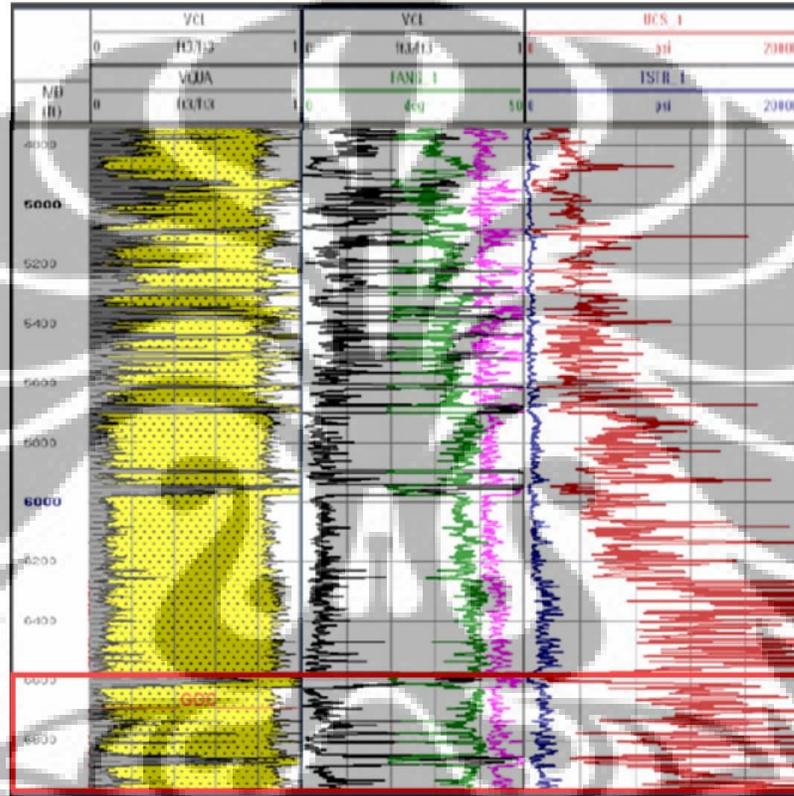
Properti	Metode Korelasi Properti Dinamik ke Properti Static.	Gain	Offset
<i>Young's Modulus</i>	<i>Schlumberger Proprietary</i>	1	0
<i>Poisson's Ratio</i>	<i>Dynamic Poisson's Ration</i>	1	0.03



Gambar 4.12 Korelasi properti elastik dinamik ke static dari interval Lower Pematang (kotak merah) di sumur K-5.

Pada gambar 4.12 dapat dilihat hasil kalibrasi data dinamik ke statik dari data tiga contoh inti batuan pada interval Formasi Lower Pematang dari sumur K-5. Pada kolom 3 terlihat bahwa nilai Young's Modulus dari data dinamik pada interval batupasirnya menunjukkan korelasi yang baik dengan data hasil *triaxial test* (blue

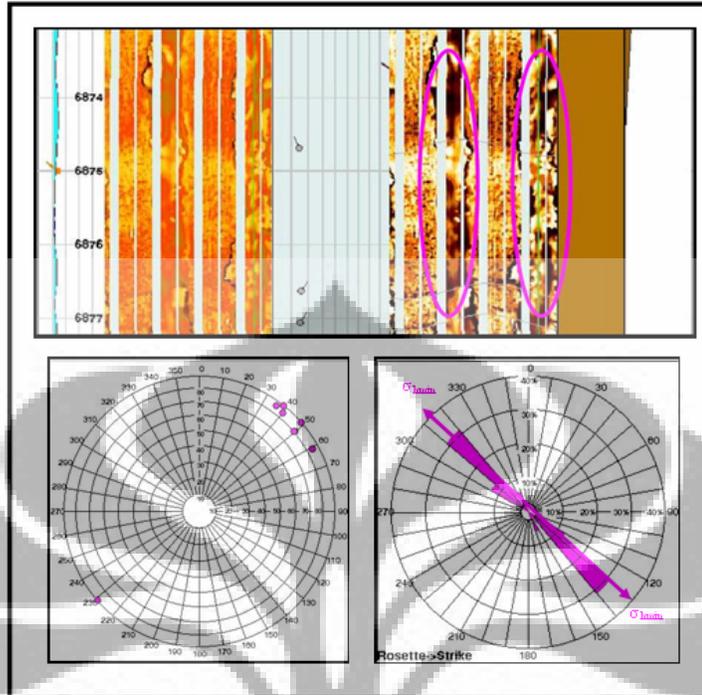
diamond), tetapi untuk korelasi pada interval *shale* nya menunjukkan nilai yang lebih rendah dikarenakan adanya kesalahan pada waktu melakukan pengambilan *core plug*. Untuk hasil korelasi *Poisson's ratio* -nya sudah menunjukkan suatu korelasi yang bagus antara data dinamik dan statiknya (*violet diamond*). Data hasil korelasi ini digunakan sebagai acuan untuk kalibrasi data properti elastik yang diukur pada sumur K-8 seperti pada gambar 4.13



Gambar 4.13 Parameter kekuatan batuan pada interval Lower Pematang (kotak merah) di sumur K-8

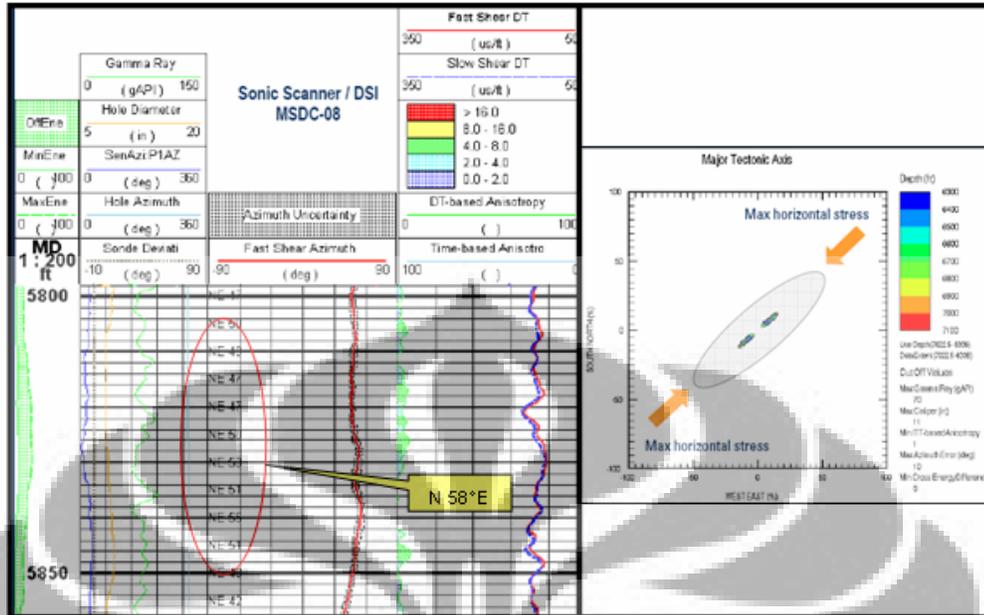
4.2.5 Arah Gaya Horizontal

Sumur K-8 ini menembus interval target dengan kondisi survey lubang yang vertikal sehingga pada kondisi seperti ini *breakout* terjadi pada zona *minimum principal stress direction*. Pada studi analisa *breakout* ini berdasarkan pada data *image log* di sumur K-8.



Gambar 4.14 Orientasi gaya dari data FMI yang menunjukkan arah gaya maksimum TL - BD yang tegak lurus dengan arah gaya minimumnya yang ditunjukkan oleh kurva warna violet.

Selain itu, data dari analisa *X-Dipole* dari *sonic logging tool (sonic scanner)* di sumur K-8 ini menunjukkan indikasi adanya suatu konsistensi harga dari *fast shear azimuth*-nya antara $U\ 50^{\circ}T$ dan $U\ 60^{\circ}T$. Selain itu berdasarkan analisa kurva *dipole dispersion (slowness vs frequency)* diperkirakan bahwa *shear anisotropy* nya berasosiasi dengan *horizontal stress anisotropy* dengan maksimum arah gaya regional sekitar $U\ 58^{\circ}T$ dan azimuth minimum gaya horizontal sekitar $U\ 140^{\circ}U$.



Gambar 4.15 Arah maksimum gaya horizontal dari analisa X-dipole dari data full waveform sonic di sumur K-8

Harga ini jika dibandingkan dengan arah horisontal stress minimum yang didapat dari *borehole image* ternyata konsisten dan kedua arah ini hampir saling tegak lurus yang memang secara teoritis kedua arah tersebut harus saling tegak lurus.

4.2.6 Magnitudo Gaya Horisontal

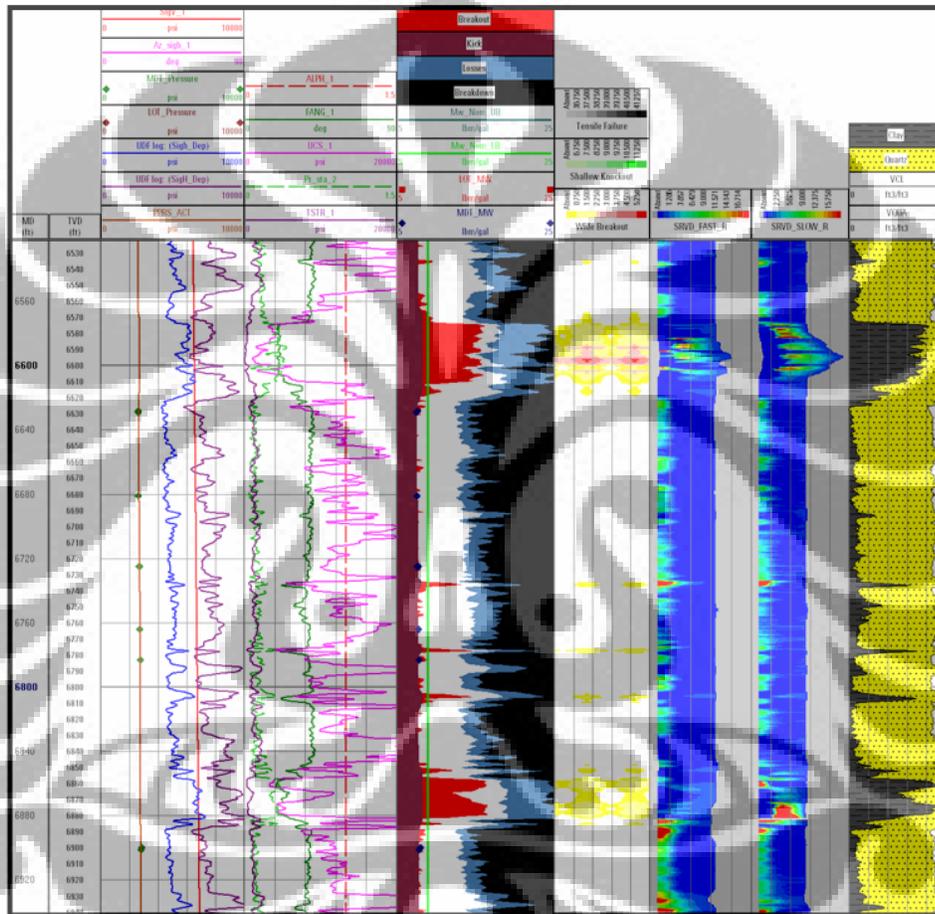
Dari kedua prinsip gaya-gaya horizontal, maka gaya horizontal minimum bisa langsung diidentifikasi dengan melakukan pengukuran yang tepat, tetapi untuk pengukuran gaya horizontal maksimum menjadi lebih sulit karena tidak adanya alat yang bisa mengukur secara langsung mengenai hal ini. Sehingga untuk mengetahui harga parameter ini harus dilakukan suatu pemodelan yang disesuaikan dengan data yang didapat dari pemboran dan *logging*.

Gaya horizontal minimum pada kedalaman tertentu dapat diketahui dari data *leak off test (LOT)* atau dari *extended leak off test (ELOT)*. Data *LOT* ini jika dilakukan dengan benar dapat dijadikan sebagai titik kalibrasi untuk log yang digunakan untuk perhitungan perkiraan gaya horisontal minimum.

Tabel 4.4 Data leak of test pada sumur K-8.

Well	TVD (ft)	Pressure (Psi)
MSDC-08	1610	1320.23
MSDC-08	4756	4342.01

Hasil dari magnitudo gaya horizontal ini adalah berupa jendela berat tumpur pemboran dan prediksi *failure* yang ditimbulkan.



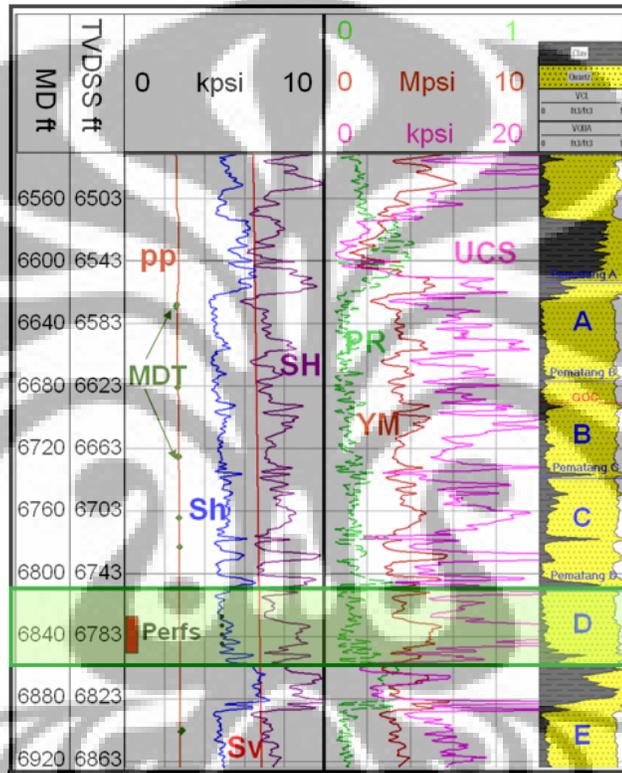
Gambar 4.16 Jendela berat tumpur pemboran dan prediksi failure yang ditimbulkan

4.2.7 Analisa MMB

Pada gambar 4.17 diketahui bahwa berdasarkan analisa model gaya yang bekerja mengindikasikan adanya suatu model sesar eser (*strike slip setting*) yang ditunjukkan oleh harga dari gaya horisontal minimum lebih kecil dari gaya vertikal dan lebih kecil dari gaya horisontal maksimum atau $Sh < Sv < SH$.

Hal ini konsisten dengan kondisi regional tektonik Pulau Sumatra dan keberadaan

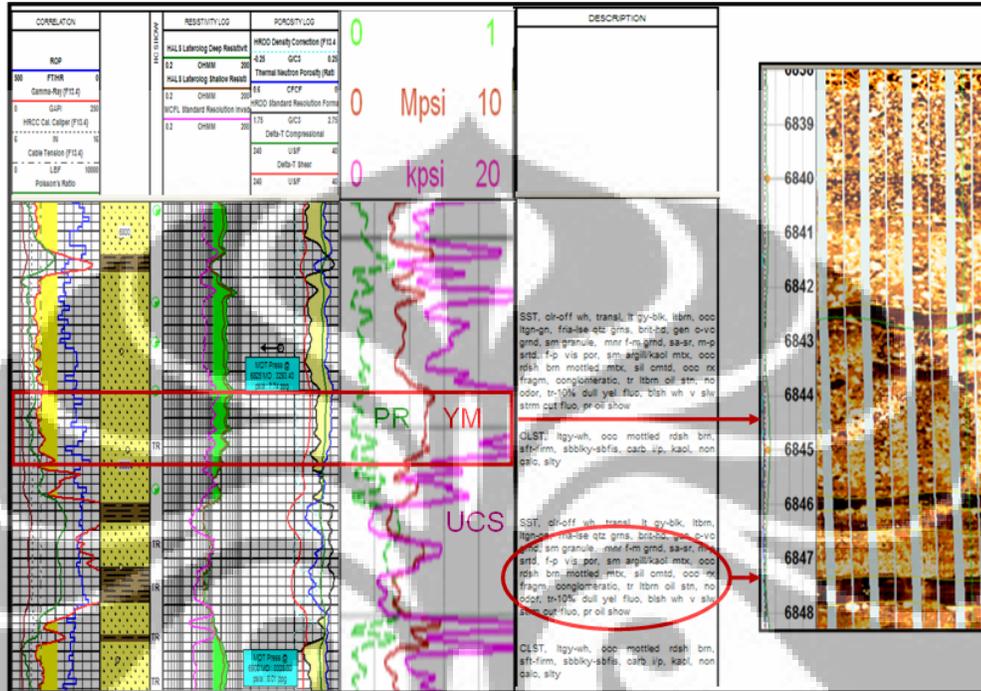
sesar geser yang berkembang di sekitar lapangan K yang berfungsi sebagai pemisah yang menyebabkan adanya system kompartementalisasi yang memisahkan antara lapangan K dengan lapangan disekitarnya. Selain itu analisa MMB juga menunjukkan adanya kontras yang sangat jelas antara batupasir dan shale sehingga kontras tersebut memungkinkan untuk menjadi *barrier* pada saat mendesain *hydraulic fracturing*.



Gambar 4.17 Hasil akhir analisa MMB pada interval Lower Pematang A- E di sumur K-8. Interval Lower Pematang D (kotak hijau) adalah interval yang akan di lakukan stimulasi hydraulic fracturing.

Hal lain yang menarik dari hasil akhir analisa MMB ini adalah pada bagian bawah dari lapisan Lower Pematang D yang menunjukkan adanya indikasi keberadaan suatu batuan konglomerat dimana indikasi ini terlihat dari adanya anomali kenaikan harga *Young's Modulus*. Hal ini sangat sulit diketahui jika hanya menggunakan analisa volume litologi berdasarkan rekaman data *wireline log* standar saja karena dari rekaman data standar tidak bisa menunjukkan sesuatu yang berbeda tetapi dengan analisa *Young's Modulus* yang di peroleh dari hasil

memproses data *shear sonic* maka keberadaan konglomerat ini dapat diketahui dan hal ini juga di validasi oleh data *image log* yang menunjukkan adanya suatu fasies konglomerat di bagian bawah Lower Pematang D.



Gambar 4.18 Keberadaan konglomerat di Interval Lower Pematang D yang bisa berperan sebagai barrier pada saat hydraulic fracturing

Adanya batuan konglomerat ini menyebabkan harga gaya horisonal minimum pada bagian bawah lapisan D ini menjadi lebih besar dan hal ini harus menjadi perhatian penting karena akan menentukan bagaimana strategi perforasi yang akan digunakan pada saat mendesain *hydraulic fracturing*.

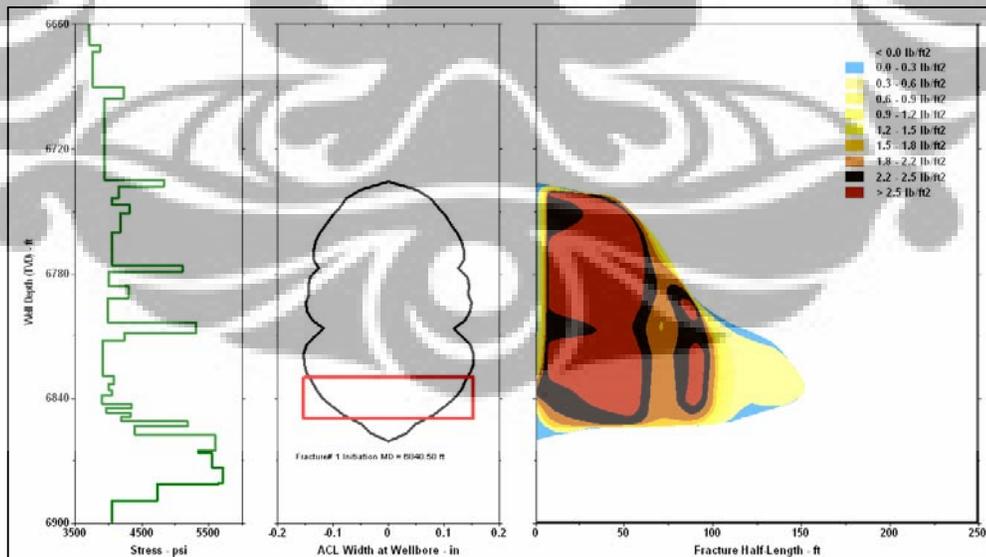
4.2.8 Hydraulic Fracturing Design

Hal terpenting yang harus diperhatikan pada saat membuat desain ini adalah adanya batasan bahwa *fract* tidak boleh berkembang ke bagian atas hingga menyentuh kedalaman *GOC* di 6625' tvdss dan tidak boleh berkembang ke bawah hingga menembus kedalaman *OWC* di 7020' tvdss.

Pada awalnya strategi perforasi yang direncanakan hanya akan dilakukan pada batupasir di interval Lower Pematang D-nya saja dengan alasan teknis agar lapisan konglomerat dan shale di antara Lower Pematang D & E akan menjadi

barrier pada saat pekerjaan *fracturing* sehingga strategi ini akan meninggalkan zona *bypass oil* di bagian bawah Lower Pematang D. Strategi yang kedua yaitu melakukan perforasi pada interval batupasir dan konglomerat di Lower Pematang D dan setelah itu dilakukan proses pemodelan pada perangkat lunak stimulasi untuk mengetahui analisa arah dari *fract growth* yang berkembang dari kedua strategi perforasi tersebut dan hasil dari simulasi tersebut menunjukkan hal yang sama.

Dengan memasukan data properti dari MMB seperti yang sudah di uraikan sebelumnya, maka langkah selanjutnya adalah memasukan *data* MMB kedalam piranti lunak simulasi yang dalam thesis ini menggunakan piranti lunak *FracCADE*. Walaupun terlihat dengan jelas adanya kontras gaya sekitar 1800 psi antara reservoir dengan shale pada kedalaman sekitar 6800 ft-md tetapi hasil dari analisa *FracCADE* ini menunjukkan prediksi bahwa fracture akan memecahkan *barrier shale* yang tipis tersebut tetapi tidak akan berkembang lebih atas lagi karena hal ini akan sangat berbahaya jika *fract* berkembang sampai dengan menyentuh interval gas di bagian atas. Selain itu dari hasil analisa ini juga di prediksi bahwa *fract* tidak akan berkembang ke arah bawah karena tertahan oleh shale yang menjadi pemisah antara Lower Pematang D dan E.

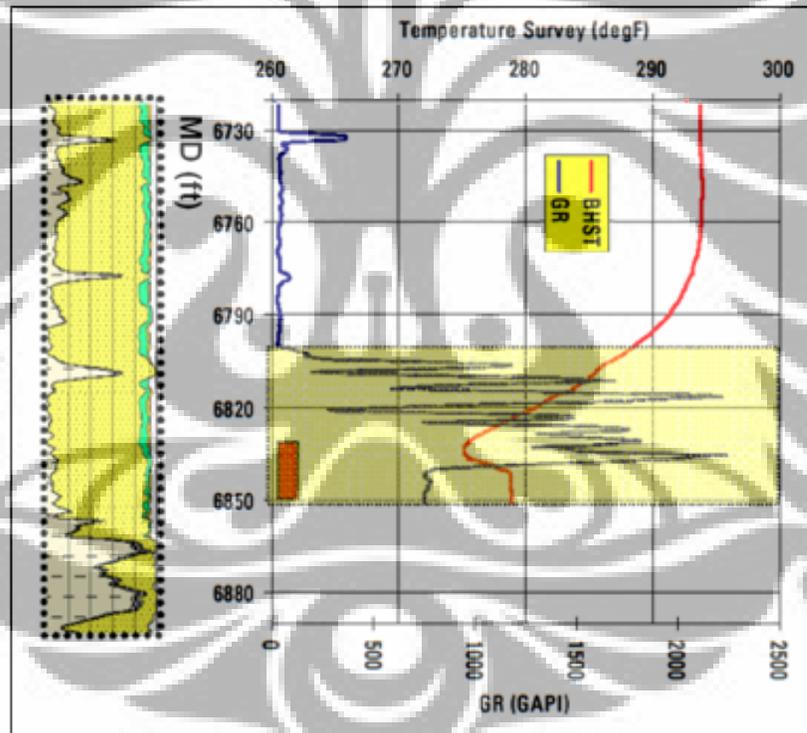


Gambar 4.19 Prediksi *fract* geometry sebelum pekerjaan dimulai di sumur K-8 dengan zona perforasi yang berada dalam kotak merah.

4.2.9 Fract Execution.

Pada saat operasi fracturing dilaksanakan maka operasi ini dimulai dengan melakukan *step rate test* dan *data fract* terlebih dahulu. Dari tes tersebut diketahui bahwa harga fracture *closure pressure* sebesar 4800 psi dan hal ini sangat dekat kepada harga gaya horizontal minimum (Sh) hasil prediksi MMB yang berarti mengkonfirmasi validitas dari MMB yang sudah dibuat.

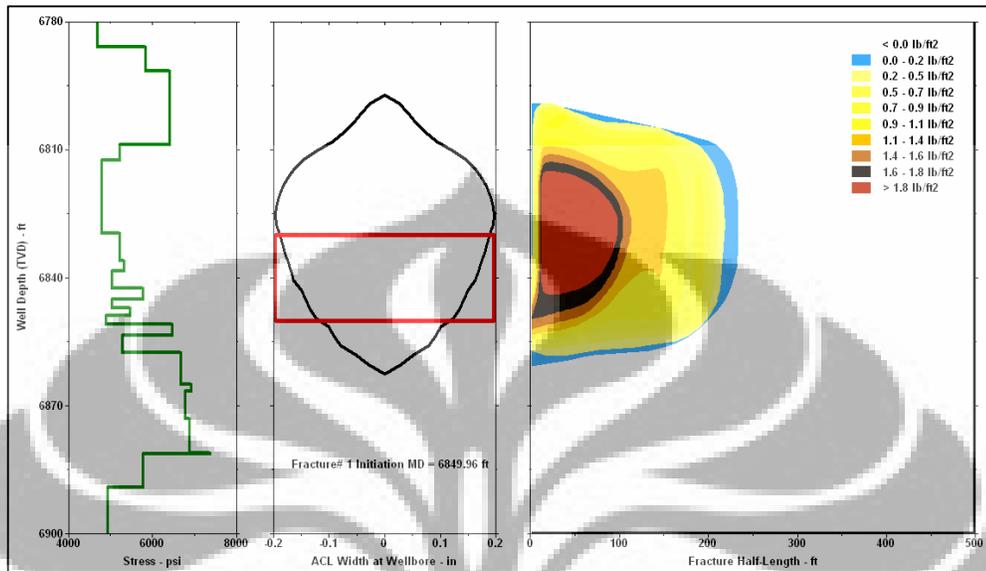
Eksekusi hydraulic fracturing berhasil dilakukan dengan berjalan lancar dan berdasarkan rekaman data *gamma ray* dari *radio active tracer* yang dipompakan bersamaan dengan *fract fluid* diketahui bahwa *fract* tidak berkembang ke atas menembus Lower Pematang C dan tidak berkembang ke bagian bawah juga sehingga hal ini mengkonfirmasi hasil validitas dari MMB yang ada.



Gambar 4.20 Rekaman data gamma ray yang menunjukkan bahwa berdasarkan data radio active tracer, fract hanya berkembang pada interval Lower Pematang D

Setelah eksekusi pekerjaan *fracturing* maka dilakukan interpretasi ulang untuk menentukan bentuk akhir dari *fracture geometry* di sumur K-8 dan dari hasil tersebut diketahui bahwa fracture hanya berkembang di dalam interval Lower

Pematang D dengan panjang jangkauan *fracture* lebih jauh 100 ft dari prediksi awal menjadi 250 ft.



Gambar 4.21 Hasil interpretasi ulang *fract geometry* setelah pekerjaan hydraulic fracturing selesai di sumur K-8

Dari hasil interpretasi ulang *fract geometry* di sumur ini diketahui bahwa MMB yang dibuat mempunyai tingkat prediksi yang baik dan sangat penting dalam proses pembuatan suatu analisa hydraulic fracturing.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Hasil dari analisa MMB menjadi kunci utama pada saat pembuatan desain *hydraulic fracturing* terutama pada saat penentuan parameter inti seperti:

- Orientasi *fracture*: profil gaya horizontal yang diperoleh dari analisa MMB dapat digunakan untuk memprediksi kemanakah arah *fract growth* dari lubang sumur.
- *Fract growth*: Parameter kekuatan batuan dan model gaya dari hasil MMB dapat digunakan untuk memprediksi ketinggian dan lebar suatu *fract growth* setelah melakukan eksekusi pekerjaan *fracturing*.

5.2 Saran

Dengan memperhatikan kondisi reservoir pada Formasi Lower Pematang ini yang memiliki variasi antara batupasir dan konglomerat serta kondisi komponen gaya tektonik yang bervariasi maka syarat utama untuk dapat membuat suatu desain *hydraulic fracturing* yang berdasarkan pada analisa model mekanika bumi yang representatif adalah sebagai berikut:

- Pengambilan data log yang memiliki kemampuan untuk menghitung evaluasi formasi dengan kualitas yang tinggi,
- Pengukuran data tekanan formasi dengan menggunakan wireline formation testing yang memiliki sistem modular (MDT).
- Pengakuisisian data full waveform sonic tool dan image log
- Adanya hasil analisa mekanika batuan dari contoh inti batuan telah menjadi

Diharapkan dengan melakukan analisa MMB dilapangan Kuat ini dapat berguna untuk meningkatkan kualitas teknik *hydraulic fracturing* yang akan dilakukan kedepan yang pada akhirnya diharapkan dapat meningkatkan produksi hidrokarbon dilapangan K ini pada khususnya dan pada lapangan lain sehingga menjadi suatu reservoir yang memiliki tingkat ke-ekonomian yang baik

DAFTAR PUSTAKA

- Anderson, E.M., 1951. The Dynamics of Faulting, Oliver & Boyd, Edinburgh.
- Anis, L., 2008, Mechanical Earth Modeling For WBS, Hydraulic Fracturing and Sanding Prediction. Schlumberger Report. June, 2008.
- Bratton,T., Bornemann,T., Qiming Li, Plumb,D., Rasmus,J., Krabbe,H., 1998. Logging while drilling images for geomechanical, geological and petrophysical interpretations. Oilfield Review.
- Bratton, T., 2005. Stress Modeling Presentation. Schlumberger Report
- CHARDAC, O., MURRAY, D., CARNEGIE, A., MARSOEN, J.R., 2005 - A Proposed Data Acquisition Program for Successful Geomechanics Project. SPE 93182.
- Eaton, B., 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. SPE 5544.
- Fjaer,E., Holt,R. M., Horsrud,P., Raaen,A. M. & Risnes,R. 1992. Petroleum Related Rock Mechanics Developments in Petroleum Science, 33; Elsevier.
- Hudaya, I, et al, 2009, Geomechanical Modeling To Optimize Hydraulic Fracturing Design in The K-Field, Proceeding, IPA-09, E-007, presented at 33rd Annual Convention & Exhibition, May 2009
- Longley, I.M. And Soemantri, I.S., 1992, An Analysis of the Pre-Sihapas Deep Play in the Northern Bengkalis Trough Area of the Central Sumatra Basin, Indonesia, Unpublished Lasmo Report, No. R. 1573, Vol III.
- Munadi, S., 2000. Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi, Diktat Kuliah UI
- PLONA, T.J., KANE, M.R., SINHA, B.K., 2000, Using Acoustic Anisotropy, SPWLA Symposium
- PLUMB, R. A., 1994 - Influence of Composition and Texture on the Failure Properties of Clastic Rocks. SPE 28022.
- Plumb, R, Edwards, S., Pidcock,G. and Lee, D., 2000. The Mechanical Earth Model concept and its application to high-risk well construction projects”, paper SPE 59128, Presented at the 2000 IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, 23-25 Feb.
- TerraTek Inc. (1998); The Difference Between Static and Dynamic Mechanical Properties. 1998. TerraTek Standard Publications.
- TERZAGHI, K., PECK, R.B., 1948-Soil Mechanics in Engineering Practice, Wiley, New York.

TUTUNCU, A.N., SHARMA, M.M., 1992 - Relating Static and Ultrasonic Laboratory Measurement to Acoustic Log Measurement in Tight Gas Sand. Society of Engineers Technical Conference

