

**STUDI BATUAN INDUK HIDROKARBON  
CEKUNGAN SUMATRA SELATAN  
PROVINSI SUMATRA SELATAN  
BERDASARKAN DATA GEOKIMIA**

**TESIS**

**Karya tulis sebagai salah satu syarat  
untuk memperoleh gelar Magister dari  
Institut Teknologi Bandung**

**Oleh**

**CAHYANINGRATRI P. RIYANDHANI**

**NIM: 22009012**

**(Program Studi Teknik Geologi)**



**INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG  
2012**

**STUDI BATUAN INDUK HIDROKARBON  
CEKUNGAN SUMATRA SELATAN, PROVINSI SUMATRA SELATAN  
BERDASARKAN DATA GEOKIMIA**

Oleh

**Cahyaningratri P. Riyandhani**

**NIM: 22009012**

**(Program Studi Teknik Geologi)**

Institut Teknologi Bandung

Menyetujui  
Bandung, 2012

Dosen Pembimbing

Prof.Dr.Ir. Eddy A. Subroto  
NIP 195406161981021001

## DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	i
ABSTRACT.....	iii
PEDOMAN PENGGUNAAN TESIS.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xv
BAB I        PENDAHULUAN.....	1
I.1        Lokasi dan Objek Penelitian.....	1
I.2        Latar Belakang Masalah.....	2
I.3        Masalah Penelitian .....	3
I.4        Ruang Lingkup dan Sasaran Penelitian.....	3
I.5        Hipotesis Kerja dan Asumsi.....	4
I.6        Metode Penelitian dan Analisis Data.....	4
I.7        Peneliti Terdahulu.....	5
I.8        Sumbangan Terhadap Ilmu Pengetahuan.....	8
BAB II       KERANGKA GEOLOGI.....	9
II.1       Geologi Regional Daerah Penelitian.....	9
II.1.1    Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Selatan.....	9
II.1.2    Fisiografi Regional.....	14
II.1.3    Struktur Geologi Regional.....	15
II.1.4    Stratigrafi Regional.....	17
II.1.5    Sistem Petroleum Cekungan Sumatra Selatan.....	20
II.1.5.1    Batuan Induk ( <i>Source Rock</i> ).....	21
II.1.5.2    Batuan Reservoir.....	21
II.1.5.3    Batuan Penutup.....	22

II.1.5.4	Migrasi.....	23
II.1.5.5	Jenis Perangkap ( <i>Play Type</i> ).....	23
BAB III	TEORI DASAR.....	24
III.1	Batuan Induk.....	24
III.1.1	Kuantitas Material Organik.....	25
III.1.2	Kualitas Material Organik.....	27
III.1.3	Kematangan Material Organik.....	29
III.2	Minyak Bumi dan Ekstrak.....	30
III.3	Biomarker Umum.....	30
III.3.1	Biomarker Penunjuk Kematangan.....	31
III.3.2	Biomarker Penunjuk Lingkungan Pengendapan dan Asal Material Organik.....	31
III.4	Teknik Korelasi.....	40
BAB IV	ANALISIS DATA.....	41
IV.1	Data.....	41
IV.2	Geologi Daerah Penelitian.....	44
IV.2.1	Stratigrafi Daerah Penelitian.....	44
IV.2.2	Struktur Daerah Penelitian.....	48
IV.2.3	Sintesis Geologi .....	56
IV.3	Kekayaan dan Kematangan Batuan Induk.....	59
IV.3.1	Kekayaan.....	59
IV.3.2	Kematangan.....	60
IV.4	Lingkungan Pengendapan.....	65
IV.5	Korelasi Batuan Induk – Minyak.....	73
IV.5.1	Korelasi Batuan Induk – Minyak dan Pemodelan Termal..	86
BAB V	KESIMPULAN.....	92
	DAFTAR PUSTAKA	94



## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	Stratigrafi Daerah Penelitian.....	97
	1.a Stratigrafi Daerah Penelitian Sumur RBT deep – 1....	97
	1.b Stratigrafi Daerah Penelitian Sumur SN – 1.....	98
Lampiran 2	2.a Korelasi log sumur penampang A – B.....	99
	2.b Penampang seismik B – C.....	100
	2.c Korelasi log sumur penampang E – F .....	101
Lampiran 3	Analisis alkana normal sampel minyak dan kondensat.....	102
Lampiran 4	Analisis triterpana sampel minyak dan kondensat.....	106
Lampiran 5	Analisis sterana sampel minyak dan kondensat.....	110
Lampiran 6	Penampang G-H migrasi hidrokarbon di daerah penelitian.	114
Lampiran 7	Data Biostratigrafi Sumur RBT deep – 1.....	115
Lampiran 8	Data Biostratigrafi Sumur SN – 1.....	116
Lampiran 9	Data Analisis Geokimia.....	117
Lampiran 10	Hasil Analisis.....	119
Lampiran 11	Keterangan Senyawa Analisis Biomarker.....	121

## DAFTAR GAMBAR

Gambar I.1.	Peta lokasi penelitian (MEPI, 2008).....	1
Gambar I.2.	Batuan induk yang diperkirakan mempengaruhi keterdapatannya hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan (MEPI, 2008).....	2
Gambar I.3	Bagan alir penelitian.....	6
Gambar II.1	Peta Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001).....	13
Gambar II.2	Tektonostratigrafi Tersier di Indonesia Barat (Koesoemadina, 2002).....	14
Gambar II.3	Pola struktur Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001).....	16
Gambar II.4	Kolom stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan (Kamal dkk., 2005).....	17
Gambar III.1	Berbagai macam bentuk distribusi alkana normal akibat adanya perbedaan asal material alkana normal, A. Distribusi alkana normal asal material darat, B. Distribusi alkana normal asal material darat dan alga laut, C dan D. Distribusi alkana normal asal material, alga laut (Waples, 1985).....	33
Gambar III.2	Struktur dari isoprenoid pristana dan fitana (Waples, 1985)	34
Gambar III.3	Pola trisiklik triterpana yang dapat mengindikasikan ling - kungan pengendapan (Price dkk., 1987).....	36
Gambar III.4	Struktur dari triterpana pentasiklik yang menunjukkan ada nya lima cincin pada rantai karbon (Waples dan Machihara, 1991).....	37
Gambar III.5	Struktur dari Tm dan Ts (Waples dan Machihara, 1991).....	37
Gambar III.6	Struktur dari bisnorhopana, trisnorhopana, gammaserana dan oleanana (Waples dan Machihara, 1991).....	38

Gambar III.7	Diagram sterana untuk menentukan lingkungan pengendapan dengan sterana C27, C28, C29 (Huang dan Meinschein, 1979 dalam Waples dan Machihara, 1991).....	39
Gambar IV.1	Lokasi sumur pada daerah penelitian (MEPI, 2008).....	41
Gambar IV.2	Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang yang berada di sebelah utara dari palung Sumatra – Jawa (Bishop, 2001).....	42
Gambar IV.3	Tiga proses tektonik utama yang mempengaruhi Cekungan Sumatra Selatan (Kamal dkk., 2005) dan formasi yang akan diteliti Formasi Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja (dilingkari merah).....	43
Gambar IV.4	Stratigrafi sumur SN - 1 di daerah penelitian.....	46
Gambar IV.5	Formasi Baturaja pada sumur SK - 4 di daerah penelitian....	47
Gambar IV.6	Kelurusan pada Cekungan Sumatra Selatan akibat kompresi (Pulunggono, dkk, 1992).....	49
Gambar IV.7	Peta struktur top batuan dasar pada daerah penelitian 50,5 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).....	50
Gambar IV.8	Peta struktur batuan dasar tiga dimensi pada daerah penelitian (MEPI-BEICIP, 2007).....	51
Gambar IV.9	Peta struktur top Formasi Lemat di daerah penelitian 30 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).....	52
Gambar IV.10	Peta struktur top Formasi Talangakar pada daerah penelitian 22 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).....	54
Gambar IV.11	Peta struktur top Formasi Baturaja pada daerah penelitian berumur 17,5 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007)...	55
Gambar IV.12	Peta struktur daerah penelitian pada saat sekarang (MEPI, 2008).....	56
Gambar IV.13	Penampang geologi Formasi Lemat regional Barat-Timur Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).....	57
Gambar IV.14	Penampang geologi Formasi Talangakar regional Barat-Timur Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).	57

Gambar IV.15	Penampang geologi Formasi Baturaja dan Formasi Telisa regional Barat-Timur Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).....	58
Gambar IV.16	Plot silang antara reflektansi vitrinit ( $%Ro$ ) dan kedalaman pada sumur RBT deep - 1 (Mckenzie, 1984 dalam Santika, 2011).....	61
Gambar IV.17	(a). Plot silang indeks hidrogen terhadap karbon organik total, (b). Plot silang karbon organik total terhadap potensi hidrokarbon ( $S1 + S2$ ), (c). Plot silang $T_{maks}$ terhadap indeks hidrogen.....	63
Gambar IV.18	Plot silang antara reflektansi vitrinit ( $Ro\%$ ) dan kedalaman pada sumur BNT - 1 (Mckenzie, 1984 dalam Santika, 2011).....	64
Gambar IV.19	(a). Plot silang indeks hidrogen terhadap karbon organik total, (b). Plot silang karbon organik total terhadap potensi hidrokarbon ( $S1 + S2$ ), (c). Plot silang $T_{maks}$ terhadap indeks hidrogen.....	66
Gambar IV.20	Diagram segitiga komposisi sterana pada ekstrak batuan induk (Berdasarkan Huang dan Meinschein, 1979).....	67
Gambar IV.21	Diagram segitiga komposisi sterana pada sampel minyak dan kondensat (Berdasarkan Huang dan Meinschein, 1979).	68
Gambar IV.22	Komposisi ekstrak batuan (Tissot dan Welte, 1984).....	69
Gambar IV.23	Komposisi sampel minyak dan kondensat (Tissot dan Welte, 1984).....	69
Gambar IV.24	Plot silang antara pristana/ $nC17$ dan pristana/fitana ekstrak batuan induk yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel.....	70
Gambar IV.25	Plot silang antara pristana/ $nC17$ dan pristana/fitana yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel.....	71

Gambar IV.26	Plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana (Robinson, 1991 dimodifikasi oleh Geoservices, 2006) yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel batuan induk.....	72
Gambar IV.27	Plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana (Robinson, 1991 dimodifikasi oleh Geoservices, 2006) yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel minyak dan kondensat.....	73
Gambar IV.28	Diagram sterana gabungan antara sampel batuan induk dan sampel minyak dan kondensat.....	74
Gambar IV.29	Plot silang antara pristana/nC17 dan pristana/fitana gabungan antara batuan induk dan minyak dan kondensat...	75
Gambar IV.30	Plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana (Robinson, 1991 dimodifikasi oleh Geoservices, 2006) antara batuan induk dengan sampel minyak dan kondensat.	76
Gambar IV.31	Alkana normal sampel batuan induk dari Formasi Lemat...	77
Gambar IV.32	Alkana normal sampel batuan induk dari Formasi Talangakar.....	78
Gambar IV.33	Triterpana dari sampel batuan induk dari Formasi Lemat....	80
Gambar IV.34	Sterana dari sampel batuan induk dari Formasi Lemat.....	81
Gambar IV.35	Triterpana dan sterana dari sampel batuan induk dari Formasi Talangakar Sumur BNT – 1.....	82
Gambar IV.36	Sejarah pemendaman ( <i>burial history</i> ) pada sumur RBT deep - 1.....	88
Gambar IV.37	Tren kematangan sumur RBT deep – 1 dengan parameter reflektansi vitrinit.....	89
Gambar IV.38	Gradien termal sumur RBT deep – 1.....	90
Gambar IV.39	Migrasi hidrokarbon pada daerah penelitian.....	91

## DAFTAR TABEL

Tabel III.1	Indikasi potensi batuan induk berdasarkan <i>TOC</i> (Waples, 1985).....	26
Tabel III.2.	Tipe kerogen, asal, penyusun organik dan sifat kimianya (Waples, 1985).....	28
Tabel III.3	Parameter penentuan tipe kerogen dan produk yang dihasilkan pada puncak kematangan (Peters dan Cassa, 1994).....	28
Tabel III.4	Parameter-parameter kematangan (Peters dan Cassa, 1994).....	29
Tabel III.5	Senyawa penanda organisme asal (Waples dan Curiale, 1999).....	31
Tabel IV.1	Kandungan karbon organik total dan pirolisis <i>Rock-Eval</i> masing-masing formasi pada beberapa sumur.....	59

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa berkat kasih dan karunia – Nya penulis dapat menyelesaikan penulisan tesis yang berjudul Studi Batuan Induk Hidrokarbon Cekungan Sumatra Selatan, Provinsi Sumatra Selatan berdasarkan data geokimia ini dengan baik.

Dalam penulisan tesis ini penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang tak terhingga kepada pihak-pihak yang membantu dalam menyelesaikan penelitian ini, khususnya kepada :

1. Kedua orang tuaku tercinta juga pada kedua adikku tersayang, Evan dan Raymunda, terima kasih atas kasih sayang dan dukungannya.
2. Bapak Prof.Dr.Ir. Eddy A. Subroto sebagai Pembimbing, atas kesabaran, saran, bimbingan, dan nasehatnya selama penelitian berlangsung dan penulisan tesis ini.
3. Bapak Rahmat Abimanyu dan Mas Fendy Kusdiantoro sebagai Pembimbing yang telah memberikan bantuan serta bimbingannya.
4. Ibu Husna, Ibu Joan Caroline, Ibu Aurora, Ibu Happy dan semua para staf PT Medco E&P Indonesia, atas bantuan dan ijin untuk menggunakan data internal PT Medco E&P Indonesia sehingga penulis bisa melaksanakan penelitian ini.
5. Bapak-bapak dan Ibu-ibu Dosen, serta para staf Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan, ITB.
6. Bapak Syaifuddin yang telah memberikan motivasi dan membantu penulis dalam menyelesaikan penelitian.
7. Ibu Nurul Anjalna, Bapak Mohamed El Hamouji, Bapak Alejandro Sasakame, Bapak Wawan Gunawan, Freeta, Yuki dan Bapak Heri, terima kasih atas bantuan spiritualnya, walaupun kalian semua jauh serumit apapun keadaanya, tetapi selalu ada untuk penulis, terima kasih banyak.

8. Ibu Luli, Ibu Nelly, Bapak Dwi Hendro, Rahmat Hidayat, Mas Reza, Rizky Nur Hakim, Mas Bocil, Mas Rofiq dan Mira serta rekan-rekan S2 Program Pascasarjana Teknik Geologi ITB angkatan 2009 lainnya, atas diskusi dan kerjasamanya.
9. Remy Subroto dan Dede Bushendra, atas dukungan dan hari-hari yang menyenangkan selama masa penelitian di kantor.

Dengan menyadari keterbatasan ilmu, tentu penulisan tesis ini masih jauh dari sempurna banyak kekurangan baik pada teknis penulisan maupun materi. Untuk itu kritik dan saran dari semua pihak sangat penulis harapkan, agar dapat bermanfaat bagi penulis berikutnya di masa yang akan datang.

Akhirnya penulis berharap semoga Tuhan memberikan imbalan yang setimpal pada mereka yang telah memberikan bantuan, dan dapat menjadikan semua bantuan ini sebagai ibadah.

Bandung, Juli 2012

Cahyaningratri P. Riyandhani



## **ABSTRAK**

### **STUDI BATUAN INDUK HIDROKARBON CEKUNGAN SUMATRA SELATAN, PROVINSI SUMATRA SELATAN BERDASARKAN DATA GEOKIMIA**

Oleh:

**Cahyaningratri P. Riyandhani**

**NIM: 22009012**

Blok *Western South Sumatra Extention*, *Zona Musi Platform*, Cekungan Sumatra Selatan, merupakan bagian dari daerah operasi PT Medco E&P Indonesia dengan lapangan minyak utama seperti FRZ, SK dan lain-lain. Berdasarkan analisis data log sinar gamma dan resistivitas juga deskripsi sampel batuan baik inti batuan atau serbuk inti bor milik PT Medco E&P Indonesia, Cekungan Sumatra Selatan ini terdiri dari beberapa formasi. Tiga formasi utama yang di analisis adalah Formasi Lemat, Formasi Talangakar dan Formasi Baturaja. Formasi Lemat diendapkan di lingkungan fluviodeltaik dan mengandung serpih sebagai batuan induk. Formasi Talangakar juga berperan sebagai batuan induk dan diendapkan pada lingkungan fluvial hingga deltaik. Satuan formasi ini terdiri dari batupasir dan serpih dengan sisipan batulanau. Formasi Baturaja yang diendapkan di daerah marin atau laut dangkal merupakan endapan batugamping berupa terumbu, formasi ini berperan sebagai reservoir di daerah *Musi Platform*.

Ditinjau dari segi struktur geologi, daerah penelitian diwakili oleh penampang seismik yang melalui sumur SN – 1, RN – 1, SK – 3, FRZ – 3, dan RBT deep – 1. Dari penampang seismik terlihat daerah penelitian memiliki sesar normal yang mengontrol pengendapan batuan sedimen dan sejumlah antiklin akibat adanya tektonik kompresi pada akhir Plio-Pleistosen.

Berdasarkan hasil analisis alkana normal, isoprenoid, triterpana trisiklik, pentasiklik dan sterananya pada sampel minyak dan batuan induk, keduanya mencerminkan kelompok minyak yang berasal dari satu famili yang material organikanya berasal dari campuran antara tanaman tingkat tinggi dan algal dengan lingkungan pengendapan fluvial sampai deltaik. Hal ini menunjukkan bahwa minyak berkorelasi positif dengan batuan induk Formasi Lemat dan Formasi Talangakar yang terakumulasi di Formasi Baturaja yaitu bagian tengah area Musi *Platform*, blok *Western South Sumatra Extension*, Cekungan Sumatra Selatan melalui proses migrasi. Migrasi terjadi secara lateral pada batugamping Formasi Baturaja dan secara vertikal melalui sesar – sesar yang memotong Formasi Lemat dan Talangakar.

Kata kunci: Cekungan Sumatra Selatan, geokimia, biomarker, korelasi batuan induk dengan minyak.

# **ABSTRACT**

## **HYDROCARBON SOURCE ROCK STUDY SOUTH SUMATRA BASIN, SOUTH SUMATRA PROVINCE BASED ON GEOCHEMISTRY DATA**

By:

**Cahyaningratri P. Riyandhani**

**NIM: 22009012**

The Western South Sumatra Extension block of South Sumatra Basin is a part of PT Medco E&P Indonesia's operation area with main oil fields such as FRZ, SK and many others. Based on gamma ray and resistivity log analysis and also description of cutting and core from PT Medco E&P Indonesia, South Sumatra Basin consists of some formations. The three main formation analysed are Lemat Formation, Talangakar Formation and Baturaja Formation. Lemat Formation was deposited in fluviodeltaic environment with shale as a source rock. Talangakar Formation also as a source rock, was deposited in fluvial - deltaic environment, that consists of sandstone and shale intercalation with siltstone. Baturaja Formation was deposited in marine or shallow marine environment, consists of carbonate sediments acting as a reservoir in Musi Platform area.

The structural geology of the research area is represented by seismic line through wells SN – 1, RN – 1, SK – 3, FRZ – 3 and RBT deep - 1. The research area has normal faults that control the deposition of sediments and several anticlines as a result of compressional tectonic phase in Late Plio-Pleistocene.

Based on geochemical analysis with alkane, sterane, and triterpane biomarker on oil samples and source rock, both of them show that oil from Musi Platform are

formed by mixed organic material algal and terrestrial with fluvial - deltaic depositional environment. It shows positive correlation between oil and source rock from Lemat and Talangakar Formation and it was accumulated in the center of Musi Platform area, Western South Sumatra Extension block, South Sumatra Basin after migration process. The migration took place on stacking limestone from Baturaja Formation and also through faults on Lemat and Talangakar Formation.

Key words: South Sumatra Basin, geochemistry, biomarker, source rock correlation.

## **PEDOMAN PENGGUNAAN TESIS**

Tesis S2 yang tidak dipublikasikan terdaftar dan tersedia di Perpustakaan Institut Teknologi Bandung, dan terbuka untuk umum dengan ketentuan bahwa hak cipta ada pada pengarang dengan mengikuti aturan HaKI yang berlaku di Institut Teknologi Bandung. Referensi kepustakaan diperkenankan dicatat, tetapi pengutipan atau peringkasan hanya dapat dilakukan seizin pengarang dan harus disertai dengan kebiasaan ilmiah untuk menyebutkan sumbernya.

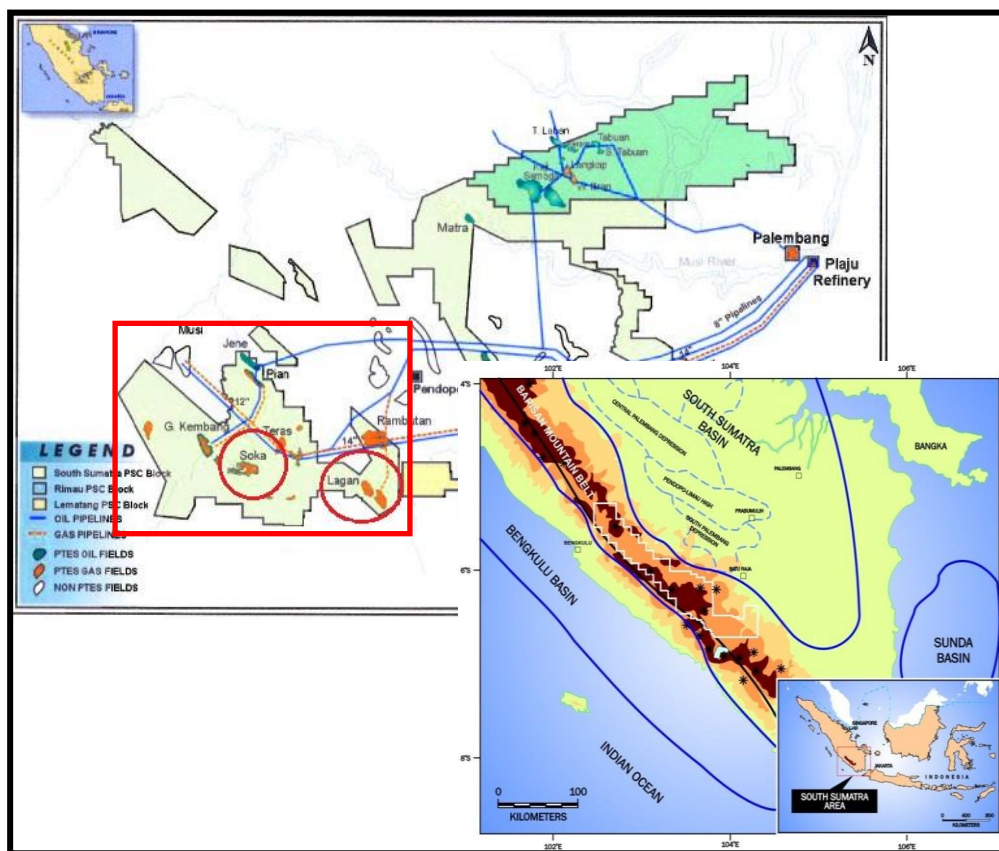
Memperbanyak atau menerbitkan sebagian atau seluruh tesis haruslah seizin Direktur Program Pascasarjana, Institut Teknologi Bandung.

# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 Lokasi dan Objek Penelitian

Penelitian ini didasarkan atas hasil pengamatan sampel minyak dan batuan induk di daerah Sumatra Selatan, Cekungan Sumatra Selatan, Provinsi Sumatra Selatan (Gambar I.1).



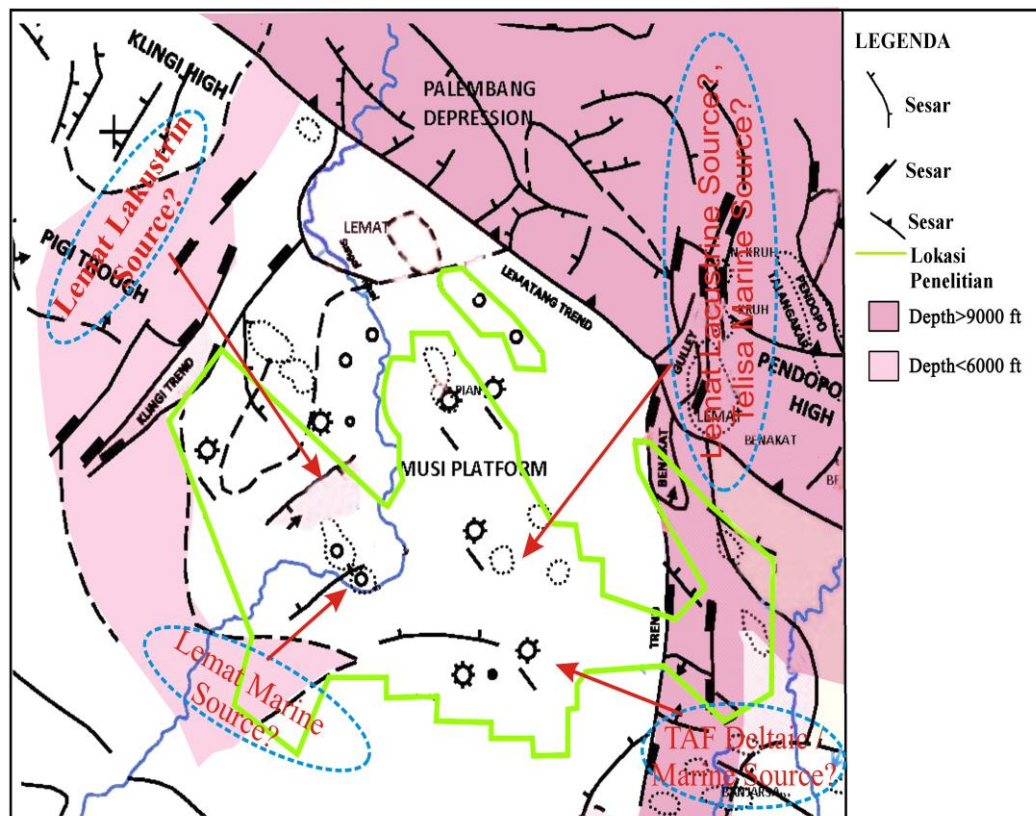
Gambar I.1. Peta lokasi penelitian (MEPI, 2008).

Daerah penelitian tepatnya di Subcekungan Palembang Selatan letaknya di sebelah barat kota Palembang, di antara kota Muara Enim dan Lahat. Bagian timurlautnya dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari Paparan Sunda, bagian baratdaya dibatasi oleh Pegunungan Barisan. Sebelah selatan dan timur dibatasi oleh Tinggian Lampung, sedangkan di sebelah utara dan barat laut dibatasi oleh Tinggian Pegunungan Tigapuluh. Objek penelitian ini adalah data – data geologi,

geofisika dan data geokimia berupa karbon organik total (*TOC*), tipe kerogen, analisis *Rock-Eval*, reflektansi vitrinit (*Ro*), temperatur maksimum (*Tmaks*), kromatografi gas (*GC*) dan kromatografi gas–spektrometri massa (*GC-MS*), yang terintegrasi menjadi sebuah penelitian tentang karakteristik dan potensi batuan induk serta kondisi geologi daerah penelitian dengan pendekatan kesebandingan regional dan peneliti terdahulu.

## I.2 Latar Belakang Masalah

Asal hidrokarbon di daerah Cekungan Sumatra Selatan bagian selatan berasal dari batuan induk yang beragam, maka dari itu akan ditelusuri dan diulas tentang asal keberadaan hidrokarbon di daerah tersebut, manakah batuan induk yang paling potensial untuk daerah ini (Gambar I.2).



Gambar I.2. Batuan induk yang diperkirakan mempengaruhi ketersediaan hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan (MEPI, 2008).

Saat ini orang mulai menggunakan pendekatan geokimia organik untuk mengurangi risiko dan mengoptimalkan produksi hidrokarbon. Pendekatan

dengan geokimia organik memungkinkan kita untuk mengetahui potensi dari suatu batuan induk untuk membentuk hidrokarbon, lingkungan pengendapan, proses pembentukan, identifikasi tipe kerogen, dan informasi penting lainnya yang berhubungan dengan keterdapatannya hidrokarbon. Formasi Talangakar selama ini diyakini sebagai batuan induk yang potensial di Cekungan Sumatra Selatan, tetapi masih menjadi pertanyaan apakah batuan induk dari rembesan hidrokarbon yang ada di Cekungan Sumatra Selatan tersebut hanya berasal dari Formasi Talangakar atau Formasi Lemat. Pengetahuan yang tepat tentang asal hidrokarbon dari batuan induk akan mempermudah pemahaman sistem petroleum di suatu daerah.

### **I.3 Masalah Penelitian**

Walaupun telah banyak dilakukan penelitian yang telah dilakukan khususnya potensi batuan induk dan sistem hidrokarbon, akan tetapi masih perlu dilakukan studi geokimia secara konklusif untuk mendapatkan gambaran potensi hidrokarbon secara detail untuk menjawab keberadaan prospek. Masalah pada penelitian ini adalah mengetahui batuan induk yang berpotensi, karakteristik hidrokarbon, apakah asal mula hidrokarbon di lapangan ini berasal dari batuan induk yang sama atau berbeda dan kemungkinan tipe material organiknya serta ada tidaknya potensi hidrokarbon yang lebih besar pada batuan induk yang diteliti.

### **I.4 Ruang Lingkup dan Sasaran Penelitian**

Ruang lingkup penelitian dibatasi pada aspek geokimia yang merupakan integrasi dari data geologi yang dimungkinkan secara fokus sebagai pemecahan masalah.

Adapun sasaran penelitian adalah:

- Mengidentifikasi batuan atau formasi yang dapat berfungsi sebagai batuan induk hidrokarbon di daerah penelitian.
- Mengetahui tipe dan kematangan batuan induk hidrokarbon.
- Mengetahui kekayaan material organik.
- Mengetahui lingkungan pengendapan material organik.



## **I.5 Hipotesis Kerja dan Asumsi**

Di dalam melakukan penelitian ini digunakan beberapa hipotesis kerja yang akan dicoba untuk dipecahkan dalam studi geokimia. Hipotesis kerja yang digunakan adalah:

- Kualitas dan karakteristik batuan induk yang dipengaruhi lingkungan pengendapan, sejarah geologi daerah penelitian serta material organik pembentuknya.
- Formasi yang berasal dari lingkungan fluvial - deltaik dan pengendapan pada fase retakan (*syn-rift*) yang mampu menjadi batuan induk di daerah penelitian.
- Minyak yang terdapat di daerah penelitian merupakan minyak yang berasal dari satu sumber batuan induk, yaitu batuan induk dari lingkungan fluvial - deltaik.

Asumsi yang digunakan untuk penelitian ini adalah:

- Subcekungan Sumatra Selatan yang digunakan sebagai daerah penelitian ini merupakan suatu sistem graben dengan endapan non marin – marin yang dikontrol oleh tatanan tektonik regional dan perubahan muka air laut yang terjadi di Cekungan Sumatra Selatan.
- Tatanan stratigrafi dan tektonik yang berkembang di daerah penelitian diasumsi serupa dengan tatanan stratigrafi dan tektonik regional yang sudah dikenal secara luas di Cekungan Sumatra Selatan. Data geokimia, data seismik, data sumur dan data pendukung lainnya yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data yang telah dikoreksi dan divalidasi menggunakan prosedur dan pemrosesan yang benar.

## **I.6. Metode Penelitian dan Analisis Data**

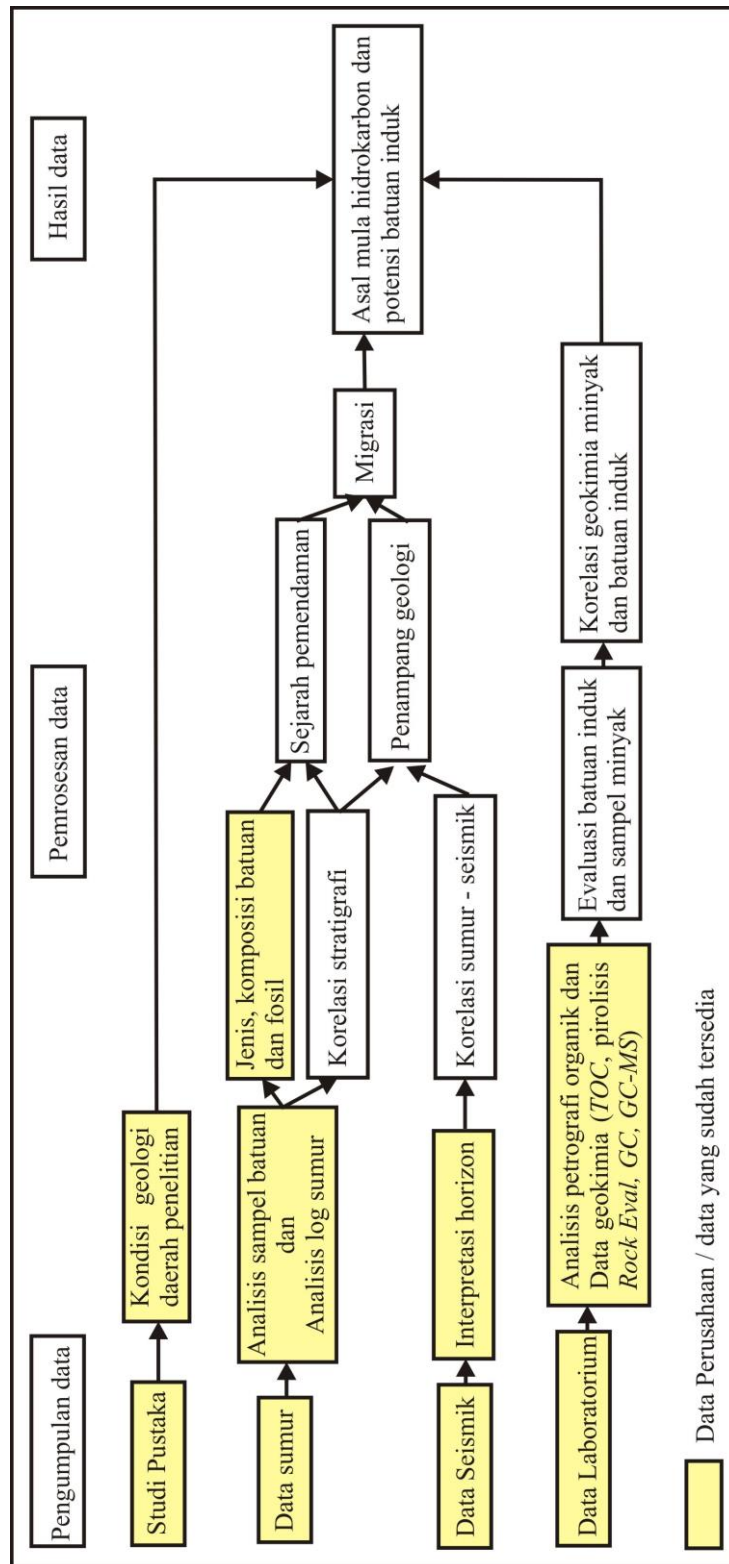
Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data antara lain data serbuk bor, inti bor atau inti batuan-samping dianalisis menggunakan LECO alat penganalisis karbon, analisis pirolisis *Rock-Eval*, dan reflektansi vitrinit ( $R_0$ ). Berdasarkan data tersebut dapat dianalisis penentuan material asal, lingkungan pengendapan dan

kematangan. Data minyak akan diuji berdasarkan keterdapatannya alkana normal, triterpana dan sterana. Data biomarker yang digunakan dalam penelitian dibatasi hanya pada ion massa yang umum digunakan yaitu triterpana ( $m/z$  191) dan sterana ( $m/z$  217). Berdasarkan data-data tersebut maka selanjutnya dilakukan analisis penentuan material asal, lingkungan pengendapan, korelasi minyak terhadap batuan induk. Korelasi minyak terhadap batuan induk difokuskan pada tiga formasi yaitu, Formasi Talangakar, Formasi Lemat, dan Formasi Baturaja.

Tahapan penelitian (Gambar I.3) dimulai dengan pengumpulan data terproses yang didapat dari perusahaan minyak PT Medco E&P Indonesia, kemudian data tersebut dipilah sesuai kebutuhan. Setelah data terpilih kemudian dilakukan validasi data tersebut, lalu diintegrasikan secara keseluruhan. Berdasarkan hasil integrasi data kemudian ditarik kesimpulan tentang batuan yang diperkirakan sebagai batuan induk hidrokarbon, tipe dan kematangan batuan induk serta korelasi minyak – batuan induk.

### **1.7 Peneliti Terdahulu**

Robinson (1987) meneliti beberapa cekungan produktif di Indonesia, termasuk Cekungan Sumatra Selatan. Analisis yang dilakukan pada batuan induk dan minyak bumi, jumlah sampel yang digunakan tidak dijelaskan. Analisis yang dilakukan pada batuan induk menggunakan data *TOC*, pirolisis, kromatografi gas (*GC*). Analisis yang dilakukan pada minyak menggunakan parameter umum (*bulk*) seperti gravitasi API dan sulfur, kromatografi gas (*GC*), kromatografi gas–spektrometri massa (*GC-MS*), dan isotop karbon. Hasil korelasi yang dilakukan pada minyak bumi dengan minyak bumi dan batuan induk dengan minyak bumi menunjukkan bahwa famili minyak di Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari fluvio-deltaik yang berasal dari batubara dan serpih fluvio-deltaik Formasi Talangakar yang berumur Oligosen.



Gambar I.3 Bagan alir penelitian.

Ginger dan Fielding (2005) membahas tentang sistem petroleum di Cekungan Sumatra Selatan. Analisis geokimia yang dilakukan hanya pada sampel minyak bumi. Data yang digunakan dalam analisis ini meliputi tiga puluh lima (35) sampel minyak. Analisis yang dilakukan adalah isotop karbon dan kromatografi gas (rasio pristana-fitana). Hasil analisis korelasi minyak bumi dengan minyak bumi menunjukkan bahwa tipe minyak di Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari tipe lakustrin, fluvio-deltaik, dan darat (*terrigeneous*).

Peneliti lain adalah ten Haven dan Schiefelbein (1995) yang menganalisis 192 sampel minyak dari sembilan belas cekungan di Indonesia, termasuk Cekungan Sumatra Selatan. Analisis yang dilakukan hanya pada sampel minyak bumi. Jumlah sampel minyak yang digunakan dalam analisis di Cekungan Sumatra Selatan berjumlah dua puluh enam (26) sampel. Metode yang digunakan dengan menganalisis parameter umum (gravitasi API dan kandungan sulfur), kromatografi gas (rasio pristana/n-C<sub>17</sub>-fitana/n-C<sub>18</sub>, pristana/fitana-*canonical variable*), kromatografi gas-spektrometri massa (*GC-MS* seperti distribusi sterana C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, dan C<sub>29</sub>, total sterana / total hopana, C<sub>27</sub>-20S diakolestana / C<sub>27</sub> 20R kolestana, gamaserana/ C<sub>30</sub>-hopana, C<sub>31</sub>-hopana/C<sub>30</sub> hopana, C<sub>29</sub>-hopana/C<sub>30</sub>-hopana, oleanana/C<sub>30</sub>-hopana, Ts/Tm.), isotop karbon dan juga analisis statistik dengan menggunakan peranti lunak Pirouette. Hasil korelasi minyak dengan minyak yang dilakukannya menunjukkan tipe minyak di Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari tipe lakustrin dan tipe *terrigeneous* (deltaik dan resinitik).

Rashid dkk. (1998) meneliti daerah platform Musi dan tinggian Iliran. Analisis yang dilakukan hanya pada sampel minyak bumi. Jumlah sampel minyak yang digunakan dalam analisis ini berjumlah empat puluh satu (41) sampel, dimana tigapuluh tujuh (37) sampel lama dan empat (4) sampel baru. Metode yang digunakan dengan menganalisis kromatografi gas (rasio pristana/n-C<sub>17</sub>-fitana/n-C<sub>18</sub>, pristana/fitana-*canonical variable*), kromatografi gas-spektrometri massa (*GC-MS* seperti distribusi triterpana, distribusi sterana, dan indeks kematangan bikadinana), dan juga analisis statistik. Hasil korelasi minyak dengan minyak yang

dilakukan menunjukkan bahwa tipe minyak di Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari tipe akuatik (lakustrin dan laut), dan tipe terestrial (deltaik laut, fluvio-deltaik dan kaya resinolitik/oleanana).

### **I.8 Sumbangan Terhadap Ilmu Pengetahuan**

Hasil penelitian ini diharapkan memberi sumbangan dan dapat memberikan suatu pandangan baru terhadap pemahaman yang lebih baik mengenai pengenalan karakteristik dan pengembangan potensi batuan induk secara geokimia sehingga dapat dipergunakan untuk acuan penelitian dan pengembangan lebih lanjut di daerah penelitian atau di daerah lainnya.

## **BAB II**

### **KERANGKA GEOLOGI**

#### **II.1 Geologi Regional Daerah Penelitian**

Daerah Cekungan Sumatra Selatan, dapat dianggap sebagai cekungan besar yang terdiri dari beberapa terban dan bagian-bagian yang dalam (graben). Cekungan ini memiliki sejarah pembentukan yang sama dengan Cekungan Sumatra Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timurlaut - baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan-cekungan yang bentuknya asimetrik ini dibatasi di sebelah baratdaya oleh sesar-sesar serta singkapan-singkapan batuan Pra-Tersier, yang terangkat sepanjang kawasan kaki Pegunungan Barisan, dan di sebelah timurlaut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari Paparan Sunda. Di sebelah selatan dan timur daerah cekungan dibatasi oleh Tinggian Lampung dan suatu daerah tinggi yang letaknya sejajar dengan pantai timur Sumatra, sedangkan di sebelah utara dan barat laut dibatasi oleh Tinggian Pegunungan Tigapuluh (de Coster, 1974).

Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal selama kala Miosen Awal sampai Miosen Tengah, dengan demikian daerah-daerah cekungan yang bersebelahan tersebut untuk sementara dihubungkan satu dengan lainnya. Cekungan-cekungan Tersier itu juga terhampar ke arah barat dan kadangkala dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudra Hindia. Secara mendetail tulisan ini akan membahas mengenai daerah yang terletak di Subcekungan Palembang bagian selatan, yang merupakan salah satu penghasil hidrokarbon utama di daerah Cekungan Sumatra Selatan.

##### **II.1.1 Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Selatan**

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang terbentuk oleh pergerakan konvergen antara lempeng Eurasia dan Lempeng Indo-Australia selama periode zaman Pra-Tersier sampai Tersier.

Koesoemadinata (2002) membagi tatanan geologi Cekungan Sumatra Selatan atas:

- Perkembangan Pra-Tersier
- Perkembangan Tersier Awal, dan
- Perkembangan Tersier Akhir

### **Perkembangan Pra-Tersier**

Pulunggono dan Cameron (1984) menyimpulkan bahwa perkembangan pada akhir zaman Kapur, Cekungan Sumatra Selatan telah terbentuk sebagai bagian dari lempeng benua Asia Tenggara, ditafsirkan melalui akresi dan tubrukan (*collisions*) dari mikrokontinen (pecahan dari lempeng benua).

### **Perkembangan Awal Tersier**

Memasuki zaman Tersier, perkembangan tektoniknya secara umum dipisahkan atas tiga fase yang dapat diuraikan sebagai berikut:

#### ▪ **Aktivitas vulkanik sebelum retakan (*rifting*)**

Selama kala Paleosen – Eosen aktivitas vulkanik mengambil tempat di bagian barat dari Cekungan Sumatra Selatan. Aktivitas vulkanik ini menghasilkan endapan Formasi Kikim terbatas pada bagian barat saja, kira-kira sepanjang Pegunungan Bukit Barisan bagian barat. Asal-usul dari sedimen tertua ini diduga berhubungan dengan awal penyusupan (*subduction*) dari lempeng Samudera Hindia dengan lempeng benua Sunda.

#### ▪ **Fase retakan (*rifting*)**

Aktivitas vulkanik tersebut di atas kemudian diikuti oleh proses erosi dan denudasi akibat berhentinya proses subduksi. Pada kala Eosen–Oligosen daerah Sumatra Selatan memberikan gambaran lingkungan pengendapan dari suatu fase retakan sehingga endapan-endapan yang berasal dari tinggian purba dari suatu sistem graben mengisi cekungan berupa sedimen nonmarin, berarah NE-SW.

Satuan sedimen ini di Sumatra Selatan dikenal dengan Formasi Lemat yang di atasnya kemudian diendapkan satuan Serpih Benakat atau anggota Benakat.

Graben tersebut merupakan cekungan pengendapan yang sempit berarah timurlaut – baratdaya, memanjang dan memotong Pegunungan Bukit Barisan yang sekarang sampai ke Cekungan Bengkulu. Di daerah Jambi, arah utama dari graben ini adalah timurlaut – baratdaya (*NE – SW*), terlepas dari pertimbangan daerah-daerah yang masih belum tereksplorasi.

- **Transgresi Pascaretakan (*Post-Rift Transgression*)**

Setelah proses retakan berhenti, penurunan (*subsidence*) secara regional terjadi, yang sering juga sebagai fase pelenturan atau pelengkungan setelah retakan (*sagging*) (Kamal dkk., 2005). Sedimen setelah retakan ini terus mengisi graben berupa sedimen fluviatil yang menghasilkan Formasi Talangakar, diikuti oleh genang laut dengan batuan klastiknya yang berasal dari kerak benua Sunda di bagian utara. Kemudian, sehubungan dengan naiknya muka air laut pada Miosen Awal, bersamaan dengan terjadinya penurunan cekungan, sumber batuan klastik di utara mulai berkurang yaitu dataran Sunda telah mengalami denudasi dan pendataran. Akibatnya Cekungan Sumatra Selatan, bagian yang dangkal menjadi lingkungan pengendapan karbonat, sedangkan bagian yang relatif dalam diendapkan litologi serpih. Lingkungan pengendapan karbonat ini diduga dari tipe *ramp* atau *platform*. Daerah-daerah tinggian seperti Tinggian Musi dan Tinggian Palembang Utara (Kaji-Semoga), tetap relatif lebih tinggi dibanding daerah – daerah rendahan di sekitarnya. Hal tersebut terbukti dengan berkembangnya lingkungan terumbu (*reef*) yang mudah tersingkap ke permukaan pada periode turunnya muka air laut.

### **Perkembangan Akhir Tersier**

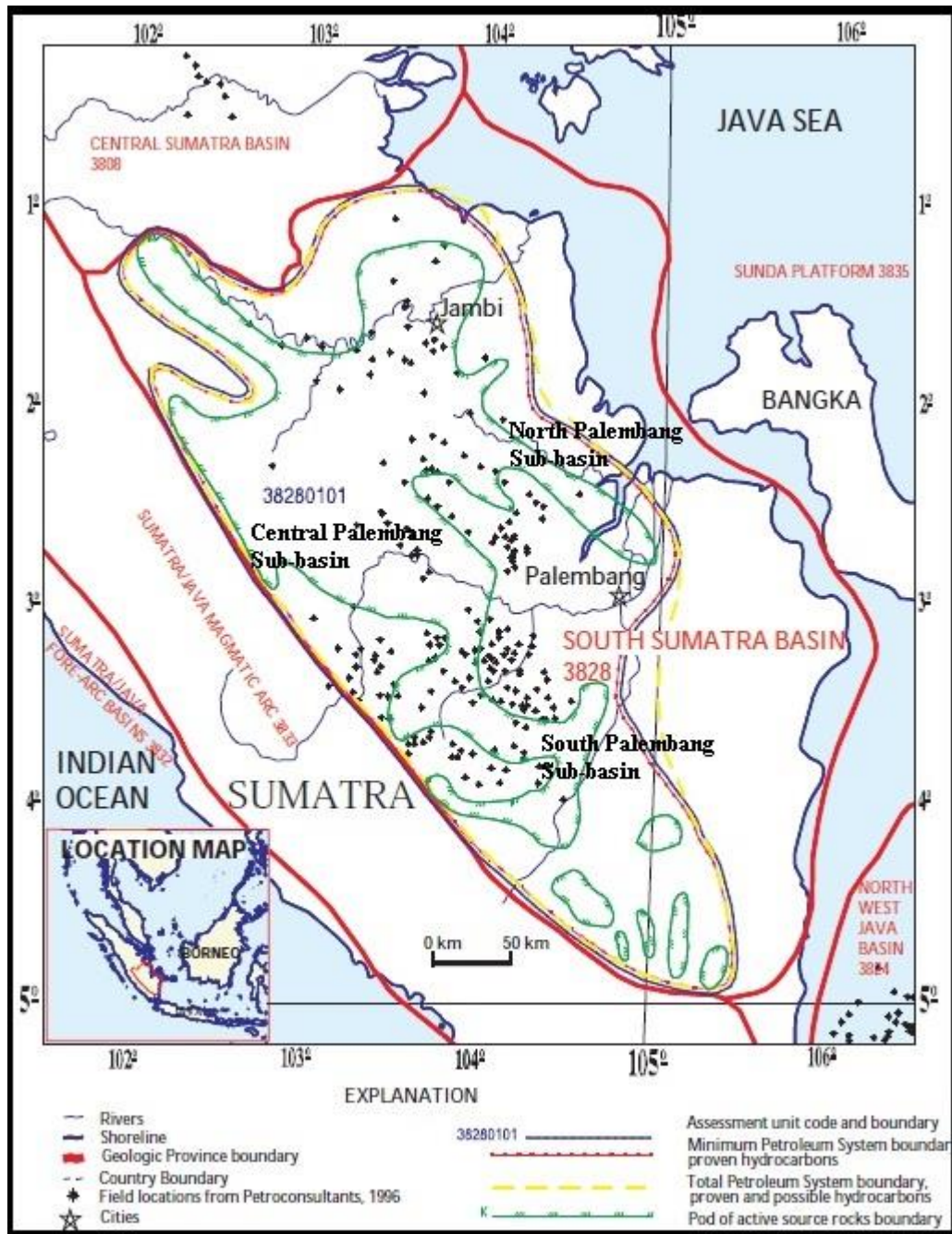
Fase ini dicirikan penurunan air laut terus berlangsung pada kala Miosen Tengah yang mengakibatkan batugamping terumbu Formasi Baturaja tersingkap ke permukaan, yang kemudian diikuti pengendapan sedimen klastik dari Formasi



Telisa pada saat muka air laut naik kembali. Sumber dari klastik ini adalah berhubungan dengan munculnya Pegunungan Bukit Barisan sebagai hasil subduksi kerak Samudera Hindia menyusup di bawah kerak benua Sunda. Dengan terus berlangsungnya proses subduksi dan pengangkatan dari Pegunungan Bukit Barisan, Cekungan Sumatra Selatan terbagi menjadi 2 (dua) bagian, yaitu busur belakang Cekungan Palembang dan busur depan Cekungan Bengkulu. Selanjutnya, fase pengangkatan Pegunungan Bukit Barisan, endapan delta dan pantai bertambah maju, menjauhi daerah-daerah yang tinggi (progradasi). Sedimen ini berupa batupasir Formasi Palembang bagian bawah (Formasi Air Benakat) yang diendapkan selama kala Miosen Tengah dan diikuti oleh pengendapan batubara dari Formasi Muara Enim (Formasi Palembang bagian tengah) pada kala Pliosen.

Fase akhir tektonik Plio-Pleistosen adalah tektonik kompresi yang menyebabkan pergerakan *strike slip* dari patahan retakan Paleogen di daerah ini. Fase ini juga menghasilkan struktur inversi (pembalikan) dan *thrust folding* (perlipatan yang berasosiasi dengan sesar naik) sepanjang baratlaut – tenggara, yang mengikuti arah dari patahan retakannya. Fase tektonik yang terakhir ini dicirikan dengan meningkatnya aktivitas vulkanik seperti endapan tufa Formasi Kasai ekuivalen Formasi Palembang bagian atas.

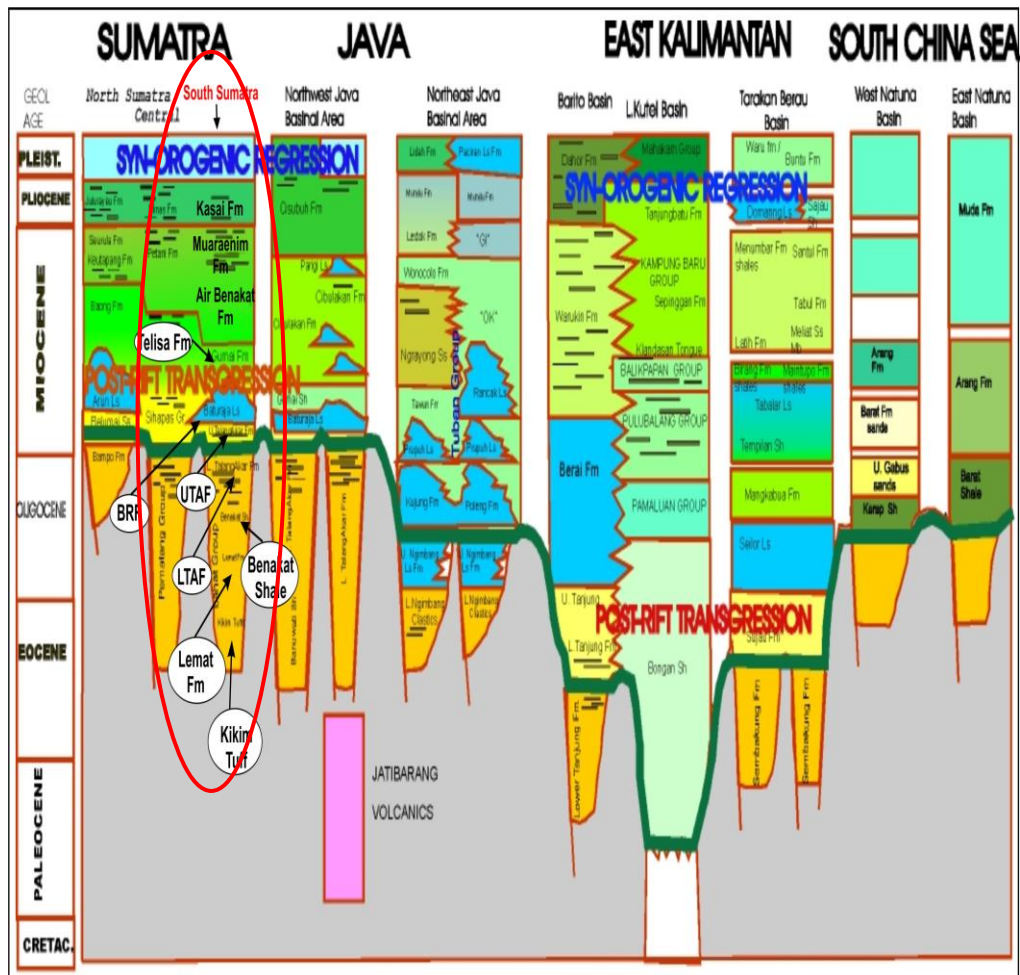
Tatanan tektonik di atas mengakibatkan Cekungan Sumatra Selatan terbentuk secara asimetris, dibatasi oleh sesar pada bagian baratdaya yang ditandai oleh adanya pengangkatan (*uplift*) di sepanjang bagian depan Pegunungan Barisan. Blok-blok patahan yang terbentuk membuat Cekungan Sumatra Selatan terbagi menjadi Subcekungan Jambi dan Subcekungan Palembang. Subcekungan Palembang dibagi menjadi Subcekungan Palembang Utara, Subcekungan Palembang Tengah, dan Subcekungan Palembang Selatan (Gambar II.1). Subcekungan Jambi memiliki arah timurlaut -baratdaya, sedangkan Subcekungan Palembang berarah baratlaut - tenggara.



Gambar II.1 Peta Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001).

Stratigrafi Subcekungan Palembang Selatan mempunyai perkembangan hampir sama dengan stratigrafi umum Cekungan Sumatra Selatan lainnya. Proses sedimentasi dikontrol oleh sistem *megacycle* yakni pengendapan fase transgresi

dan regresi yang terjadi secara regional, khususnya di Indonesia Barat (Gambar II.2).



Gambar II.2. Tektonostratigrafi Tersier Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).

### II.1.2 Fisiografi Regional

Berdasarkan unsur-unsur tektonik, di dalam Cekungan Sumatra Selatan terdapat daerah peninggian dan berbagai depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa-Kuang, Tinggian Palembang (Tinggian Illiran), Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara, Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muara Enim Dalam).
3. Antiklinorium Pendopo-Limau, Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga unsur di atas membagi cekungan menjadi tiga bagian yang penting (Koesoemadinata, 1980) yaitu:

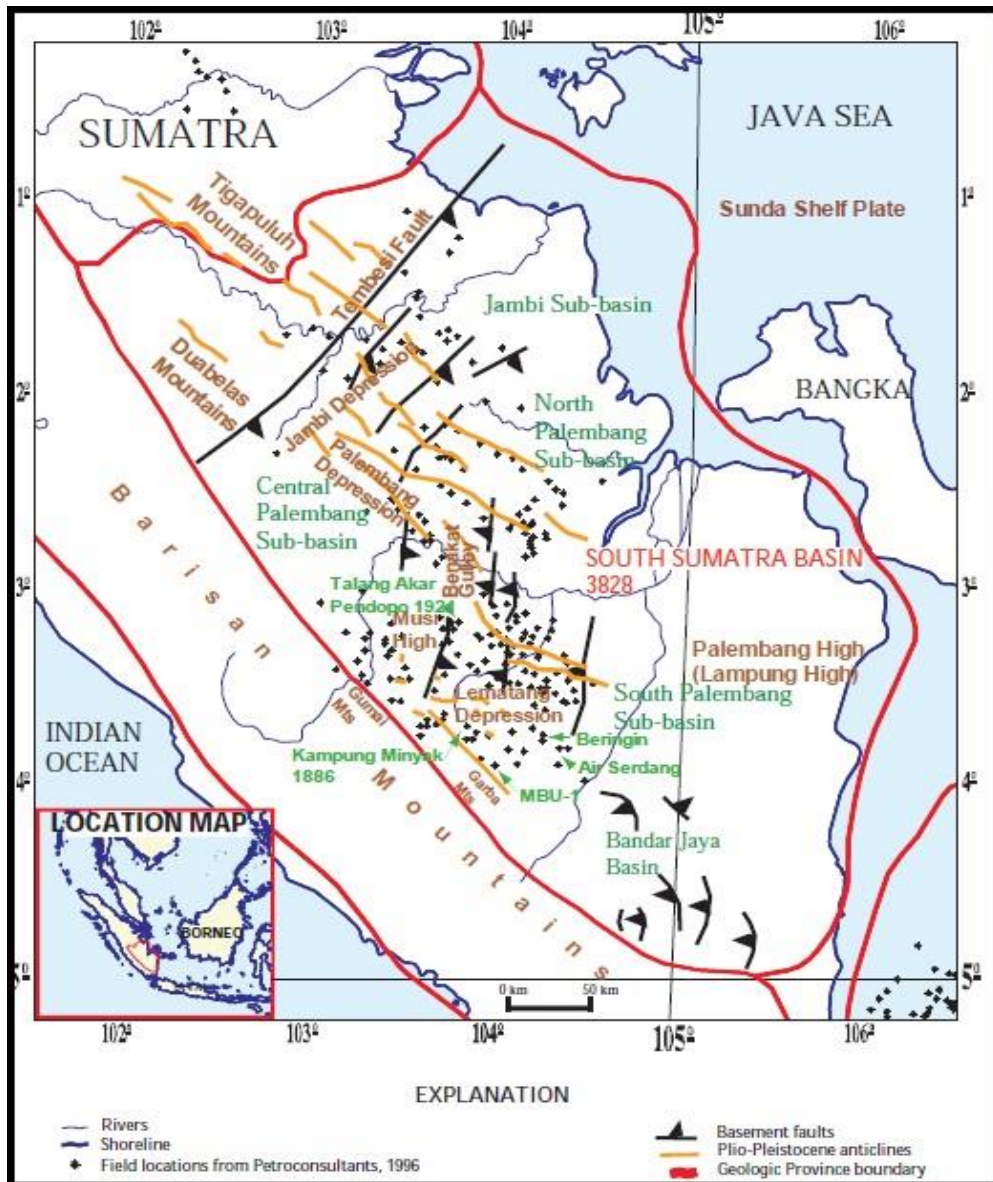
1. Subcekungan Palembang bagian selatan.
2. Subcekungan Palembang bagian tengah.
3. Subcekungan Jambi.

### **II.1.3 Struktur Geologi Regional**

Struktur geologi regional dan tektonik kawasan Indonesia bagian barat (Sumatra, Kalimantan dan Jawa) merupakan bagian dari Daratan Sunda (lempeng mikro Sunda) yang termasuk bagian tepi selatan dari Lempeng Eurasia (Gambar II.3). Benturan antara lempeng kerak Samudera Hindia – Australia adalah salah satu akibat dari terbentuknya cekungan di Pulau Sumatra dengan penekukan yang masih aktif terletak di bagian barat Pulau Sumatra. Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu cekungan dari cekungan yang terbentuk tersebut dan menurut klasifikasi tektonik di Indonesia termasuk cekungan busur belakang. Selama zaman Tersier Paparan Sunda telah mengalami dua kali gerak rotasi berlawanan arah jarum jam sebesar  $42^{\circ}$  (Davies, 1984). Secara garis besar struktur geologi regional Sumatra Selatan meliputi:

1. Zona Sesar Semangko, yang merupakan hasil tumbukan konvergen antara lempeng Samudera Hindia ke arah utara – timurlaut dan Sumatra, akibat timbul gerak rotasi *right lateral* antarlempeng Samudera Hindia dan Pulau Sumatra.
2. Perlipatan dengan arah utama baratlaut - tenggara akibat efek pilinan (gaya kopel) Sesar Semangko.
3. Sesar - sesar yang berasosiasi dengan perlipatan dan sesar Pra-Tersier yang mengalami peremajaan.

Struktur perlipatan di daerah Cekungan Sumatra Selatan yang terbentuk akibat orogenesis Plio-Pleistosen dikelompokkan menjadi tiga antiklinorium utama dari selatan ke utara yaitu: Antiklinorium Muara Enim, Antiklinorium Pendopo Benakat dan Antiklinorium Palembang.



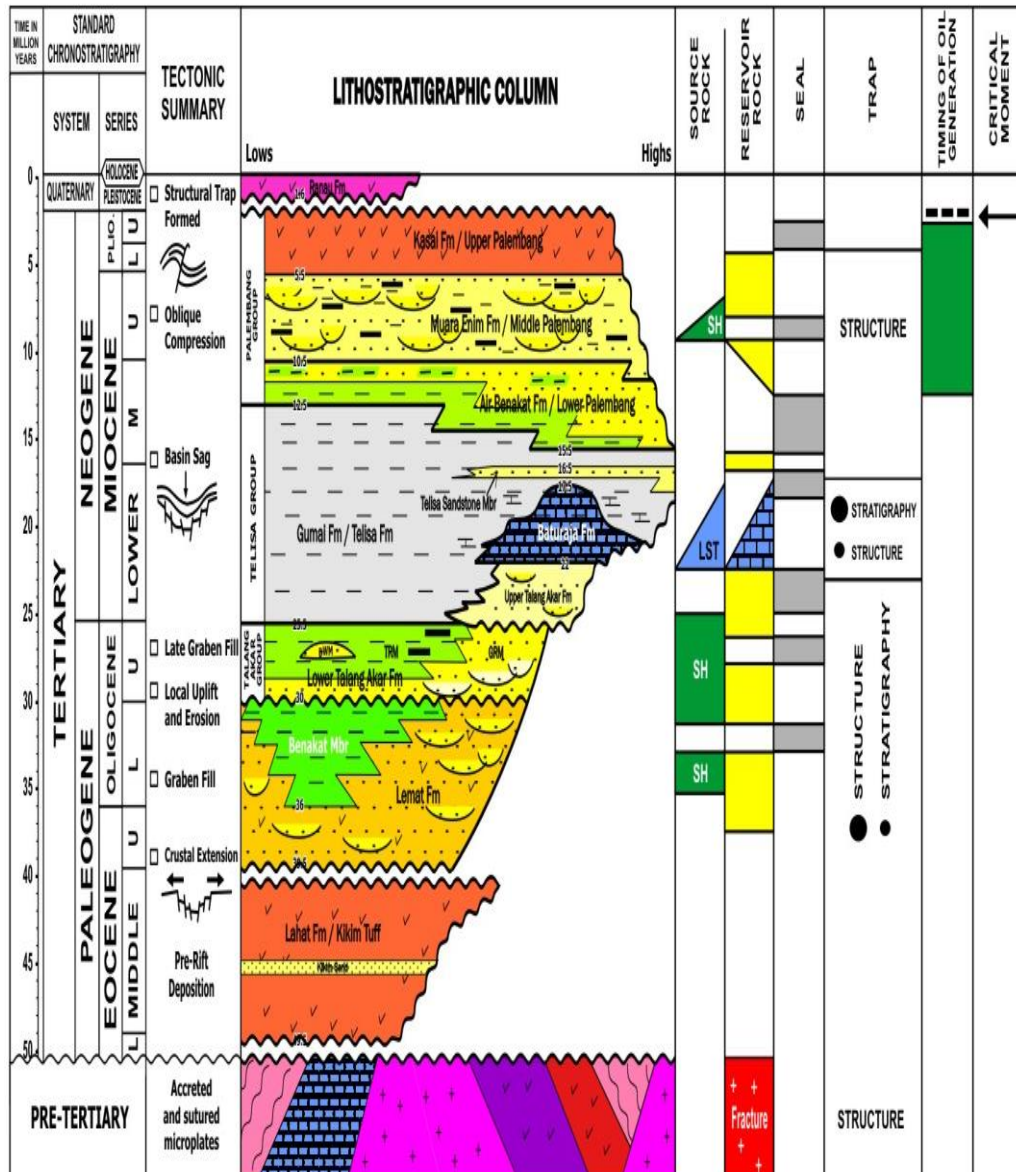
Gambar II.3 Pola struktur Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001).

Kenampakan struktur-struktur sesar dan lipatan pada cekungan yang paling menonjol yang dibentuk selama orogenesis Plio-Plistosen memiliki arah baratlaut. Proses konvergen antara Lempeng Samudera India dengan Sumatra yang merupakan bagian dari Lempeng Asia Tenggara menyebabkan terangkatnya Pegunungan Barisan, pembentukan sesar ulir (*wrench fault*) utama lateral kanan yang melewati punggung, dan formasi yang terbentuk berasosiasi dengan struktur lipatan-sesar yang ada di dalam cekungan.



## II.1.4 Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional daerah penelitian termasuk dalam Cekungan Sumatra Selatan yang diendapkan dalam cekungan sedimentasi *back deep basins* (Gambar II.4).



Gambar II.4 Kolom stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan (Kamal dkk., 2005).

Cekungan Sumatra Selatan ini sangat dipengaruhi oleh relief batuan dasarnya, yang selama pengendapan tahap pertama penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada sedimentasi atau fase transgresi, sehingga terbentuk urutan fasies nonmarin atau terestrial, transisi, laut dangkal dan akhirnya laut dalam.

Kemudian terjadi sedimentasi yang lebih cepat daripada penurunan dasar cekungan atau fase regresi yang menghasilkan urutan yang sebaliknya daripada yang terdahulu.

Berikut urutan stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan:

1. Batuan dasar (*basement*) sebagai dasar cekungan yang berumur Pra-Tersier, terdiri dari batuan malihan dan batuan beku seperti: andesit, breksi andesitik, porfiritik, filit, kuarsit, batugamping, granit dan granodiorit. Batuan sedimen dan metamorf yang berumur Paleozoikum (*Perm*) dan Mesozoikum telah mengalami penyesaran dan perlipatan kuat, dan setelah itu juga mengalami penerobosan oleh batuan beku di masa Mesozoikum (de Coster dkk., 1974).
2. Formasi Lahat, merupakan formasi tertua yang tersingkap di Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari sedimen klastik yang berasal dari material vulkanik, tersusun atas tufa, aglomerat, batupasir kasar dan piedmont. Di bagian cekungan yang dalam, ukuran butir batumannya sangat halus dan terdiri dari lempung dan serpih dengan interkalasi batupasir tufaan berasosiasi dengan batubara dan glaukonit.
3. Formasi Lemat yang diidentifikasi sebagai endapan awal dari fase retakan awal (*early syn-rift*) pada Tersier Awal (Oligosen). Satuan ini mengisi tempat-tempat rendahan yang relatif dalam (graben) dalam kondisi lingkungan pengendapan darat/lakustrin. Litologinya terdiri dari tufa, aglomerat, batulempung, yang ditutupi oleh suatu kolom terdiri dari serpih dengan sisipan tufa, batulanau, batupasir dan beberapa lapisan tipis batubara.
4. Formasi Talangakar (*TAF*) yang diendapkan pada umur Oligosen Akhir – Miosen Awal, diidentifikasi sebagai endapan akhir dari retakan awal (*late syn-rift*) dengan ciri-ciri litologi batupasir kuarsa berbutir kasar sampai konglomeratan dengan sisipan serpih dan batubara. Satuan ini

diinterpretasikan telah diendapkan pada lingkungan fluviodeltaik, serta endapan awal pascaretakan (*early post-rift*) dengan karakteristik litologi batupasir kuarsa berbutir halus, serpih, dan batubara yang diendapkan dalam lingkungan transisi.

5. Sejalan dengan naiknya muka air laut secara global diduga telah mempengaruhi kondisi cekungan di Sumatra Selatan yang berkembang menjadi laut terbuka. Pada kondisi ini diendapkan Formasi Baturaja (*BRF*) sebagai endapan pascaretakan (*post-rift*), formasi ini berumur Miosen Awal yang terdiri dari batugamping klastik, batugamping terumbu, dengan sisipan napal. Batugamping terumbu berkembang di atas tinggian. Secara lateral di bagian cekungan yang lebih dalam, fasies berubah menjadi batulempung dan batulanau.
6. Proses genang laut berlanjut sampai mencapai puncaknya menjelang akhir Miosen Awal. Pada kondisi ini diendapkan sedimen klastik halus pada lingkungan laut yaitu sebagai Formasi Telisa yang terdiri dari serpih dengan sisipan tipis batugamping, napal, dan batupasir halus pada bagian bawah, dan batulempung dengan sisipan batupasir pada bagian atas. Di bagian tengah dari cekungan, Formasi Telisa ini menjemari (*interfingering*) dengan Formasi Baturaja. Secara lateral di tempat lain juga terdapat satuan batupasir yang dikenal dengan nama *Telisa Sandstone Member* atau anggota dari Formasi Telisa.
7. Fase susutlaut (regresi) diawali oleh Formasi Air Benakat (*ABF*) atau Formasi Palembang Bawah yang diendapkan secara selaras di atas Formasi Telisa. Litologi terdiri dari batulempung dengan sisipan batulanau dan batupasir dengan intensitas persentase batupasir semakin meningkat dan menebal ke bagian atas. Formasi Air Benakat diendapkan dalam kondisi lingkungan laut dangkal–transisi (sublitoral–litoral).



8. Sejalan dengan meningkatnya aktivitas pengangkatan secara regional, mengubah kondisi cekungan menjadi semakin dangkal. Selanjutnya diendapkan Formasi Muara Enim (*MEF*) dengan karakteristik litologi terdiri dari selang-seling batupasir, batulempung, batulanau, dan batubara. Lingkungan pengendapannya diperkirakan laut dangkal hingga paralik dan non-marin.
9. Pada kala Plio-Pleistosen, kegiatan tektonik mencapai puncaknya, menyebabkan semua hasil sedimentasi sebelumnya mengalami perlipatan, tersesarkan, dan tererosi. Pengendapan terjadi pada daerah-daerah relatif rendah dengan pengaruh aktivitas vulkanik. Fase tektonik ini diyakini menyebabkan terjadinya struktur-struktur lipatan yang berarah barat baratlaut – timur tenggara. Pada kondisi ini diendapkan Formasi Kasai (*KAF*) dengan karakteristik litologi terdiri dari batulempung, batupasir tufaan, dan tufa yang diendapkan dalam lingkungan darat (kontinental). Pengendapan formasi ini menunjukkan akhir dari fase regresi.

### **II.1.5 Sistem Petroleum Cekungan Sumatra Selatan**

Sistem petroleum adalah seluruh elemen dan proses pada suatu cekungan sedimen yang diperlukan untuk terakumulasinya hidrokarbon (Pusdep Pertamina dalam MEPI, 2008). *Hydrocarbon play* adalah suatu model yang memperlihatkan kombinasi seluruh elemen sistem petroleum yang menghasilkan akumulasi hidrokarbon pada suatu level stratigrafi (perangkap) tertentu. Dari elemen-elemen sistem petroleum selanjutnya dibuat *hydrocarbon play*. Secara geografi, pembentukan hidrokarbon tersebar secara tidak merata pada cekungan ini. Akumulasi hidrokarbon terbentuk pada daerah-daerah yang berbeda dalam Cekungan Sumatra Selatan, akumulasi dari hidrokarbon tersebut dikontrol oleh beberapa faktor, yaitu struktur, fasies, ketebalan pengendapan, dan kedekatan letak batuan induk yang sudah cukup matang. Untuk memperoleh minyak dan gas bumi beberapa persyaratan harus dipenuhi, yaitu:

### **II.1.5.1 Batuan Induk (*Source Rock*)**

Berdasarkan analisis beberapa peneliti batuan induk yang potensial berasal dari batulempung hitam Formasi Lemat (de Coster, 1974, menyebutnya sebagai serpih Anggota Benakat), lignit (batubara), batulempung Formasi Talangakar dan batulempung Formasi Telisa. Formasi Lemat mengalami perubahan fasies yang cepat ke arah lateral sehingga dapat bertindak sebagai batuan induk yang baik dengan kandungan material organiknya 1,2–3%. Formasi Lemat diendapkan di bagian graben dan di bagian tengah Subcekungan Palembang. Landaian suhu berkisar 4,8–5,3°C/100 m, sehingga kedalaman pembentukan minyak yang komersial terdapat pada kedalaman 2000-3000 m.

Formasi yang paling banyak menghasilkan minyak yang diketahui hingga saat ini adalah Formasi Talangakar, dengan kandungan material organik yang berkisar antara 0,5–1,5%. Diperkirakan di bagian tengah cekungan, Formasi Talangakar telah mencapai tingkatan lewat matang. Minyak di Cekungan Sumatra Selatan berasal dari batuan induk yang mengandung lignit (batubara) karena banyak mengandung lilin kerogen. Formasi Telisa mempunyai kandungan material organik berkisar 1–1,38% di Subcekungan Jambi, sedangkan di Subcekungan Palembang tidak ada data yang menunjukkan bahwa formasi ini dapat bertindak sebagai batuan induk. Kandungan material organik Formasi Palembang Bawah berkisar antara 0,5–50%, karena di formasi ini banyak dikandung lapisan lignit (batubara). Akan tetapi kandungan rata-ratanya adalah 1,1%. Temperatur jendela minyak adalah 115°C pada kedalaman 1700 m, sedangkan jendela gas adalah 320°C pada kedalaman 2500 m. Sistem pemanasan (*kitchen*) batuan induk di Cekungan Sumatra Selatan adalah akibat panas yang dihasilkan oleh bidang-bidang sesar yang terbuka pada graben/sepuluh graben, sehingga cukup untuk membentuk hidrokarbon (MEPI, 2008).

### **II.1.5.2 Batuan Reservoir**

Lapisan batupasir yang terdapat dalam Formasi Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Palembang Bawah (Formasi Air Benakat), dan Formasi Palembang

Tengah (Formasi Muara Enim) dapat merupakan batuan reservoir. Selain itu batugamping Formasi Baturaja juga dapat berlaku sebagai batuan reservoir. Di Subcekungan Jambi, produksi terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Air Benakat. Batupasir alasnya mempunyai porositas 27%, batupasir delta porositasnya 20% dan batupasir laut dangkal mempunyai porositas 10%. Batupasir konglomeratan dari Formasi Talangakar merupakan reservoir kedua yang memproduksi minyak dengan porositas 30% dan permeabilitasnya 12–180 md. Batugamping Formasi Baturaja berproduksi minyak hanya di bagian tenggara Subcekungan Jambi dengan porositas 19%.

Di Subcekungan Palembang produksi minyak terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Talangakar dan Formasi Baturaja. Porositas lapisan batupasir berkisar antara 15–28%. Reservoir dari Formasi Palembang Bawah dan Formasi Palembang Tengah merupakan penghasil minyak kedua setelah formasi tersebut. Batugamping Formasi Baturaja menghasilkan kondensat dan gas di tepi sebelah barat dan timur dari Subcekungan Palembang. Selain itu di Cekungan Sumatra Selatan ditemukan juga reservoir hidrokarbon pada batuan dasar Pra-Tersier yang merupakan fenomena menarik. Hingga saat ini terdapat beberapa sumur eksplorasi yang terbukti menghasilkan hidrokarbon pada reservoir batuan beku (granodiorit) dan metamorf (batusabak) yang berumur Mesozoikum (Pra-Tersier). Hidrokarbon terperangkap pada zona-zona rekahan yang terbentuk akibat aktivitas tektonik yang sangat intensif pada zaman Miosen Tengah dan mencapai puncaknya pada Plio-Pleistosen.

### **II.1.5.3 Batuan Penutup**

Batuan penutup (*seal*) pada umumnya merupakan lapisan batulempung yang tebal dari Formasi Telisa, Formasi Palembang Bawah, dan Formasi Palembang Tengah. Di samping itu, terjadinya perubahan fasies ke arah lateral atau adanya sesar-sesar dapat juga bertindak sebagai penutup atau tudung.

#### **II.1.5.4 Migrasi**

Migrasi hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan ditafsirkan bisa merupakan migrasi lateral dan atau migrasi vertikal. Migrasi lateral terjadi pada dalaman-dalaman cekungan. Akibat dari migrasi ini akan terjadi pengisian hidrokarbon pada perangkap-perangkap stratigrafi yang terbentuk pada zona engsel (*hinge zone*). Migrasi secara vertikal melalui bidang patahan, *carrier bed* dan bidang ketidakselarasan antara batuan dasar dan lapisan sedimen di atasnya. Migrasi sekunder memegang peranan utama dalam proses akumulasi dan pemerangkapan hidrokarbon mengingat posisi perangkap merupakan daerah tinggian purba (*old basement high*). Migrasi mulai berlangsung pada periode Miosen Tengah–Miosen Atas dan mencapai puncaknya pada Plio-Pleistosen bersamaan dengan terjadinya tektonik yang membentuk pola struktur saat ini.

#### **II.1.5.5 Jenis Perangkap (*Play Type*)**

Pada umumnya perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan merupakan perangkap struktur antiklinal dari suatu antiklinorium yang terbentuk pada Plio-Pleistosen seperti pada Formasi Palembang Bawah. Selain itu terdapat *drape* batuan sedimen terhadap batuan dasar di suatu tinggian. Struktur sesar, baik normal maupun geser, dapat bertindak sebagai perangkap untuk minyak. Perangkap stratigrafi terjadi pada batugamping terumbu Formasi Baturaja, bentuk kipas Formasi Lemat, bentuk membaji Formasi Palembang Bawah dan Formasi Talangakar, dan lensa dari batupasir karena perubahan fasies pada Formasi Talangakar. Untuk memudahkan dalam memahami sistem petroleum Cekungan Sumatra Selatan, maka komponen-komponen sistem petroleum disederhanakan dan diringkas dalam bentuk *play* hidrokarbon Cekungan Sumatra Selatan.

## **BAB III**

### **TEORI DASAR**

Teknik eksplorasi yang telah banyak digunakan di dunia perminyakan yaitu dengan menggunakan pendekatan geologi dan geofisika. Tetapi saat ini orang mulai menggunakan pendekatan geokimia organik untuk mengurangi risiko dan mengoptimalkan produksi hidrokarbon. Pendekatan dengan geokimia organik memungkinkan kita untuk mengetahui potensi dari suatu batuan induk untuk membentuk hidrokarbon, lingkungan pengendapan, proses pembentukan, identifikasi tipe kerogen, dan informasi penting lainnya yang berhubungan dengan ketersediaan hidrokarbon. Korelasi geokimia petroleum merupakan salah satu pendekatan untuk pemodelan geologi, khususnya dalam memodelkan sistem petroleum. Oleh karena itu, studi ini selalu dilakukan dalam eksplorasi migas. Korelasi geokimia adalah perbandingan dua atau lebih sampel berdasarkan properti kimia dari sampel-sampel tersebut. Dalam konteks petroleum, korelasi bertujuan untuk menentukan hubungan genetis antara kelompok sampel minyak dan usulan (perkiraan) batuan induk. Hasil korelasi yang positif (batuan induk dan minyak cocok secara genetis) merupakan sebuah konfirmasi atas konsep yang diujikan. Namun demikian hasil korelasi yang negatif dapat mendatangkan ide atau konsep baru bagi model sistem petroleum.

Dalam korelasi, yang pertama dilakukan adalah mengklasifikasikan batuan induk dan minyak berdasarkan data geologi dan data yang telah ada. Setelah itu dilakukan analisis mengenai hubungan minyak-batuan induk, apakah minyak pada suatu kelompok berasal dari batuan induk yang sedang diteliti.

#### **III.1 Batuan Induk**

Secara umum, batuan induk adalah batuan sedimen yang berbutir halus yang mampu menghasilkan ataupun telah menghasilkan hidrokarbon. Waples (1985) membuat pengertian tentang batuan induk, antara lain:

- a) **Batuan induk efektif** (*effective source rock*), merupakan batuan dengan materi organik yang sedang menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon untuk membentuk akumulasi hidrokarbon dalam jumlah yang ekonomis.
- b) **Batuan induk yang mungkin** (*possible source rock*), merupakan batuan sedimen yang belum pernah dievaluasi potensialnya, tetapi mempunyai kemungkinan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon.
- c) **Batuan induk potensial** (*potential source rock*), merupakan batuan sedimen yang belum matang tetapi mempunyai kemampuan untuk membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon jika kematangannya bertambah tinggi.

Untuk menjadi batuan induk, ada beberapa aspek yang harus diperhatikan yaitu:

1. Kuantitas material organik
2. Kualitas material organik (tipe material organik)
3. Kematangan material organik

Pembahasan mengenai material organik tidak akan lepas dari istilah 'kerogen'. Kerogen adalah material organik dalam batuan sedimen yang tidak larut dalam asam non-oksidasi, basa dan pelarut organik biasa, tidak larutnya kerogen dikarenakan molekulnya berukuran besar.

### **III.1.1 Kuantitas Material Organik**

Kuantitas atau jumlah material organik yang terdapat di dalam batuan sedimen dinyatakan sebagai karbon organik total atau dikenal dengan *total organic carbon (TOC)*. *TOC* didefinisikan sebagai jumlah karbon organik yang dinyatakan sebagai persen berat dari batuan kering (*dry rock*). Karbon organik yang dimaksud merupakan karbon yang berasal dari zat organik dan bukan berasal dari karbonat. Terdapat nilai *TOC* minimum untuk menyatakan suatu batuan sedimen dapat menjadi batuan induk. Nilai *TOC* minimum ini pun tidak sama menurut beberapa peneliti. Menurut Waples (1985), rentang nilai *TOC* minimum adalah 0,5-1,0%. Sampel dengan kandungan *TOC* rendah biasanya dianggap tidak mampu membentuk hidrokarbon komersial dan karena itu sampel semacam ini biasanya tidak bisa dianalisis lebih lanjut.

Skala nilai *TOC* batuan sedimen dari Waples (1985) (Tabel III.1) menjadi standar yang umum digunakan sebagai indikasi potensi batuan induk.

Tabel III.1 Indikasi potensi batuan induk berdasarkan *TOC* (Waples, 1985).

<b>Implikasi batuan induk</b>	<b><i>TOC</i> (% berat)</b>
Potensi rendah	< 0,5
Kemungkinan sedikit berpotensi	0,5 – 10
Kemungkinan cukup berpotensi	1,0 – 2,0
Kemungkinan berpotensi baik – sangat baik	> 2,0

Batuan yang mengandung *TOC* < 0,5% biasanya dianggap kurang berpotensi membentuk hidrokarbon. Jumlah hidrokarbon yang akan terbentuk dalam batuan semacam ini sangat kecil sehingga ekspulsi tidak akan terjadi. Lebih dari itu, kerogen di dalam batuan yang miskin tersebut sering kali teroksidasi yang mengakibatkan tidak berpotensi.

Batuan dengan *TOC* antara 0,5% dan 1,0% berada pada batas antara berpotensi rendah dan baik. Batuan ini kemungkinan besar tidak menjadi batuan induk yang sangat efektif tetapi tetap dapat menghasilkan sejumlah kecil hidrokarbon dan karena itu tidak boleh terlalu diabaikan. Namun kerogen dalam batuan sedimen dengan kandungan *TOC* < 1% umumnya akan teroksidasi dan karena itu potensinya membentuk hidrokarbon menjadi terbatas.

Batuan sedimen dengan *TOC* > 1% secara umum memiliki potensi yang besar. Pada beberapa batuan, *TOC* antara 1% dan 2% berasosiasi dengan lingkungan pengendapan pertengahan antara oksidasi dan reduksi yang merupakan tempat terjadinya pengawetan material organik yang kaya akan lemak dan berpotensi membentuk minyak bumi. Sementara itu, *TOC* dengan nilai lebih dari 2% umumnya menandakan lingkungan reduksi dengan potensi yang lebih baik lagi.

Harga *TOC* merupakan parameter awal untuk menentukan analisis lebih lanjut. Namun demikian, kualitasnya harus menjadi parameter penentu berikutnya, mengingat bahwa *TOC* yang tinggi boleh jadi merupakan akibat terkandungnya material kayu (*woody*) yang telah teroksidasi. Jika kasus ini yang terjadi, maka batuan tersebut tidak berpotensi menjadi batuan induk walaupun harga *TOC*-nya tinggi. Jadi *TOC* tinggi memang diperlukan tetapi bukan berarti merupakan satu-satunya kriteria untuk menentukan bagus dan tidaknya sebuah batuan induk.

### **III.1.2 Kualitas Material Organik**

Sebagaimana yang dijelaskan sebelumnya, kuantitas karbon organik tidak semata-mata dapat menunjukkan potensi batuan induk menjadi batuan sedimen. Kualitas yang dimaksud salah satunya adalah tipe material organik yang terkandung. Tipe material organik merupakan penentu sifat dasar dari produk petroleumnya, minyak atau gas. Seperti yang telah disebutkan bahwa material organik dalam batuan induk yang menghasilkan minyak (pada keadaan yang memenuhi syarat) disebut dengan kerogen. Kerogen secara spesifik didefinisikan sebagai bagian dari material organik dalam batuan sedimen yang tidak larut dalam asam non-oksidasi, basa dan pelarut organik biasa. Sifat tidak larut ini dipengaruhi oleh ukuran molekulnya. Perbedaan tipe kerogen dapat diidentifikasi dari konsentrasi lima unsur primer yaitu karbon, hidrogen, oksigen, nitrogen, dan sulfur. Tidak semua tipe akan menghasilkan minyak. Tabel III.2 menunjukkan empat tipe kerogen (Waples, 1985). Dari tabel tersebut dapat terlihat bahwa dari empat tipe kerogen yang ada, hanya dua yang cenderung menghasilkan minyak, yaitu tipe I dan tipe II. Tipe III cenderung menghasilkan gas, dan tipe IV merupakan karbon yang telah mati.



Tabel III.2 Tipe kerogen, asal, penyusun organik dan sifat kimianya (Waples, 1985).

LINGKUNGAN	Tipe KEROGEN	MASERAL	ASAL	STRUKTUR KIMIA DAN HASIL DEGRADASINYA	Tipe HIDROKARBON
AKUATIK	I	ALGINIT	Alga laut		Minyak
		KEROGEN AMORF	Hancuran alga		
TERESTRIAL	II	KEROGEN AMORF	Fitoplankton, zooplankton		Minyak lilin
		EKSINIT	Kulit-kulit spora dan polen Kutikula daun dan tumbuhan hijau		
	III	VITRINIT	Serat tanaman dan fragmen kayu, zat humus terkoloid		Gas
	IV	INERTINIT	Pecahan material kayu teroksidasi, terdaur ulang		-

Penentuan tipe material organik merupakan hal yang sama pentingnya dengan evaluasi kekayaan material organik di dalam sampel. Hal ini didasarkan pada perbedaan tipe material organik akan menghasilkan fraksi hidrokarbon berbeda. Hasil analisis pirolisis Rock-Eval dapat dijadikan parameter dalam menentukan tipe kerogen dan produk minyak dan gas yang dihasilkan pada puncak kematangan (Peters dan Cassa, 1994). Parameter data pirolisis yang digunakan untuk penentuan tipe hidrogen adalah indeks hidrogen (HI) dan rasio antara S2 (hidrokarbon yang terbentuk dari kerogen di dalam Rock-Eval karena penguraian bahang kerogen) dan S3 (jumlah karbon dioksida yang dikeluarkan dari kerogen selama proses pirolisis) (Tabel III.3).

Tabel III.3 Parameter penentuan tipe kerogen dan produk yang dihasilkan pada puncak kematangan (Peters dan Cassa, 1994).

Tipe Kerogen	HI (mg HC/g TOC)	S2/S3	Produk Utama Pada Puncak Kematangan Minyak
I	> 600	>15	Minyak
II	300 – 600	10 – 15	Minyak
II / III	200 – 300	5 – 10	Minyak dan Gas
III	50 – 200	1 – 5	Gas
IV	< 50	< 1	Tidak Ada

### III.1.3 Kematangan Material Organik

Kematangan material organik dapat dianalisis dari nilai  $T_{maks}$  dan reflektansi vitrinit ( $R_o$ ).  $T_{maks}$  merupakan temperatur pada saat laju maksimum pirolisis yang dapat dipergunakan sebagai indikator kematangan. Nilai  $T_{maks}$  akan berbanding lurus dengan kematangan. Nilai parameter ini diperoleh bersama dengan data pirolisis lainnya. Reflektansi vitrinit ( $R_o$ ) juga merupakan parameter kematangan. Ini didasarkan pada fakta bahwa kenaikan temperatur akan meningkatkan kilap atau reflektansi dari maseral vitrinit. Tabel III.4 menunjukkan klasifikasi kematangan berdasarkan  $T_{maks}$  dan  $R_o$  dari Peters dan Cassa (1994).

Tabel III.4 Parameter-parameter kematangan (Peters dan Cassa, 1994).

Kematangan	Pematangan			Pembentukan		
	$R_o$ (%)	$T_{maks}$ ° (°C)	TAI	Bit/TOC	Bitumen (mg/g)	PI
Belum matang	0,20-0,60	<435	1,5-1,26	<0,05	<50	<0.10
Matang						
Awal	0,60-0,65	435-445	2,6-2,7	0,05-0,10	50-100	0,10-0,15
Puncak	0,65-0,90	445-450	2,7-2,9	0,15-0,25	150-250	0,25-0,40
Akhir	0,90-1,35	450-470	2,9-3,3	--	--	>0,40
Terlalu matang	>1,35	>470	>3,3	--	--	--

### III.2 Minyak Bumi dan Ekstrak

Dalam membandingkan sampel minyak dan dengan batuan induk maupun minyak lain, terdapat tiga jenis parameter yaitu unsur, isotop, dan molekular (Waples dan Curiale, 1999). Parameter molekular atau disebut dengan biomarker pada geokimia petroleum memiliki presisi paling tinggi dibandingkan tipe lainnya.

Data biomarker dapat diambil dengan beberapa teknik geokimia seperti gas chromatografi (*GC*), gas kromatografi – spektrometri massa (*GC/MS*), pirolisis-gas kromatografi (*Py-GC*) dan *High Performance Liquid Chromatography (HPLC)*. Dalam studi ini, teknik yang digunakan adalah *GC* dan *GC/MS*. Dengan teknik *GC*, dari sampel berupa saturat didapatkan distribusi n-alkana dan isoprenoid yang dapat digunakan untuk analisis asal material organik, lingkungan pengendapan, kematangan, korelasi, zona kedalaman dari sumur, dan biodegradasi. Sementara itu *GC/MS* dipergunakan sebagai sidik jari dalam korelasi sampel, mengidentifikasi kenampakan distribusi ion yang sama dalam suatu *m/z* antara batuan induk dan minyak mentah lalu mengukur senyawa yang hadir dalam tingkat konsentrasi rendah yang tidak dapat dipisahkan dengan kromatogram gas. Teknik ini dilakukan dengan *SIM (Selected Ion Monitoring)* yang memonitor sebuah ion dalam satu waktu, namun dapat dijalankan secara paralel. Dalam penelitian tesis ini, didapatkan distribusi terpana dan sterana melalui teknik *GC/MS*.

### III.3 Biomarker Umum

Biomarker (*biological marker, molecular fossil*) dalam geokimia petroleum berdasarkan Peters dan Moldowan (1993) adalah senyawa organik kompleks yang tersusun atas unsur karbon (C), hidrogen (H), dan unsur lainnya yang ditemukan dalam minyak, bitumen, batuan dan sedimen serta menunjukkan sedikit atau tanpa perubahan dalam strukturnya dari molekul organik asalnya (organisme hidup). Istilah marker biologis atau seringkali disingkat biomarker dipergunakan untuk memerikan senyawa yang terdapat di dalam sedimen yang mempunyai suatu hubungan struktural yang jelas dengan senyawa hasil biologis. Definisi ini

menjadi dasar analisis geokimia petroleum untuk korelasi antara batuan induk dan minyak dengan menunjukkan kematangan asal material organik maupun lingkungan pengendapan. Dari semua biomarker yang sering dipelajari adalah alkana normal, isoprenoid, sterana, triterpana, diterpana dan naptenoaromatik.

### **III.3.1 Biomarker Penunjuk Kematangan**

Perubahan komponen biomarker dalam sedimen disebabkan karena proses – proses yang lajunya ditentukan oleh temperatur bawah permukaan dan lama waktu yang dialami biomarker tersebut berada dalam suatu temperatur, karena itu biomarker dapat digunakan sebagai indikator sejarah termal material organik yang berarti indikator kematangan. Berikut ini beberapa jenis biomarker yang dapat diandalkan untuk menentukan kematangan yaitu alkana normal (*n-alkanes*), kematangan dapat ditentukan dari nilai *Carbon Preference Index* (Peters dan Moldowan, 1993) dan triterpana. Sterana dan triterpana juga digunakan untuk menunjukkan kematangan yang berkaitan dengan tahap pembentukan minyak dan nilai reflektansi vitrinit (Peters dan Moldowan, 1993). Setelah tahap pembentukan minyak memasuki jendela gas, biomarker terpana dan sterana tidak lagi dapat diandalkan sebagai penunjuk kematangan. Oleh karena itu setelah tahap akhir pembentukan minyak, digunakan parameter geokimia aromatik.

### **III.3.2 Biomarker Penunjuk Lingkungan Pengendapan dan Asal Material Organik**

Perbedaan lingkungan pengendapan dicirikan oleh perbedaan organisme asal material dan biomarker. Secara umum, organisme asal material organik dapat digolongkan menjadi bakteri, alga, alga laut, dan tumbuhan tinggi. Waples dan Curiale (1999) meringkas beberapa senyawa penting yang mengindikasikan asal material organik tertentu, dan lingkungan pengendapan tertentu pula (Tabel III.5).

Alkana normal merupakan salah satu biomarker pertama yang dipelajari secara luas. Adanya konsentrasi tinggi dari alkana normal pada bitumen dan minyak diakibatkan oleh adanya keberadaannya pada tumbuhan dan lemak alga serta

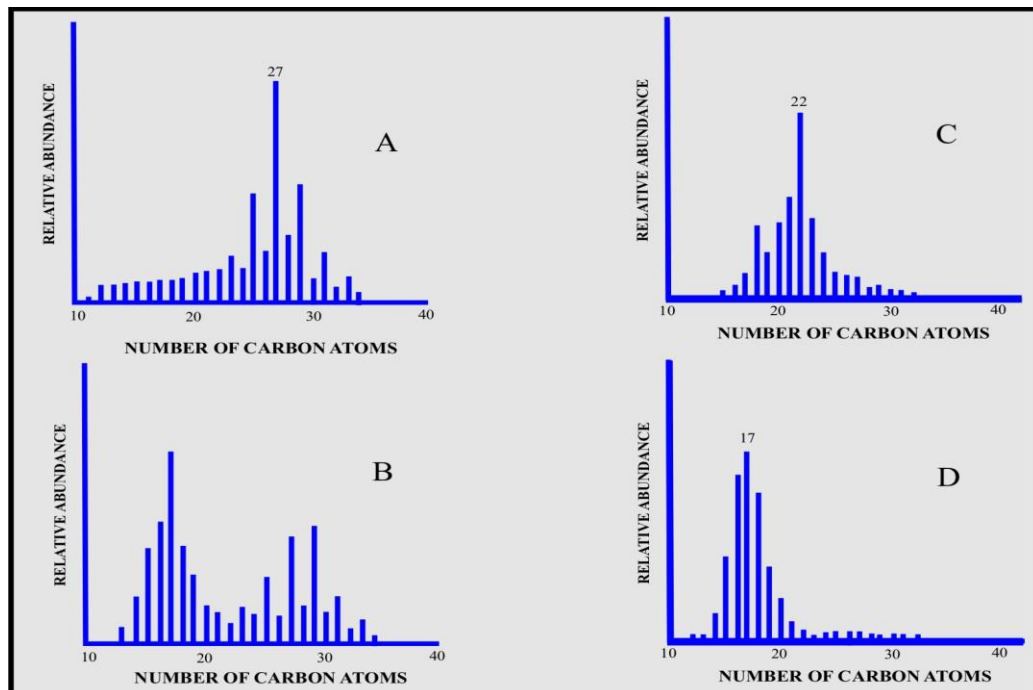
formasi katagenik dari senyawa rantai panjang seperti asam lemak dan alkohol. Indikasi penting lain mengenai asal dari alkana normal adalah distribusi dari homolog atau anggota dari seri alkana normal.

Tabel III.5 Senyawa penanda organisme asal (Waples dan Curiale, 1999).

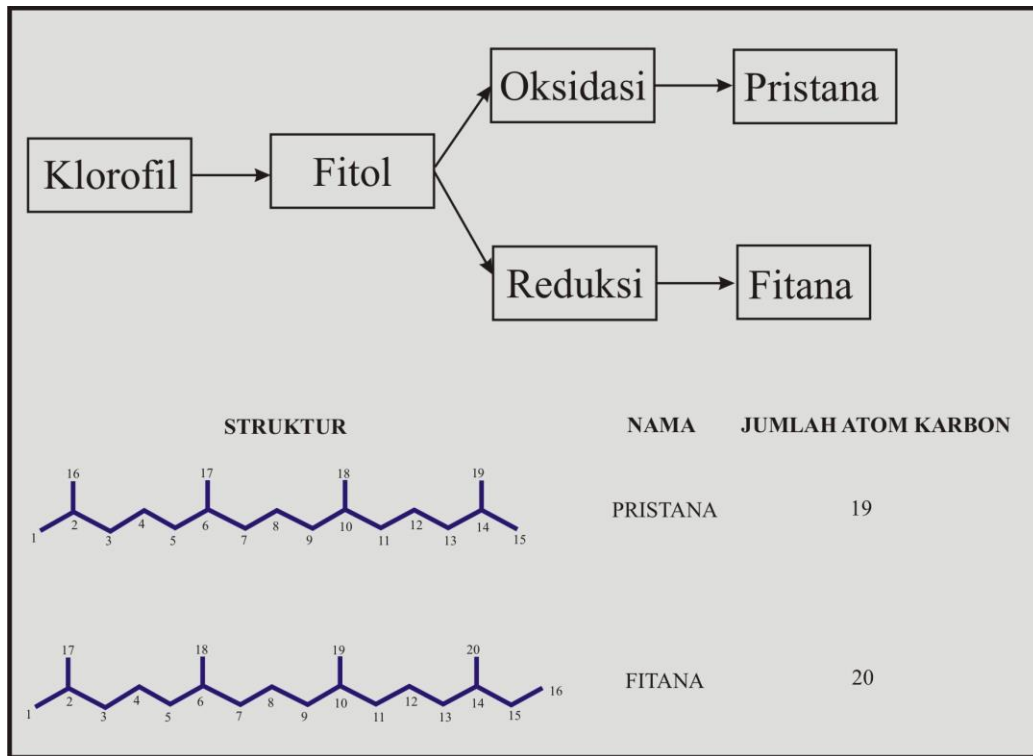
Senyawa	Indikasi Organisme Asal
C27 sterana	Organisme Marin
C29 sterana	Marin atau darat
C30 sterana	Organisme marin atau lakustrin
Diasterana	Lingkungan klastik
Hopana	Bakteri
Gammaserana	Salinitas abnormal
Oleanana	Tumbuhan generatif berusia Kapur Akhir atau Tersier
Bicadinana	Tumbuhan darat berusia Kapur Akhir
C <sub>Z</sub> dan C <sub>X</sub> triterpana	Material organik atau lingkungan darat
28, 30-bisnorhopana	Mikroba
Trisiklik terpana	Bakteri atau tasmanites
Diterpana	Resin darat atau mikroba
Sesquiterpana	Resin tanaman darat
Karotana	Marin anoksik dan lingkungan lakustrin

Menurut Waples (1985) untuk sebagian besar alkana normal yang ada pada tumbuhan tingkat tinggi memiliki nomor ganjil dari atom karbon, terutama atom karbon 23, 25, 27, 29 dan 31 sedangkan secara kontras alga laut memproduksi alkana normal yang memiliki distribusi maksimum pada atom karbon 17 atau 22, tergantung dari spesiesnya saat ini, sehingga bentuk distribusinya sangat tajam dan tidak ada kecenderungan memiliki nomor ganjil atau genap dari atom karbon (Gambar III.1). Kebanyakan sedimen tentunya menerima kontribusi dari alkana normal baik dari arah darat maupun laut, sehingga bentuk distribusi alkana normal merefleksikan campuran antara keduanya.

Biomarker umum selanjutnya adalah isoprenoid, isoprenoid dipergunakan dalam geokimia untuk memerikan suatu kelompok molekul jenuh asiklik, berantai cabang dengan sebuah kelompok metil melekat di setiap atom karbon keempat. Isoprenoid yang paling umum alam petroleum adalah isoprenoid dengan atom karbon 15, 16, 17, 18, 19, dan 20. Isoprenoid kebanyakan berasal dari klorofil. Stereokimia isoprenoid konsisten dengan dugaan bahwa isoprenoid berasal dari rantai fitil klorofil. Hasil hidrolisis klorofil adalah fitol yang mungkin akan berubah karena terinduksi binatang yang sering dimakan binatang lain, seperti zooplankton, atau karena proses yang terjadi selama masa diagenesis. Perubahan diagenetis dapat mencakup peristiwa oksidasi dan reduksi. Secara umum peristiwa tersebut menentukan pembentukan isoprenoid (Gambar III.2). Pristana dan fitana yang merupakan dua dari isoprenoid yang umum digunakan dan rasio pristana/fitana akan menunjukkan kondisi relatif oksidasi/reduksi selama diagenesis.



Gambar III.1 Berbagai macam bentuk distribusi alkana normal akibat adanya perbedaan asal material alkana normal, A. Distribusi alkana normal asal material darat, B. Distribusi alkana normal asal material darat dan alga laut, C dan D. Distribusi alkana normal asal material, alga laut (Waples, 1985).



Gambar III.2 Struktur dari isoprenoid pristana dan fitana (Waples, 1985).

Biomarker umum lainnya yang digunakan sebagai penunjuk lingkungan pengendapan dan material asal adalah triterpana. Sumber organisme untuk biomarker triterpana dipercaya berasal dari bakteri. Berbagai macam triterpenoid mengandung beberapa hal seperti grup  $-OH$  dan ikatan ganda yang telah dikarakterisasi sebagai unsur pokok yang penting dari membran sel pada bakteri.

Suatu triterpenoid yang luas kemungkinan dihasilkan oleh banyak tipe dari mikro-organisme dalam lingkungan pengendapan yang berbeda. Walaupun banyak hal detail yang belum diketahui hingga saat ini, secara khusus terdapat perbedaan yang signifikan antara bakteri aerobik dan bakteri anaerobik terutama metanogen. Transformasi dari triterpenoid menjadi triterpana kemungkinan terjadi bersamaan dengan transformasi sterol menjadi sterana. Arsitektur molekul umum dari triterpana pada umumnya sedikit dipengaruhi oleh proses diagenesis. Transformasi stereokimia pertama yang perlu diperhatikan adalah pembentukan pada saat awal diagenesis dari isomer  $17\alpha(H), 21\beta(H)$ . Geometri ini yang stabil

pada keadaan tertentu memiliki hidrogen yang menyisip pada C-17 di konfigurasi alfa dan hidrogen pada C-21 di konfigurasi beta. Hopana dengan konfigurasi  $17\beta(H), 21\beta(H)$  (hopana  $\beta\beta$ ) hanya hadir pada sampel yang kurang matang dan seperti sterana yang kurang matang menjadi kurang penting di dalam dunia geokimia perminyakan.

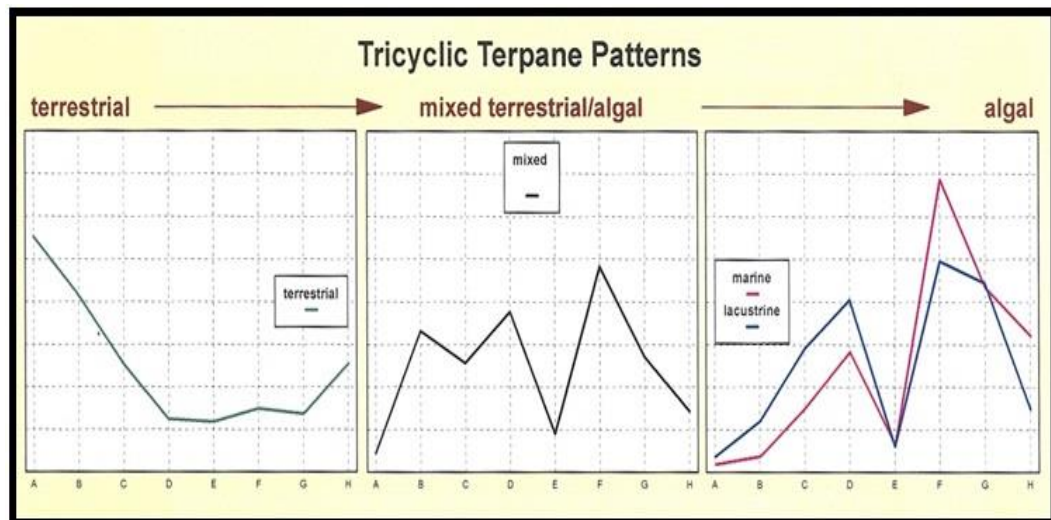
Triterpana dapat dibagi menjadi tiga famili yang berbeda berdasarkan jumlah cincinnya. Triterpana yang dipelajari secara lebih mendalam memiliki lima cincin dan oleh karena itu disebut sebagai pentasiklik. Senyawa ini terdiri dari atom karbon 27 sampai dengan 35 walaupun kadang-kadang dilaporkan memiliki atom karbon hingga 40. Triterpana lain yang juga dipelajari memiliki 3 cincin disebut sebagai trisiklik. Senyawa ini terdiri dari atom karbon 21 sampai dengan 40, akan tetapi didominasi oleh atom karbon kurang dari 25. Famili yang ketiga adalah tetrasiklik yang paling sedikit dipelajari (Waples dan Machihara, 1991).

Triterpana trisiklik bukan merupakan turunan dari triterpana pentasiklik, akan tetapi merupakan anggota dari famili genetik yang terpisah. Triterpana trisiklik mempunyai nomor atom karbon dari  $C_{19}$  sampai dengan  $C_{45}$  dan kemungkinan terbentuk pada jumlah kecil dari bakteri yang sama yang menghasilkan triterpana pentasiklik atau dari spesies mikroorganisme lainnya yang menyintesisnya.

Menurut Aquino Neto dkk. (1983) pada triterpana trisiklik kehadiran  $C_{23}$  selalu mendominasi pada berbagai macam lingkungan pengendapan. Pada batuan karbonat,  $C_{26}$  dan nomor atom karbon yang lebih besar secara relatif lebih lemah.

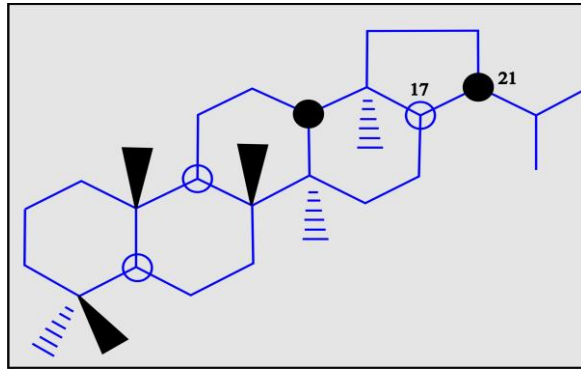
Menurut Zumberge (1984) terdapat beberapa pola yang dapat dibedakan pada triterpana trisiklik mulai  $C_{19}$  sampai dengan  $C_{26}$  (Gambar III.3). Minyak yang berasal dari lingkungan pengendapan laut dikarakterisasikan antara lain dengan adanya dominasi ekstrem dari  $C_{23}$ , kehadiran dari  $C_{26}$  atau nomor atom karbon yang lebih besar,  $C_{21}$  yang lebih besar daripada  $C_{20}$  dan  $C_{20}$  lebih besar dari pada  $C_{19}$ . Minyak yang berasal dari lingkungan pengendapan darat dikarakterisasikan antara lain dengan kehadiran  $C_{23}$  yang tidak dominan,  $C_{19}$  yang lebih dominan terhadap  $C_{21}$ , dan ketidakhadiran  $C_{26}$  atau nomor atom karbon yang lebih besar.





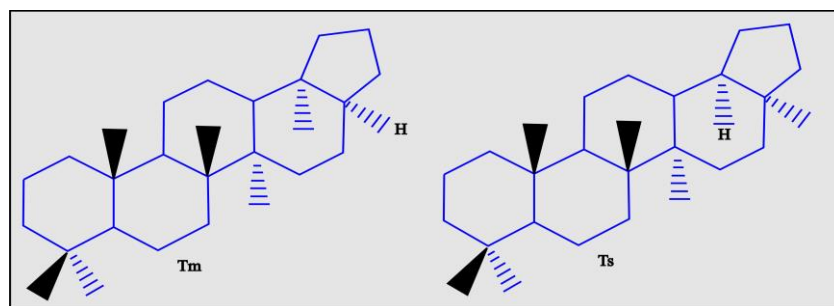
Gambar III.3 Pola trisiklik triterpana yang dapat mengindikasikan lingkungan pengendapan (Price dkk., 1987).

Untuk triterpana pentasiklik pada umumnya dibagi menjadi hopanoid dan nonhopanoid (Gambar III.4). Di dalam hopanoid terdapat  $17\alpha(H),21\beta(H)$  yang sering disebut sebagai hopana dan hopana  $17\beta(H),21\alpha(H)$  yang sering disebut sebagai moretana. Triterpana pentasiklik yang paling umum adalah hopana. Analisis terhadap hopana menunjukkan bahwa hopana mengandung atom karbon 27 sampai dengan 35 dan berbentuk seri homolog dengan konfigurasi  $17\alpha(H),21\beta(H)$ . menurut Seifert dan Moldowan (1980) bahwa rasio moretana terhadap hopana berfungsi sebagai indikator kematangan. Rasio rendah dari perbandingan tersebut dianggap berasosiasi dengan minyak yang sudah matang. Setiap homolog berbeda dengan selanjutnya akibat adanya sisipan grup tunggal –  $CH_2$ - pada sisi rantai dari cincin E.  $C_{29}$  dan  $C_{30}$  hopana  $17\alpha(H)$  tidak memiliki atom karbon kiral pada rantai sisinya.  $C_{31}$ - $C_{40}$  Hopana  $17\alpha(H)$  yang sering disebut sebagai homohopana seluruhnya memiliki atom karbon kiral tunggal (C-22) pada rantai sisinya dan karena itu hadir pada epimer 22R dan 22S. Karena perintis hopana yang dihasilkan secara biologis hanya terdapat dalam bentuk R, perpanjangan hopana yang baru terbentuk pada sedimen seluruhnya memiliki konfigurasi 22R.



Gambar III.4 Struktur dari triterpana pentasiklik yang menunjukkan adanya lima cincin pada rantai karbon (Waples dan Machihara, 1991).

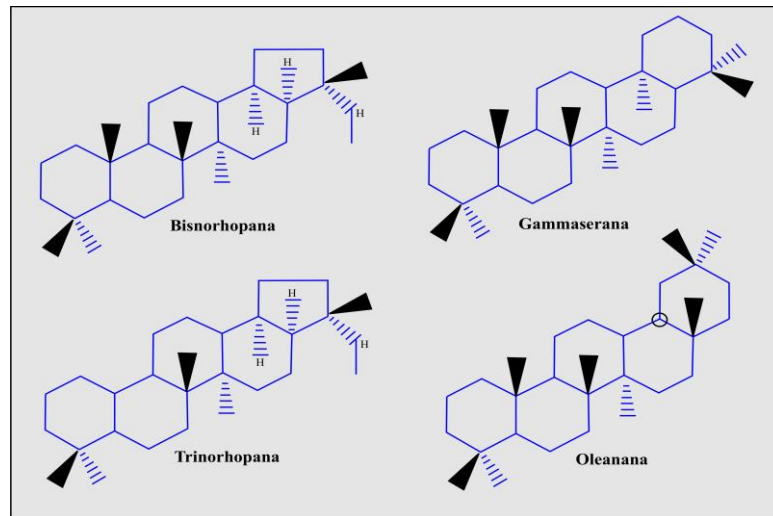
Sepasang hopana  $C_{27}$  (trisorhopana  $17\alpha(H)$ -22,29-30 dan trisorneohopana  $18\alpha(H)$ -22,29-30), yang biasa disebut sebagai Tm dan Ts, sebenarnya juga hadir pada seluruh sampel (Gambar III.5). Tm dipercaya mewakili struktur yang dihasilkan secara biologis. Menurut Jones dan Philp (1990) rasio Tm terhadap Ts dapat digunakan sebagai indikator kematangan relatif pada seri batuan atau minyak yang mewakili fasies yang sama. Bertambahnya kematangan,  $17\alpha(H)$ -trisorhopana, Tm secara berangsur-angsur menghilang dan  $18\alpha(H)$ -trisorneohopana, Ts bertambah (Waples dan Machihara, 1991).



Gambar III.5 Struktur dari Tm dan Ts (Waples dan Machihara, 1991).

Struktur lain dari molekul yang dapat diidentifikasi dari triterpana pentasiklik adalah dua hopana yaitu bisnorhopana 28, 30 dan trisorhopana 25, 28, 30 dan beberapa non-hopanoid seperti gammaserana dan senyawa familinya yang disebut sebagai oleanana (Gambar III.6). Menurut Ekweozor dan Udo (1988), oleanana dipercaya berasal dari angiosperma atau tumbuhan darat yang menghasilkan resin

dalam jumlah banyak. Kehadiran oleanana pada lingkungan laut kemungkinan akibat proses transportasi dari sumber darat.



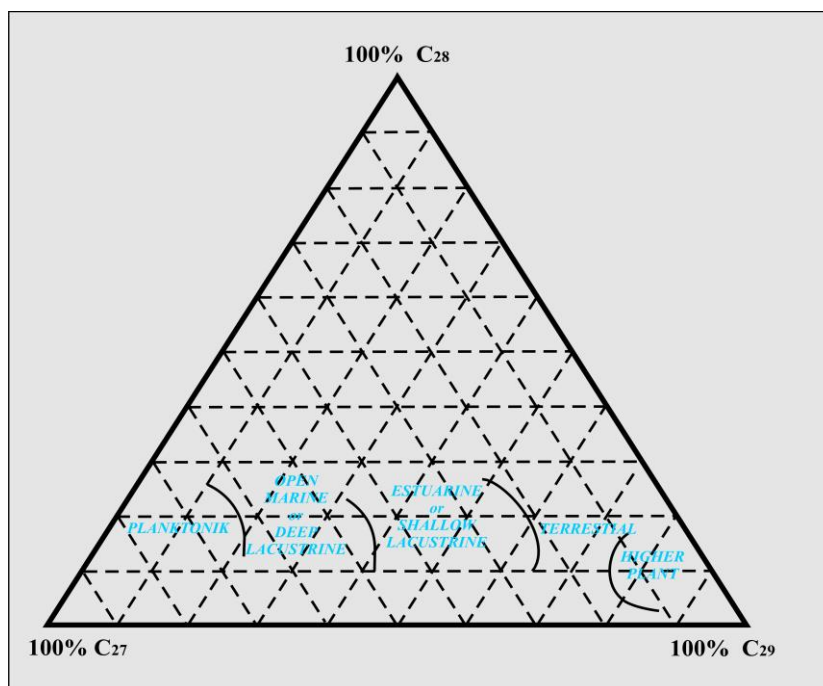
Gambar III.6 Struktur dari bisnorhopana, trisnorhopana, gammaserana dan oleanana (Waples dan Machihara, 1991).

Untuk sterana, sterana berasal dari sterol yang ditemukan pada sebagian besar tumbuhan tingkat tinggi dan alga serta jarang atau tidak ditemukan pada organisme prokariotik. Empat perintis sterol utama yang mengandung atom karbon 27, 28, 29, dan 30 telah diidentifikasi pada organisme fotosintetik. Sterol ini memberikan kenaikan jumlah pada keempat sterana “umum” yang berbeda selama proses diagenesis. Keempat sterana ini dapat disebut sebagai homolog atau anggota dari seri homolog karena mereka hanya dibedakan oleh tambahan berupa sekuen dari  $-CH_2-$  pada tempat tertentu di molekul. Penggunaan kata “umum” mengindikasikan rangka karbon yang sama dengan prazat biologisnya.

Struktur detail dari sterana yang baru terbentuk dan perintis sterolnya pada umumnya dianggap identik kecuali adanya sejumlah kekurangan oksigen dan proses hidrogenasi dari ikatan ganda. Pada keadaan tertentu seluruh sterana yang baru terbentuk dipercaya hanya hadir pada epimer 20R karena bentuk tersebut hanya dihasilkan secara biologis. Perubahan stereokimia yang terjadi pada C-14 dan C-17 terjadi selama proses diagenesis. Molekul yang terjadi pada sterol memiliki atom hidrogen pada konfigurasi alfa di kedua posisinya. Bentuk ini

dikenal luas sebagai  $5\alpha(H),14\alpha(H),17\alpha(H)$  atau  $14\alpha(H),17\alpha(H)$  atau secara lebih sederhana disebut sebagai  $\alpha\alpha\alpha$  atau  $\alpha\alpha$ . Walaupun sebagian besar proses diagenesis yang menghasilkan sterana didominasi oleh bentuk  $\alpha\alpha$  akan tetapi bentuk  $\alpha\beta\beta$  atau  $\beta\beta$  juga dapat dihasilkan selama proses diagenesis, seperti pada lingkungan hipersalin.

Menurut Huang dan Meinschein (1979) dikutip dari Waples dan Machihara (1991) bahwa proporsi relatif dari  $C_{27}$ - $C_{29}$  pada sterol biasa yang berasal dari organisme hidup berhubungan dengan lingkungan tertentu sehingga sterana pada sedimen kemungkinan menyediakan informasi lingkungan purba yang berharga (Gambar III.7). Jumlah yang lebih besar dari sterol  $C_{29}$  mengindikasikan kontribusi yang kuat dari darat sedangkan dominasi dari  $C_{27}$  mengindikasikan kontribusi yang kuat dari fitoplankton laut.  $C_{28}$  memiliki jumlah yang pada umumnya lebih rendah jika dibandingkan kedua sterol lainnya, akan tetapi jumlah yang relatif lebih besar dari biasanya mengindikasikan kontribusi yang kuat dari alga lakustrin.



Gambar III.7 Diagram sterana untuk menentukan lingkungan pengendapan dengan sterana  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ ,  $C_{29}$  (Huang dan Meinschein, 1979 dalam Waples dan Machihara, 1991).

### **III.4 Teknik Korelasi**

Untuk mengidentifikasi batuan induk dan menentukan jalur migrasinya maka diperlukan adanya korelasi dari sampel yang ada dengan membandingkan kandungan kekayaan material pada sampel tersebut. Korelasi geokimia dapat dilakukan antara batuan induk dengan batuan induk, minyak dengan batuan induk, dan minyak dengan minyak. Korelasi batuan induk dengan minyak dilakukan untuk mengetahui apakah minyak berasal dari batuan induk yang dimaksud. Korelasi antara minyak dengan minyak dapat membandingkan apakah minyak dari lapangan-lapangan tertentu berasal dari sumber yang sama. Salah satu metode korelasi geokimia adalah dengan membandingkan biomarker pada sampel batuan induk dan minyak. Biomarker memberikan metode yang sangat berguna untuk menentukan kematangan hidrokarbon yang bermigrasi, yang tidak dapat dilakukan dengan mempergunakan analisis kerogen. Beberapa jenis biomarker yang digunakan antara lain alkana normal, sterana, dan triterpana.

Pada alkana normal biasanya penentuan asal material organik dengan cara melihat distribusi puncak  $C_{15}$ ,  $C_{17}$  dan  $C_{19}$  penanda alga, dan puncak  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ , dan  $C_{31}$  penanda tumbuhan tinggi. Dapat ditinjau pula nilai rasio pristana/fitana dengan  $\text{pristana}/nC_{17}$  dan  $\text{fitana}/nC_{18}$ . Biomarker sterana mengindikasikan lingkungan pengendapan berdasarkan diagram terner  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  dan  $C_{29}$  (Huang dan Meinschein, 1979). Untuk melakukan korelasi, dilakukan pengeplotan untuk setiap sampel batuan induk dan minyak. Distribusi hasil pengeplotan menunjukkan apakah sampel-sampel tersebut korelatif atau berasal dari sumber yang berbeda.

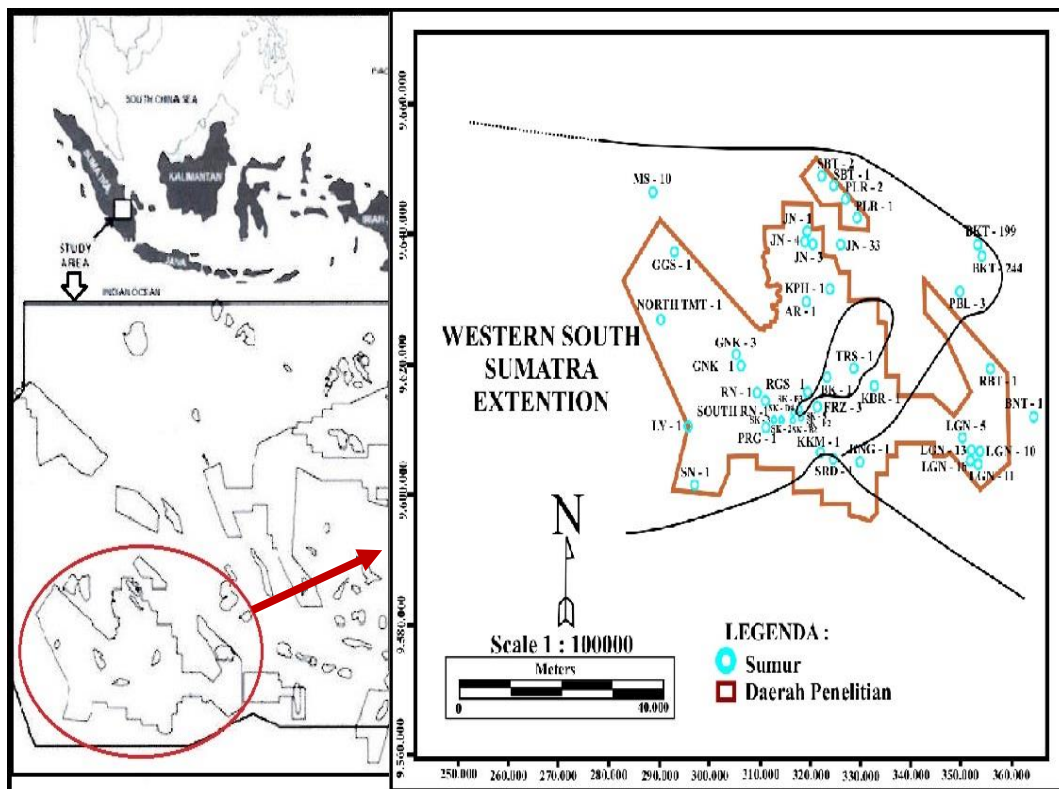
Untuk biomarker triterpana, korelasi dapat dilakukan dengan membandingkan pola-pola trisiklik (Gambar III.3) dari sampel batuan induk dan minyak. Ada atau tidaknya oleanana dan gammaserana dapat dijadikan penanda yang spesifik dalam kromatogram untuk mengindikasikan apakah sampel-sampel minyak berasal dari satu sumber batuan induk.

## BAB IV

### ANALISIS DATA

#### IV.1 Data

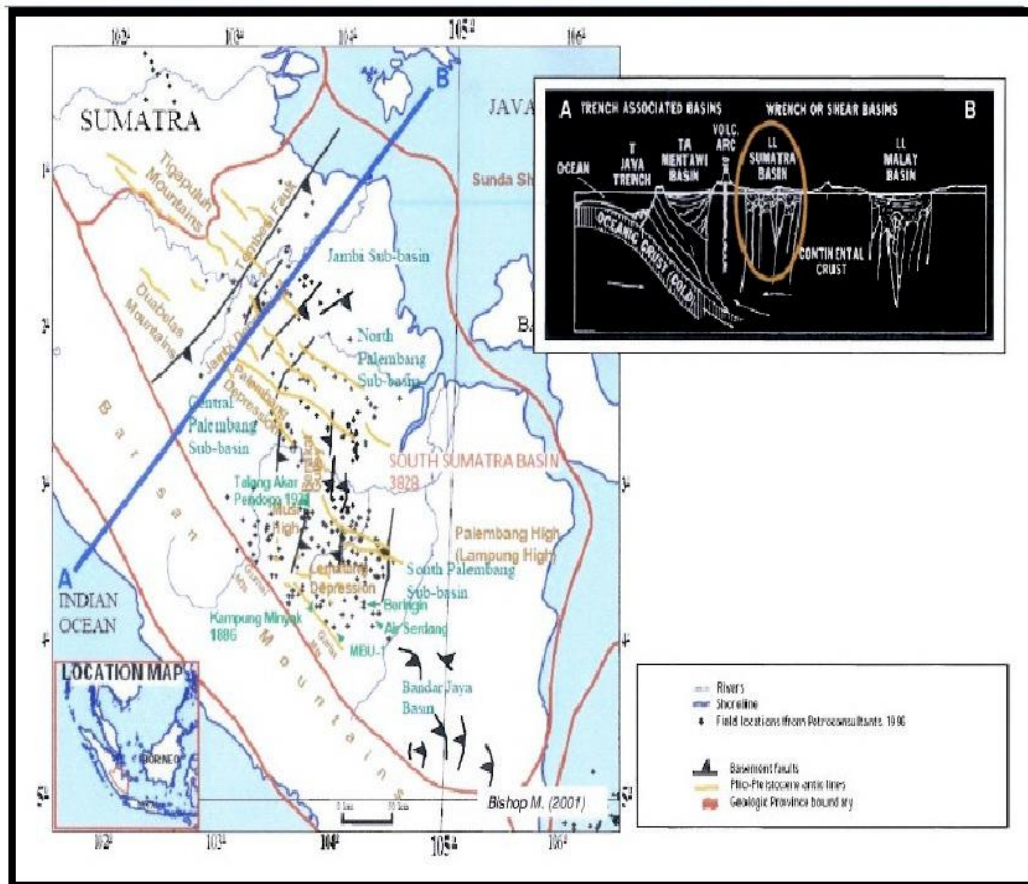
Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data yang diperoleh dari hasil pemetaan geologi dan pengeboran di daerah Sumatra Selatan yang dilakukan oleh PT Medco E&P Indonesia. Pengambilan sampel batuan hanya dilakukan pada pada sumur - sumur tertentu. Semua lokasi sumur terletak di Cekungan Sumatra Selatan bagian selatan, termasuk ke dalam blok *Western South Sumatra Extention*, Zona Musi Platform (Gambar IV.1).



Gambar IV.1 Lokasi sumur pada daerah penelitian (MEPI, 2008).

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang yang berada di sebelah utara dari palung Sumatra – Jawa (Gambar IV.2).

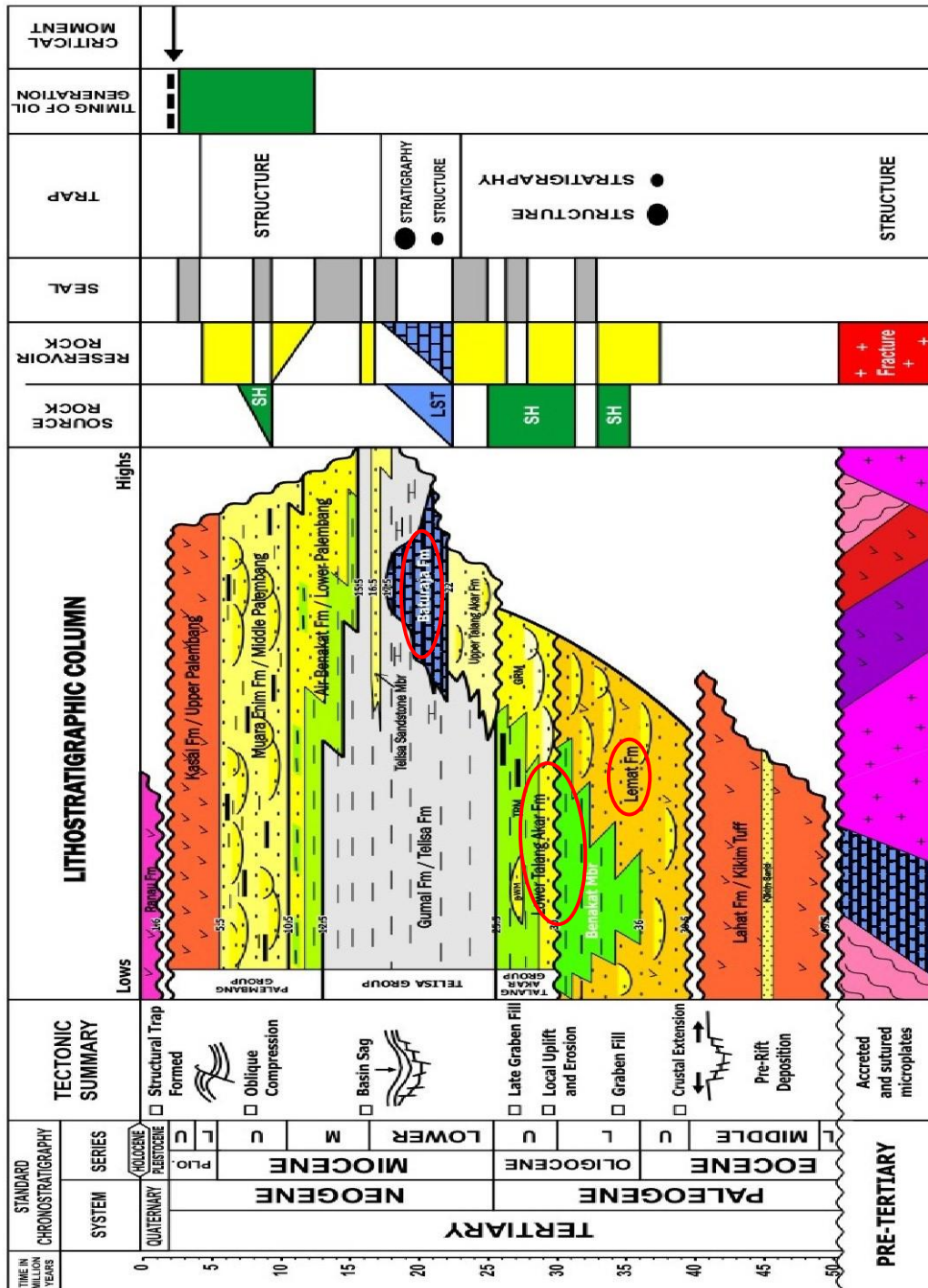




Gambar IV.2 Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang yang berada di sebelah utara dari palung Sumatra – Jawa (Bishop, 2001).

Penelitian evaluasi batuan induk terfokus pada Formasi Lemat dan Formasi Talangakar, sedangkan penelitian sampel minyak dan kondensat berasal dari Formasi Baturaja (Gambar IV.3). Analisis sampel batuan dilakukan untuk mempelajari karakteristik batuan induk pada Formasi Lemat dan Talangakar. Analisis minyak dan kondensat pada Formasi Baturaja digunakan untuk mempelajari ada atau tidaknya kemiripan kandungan material organik pada sampel minyak Formasi Baturaja dengan kandungan material organik pada sampel Formasi Lemat dan Talangakar. Karakteristik batuan induk dapat dibedakan menjadi dua tipe, yaitu karakteristik fisik dan geokimia organik. Karakteristik fisik terdiri dari tipe litologi dan lingkungan pengendapan, sedangkan karakteristik geokimia organik terdiri dari kekayaan, tipe, dan

kematangan material organik. Dari analisis yang telah dilakukan maka akan terdeteksi formasi manakah yang nantinya merupakan batuan induk yang baik?



Gambar IV.3 Tiga proses tektonik utama yang mempengaruhi Cekungan Sumatra Selatan (Kamal dkk., 2005) dan formasi yang akan diteliti Formasi Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja (dilingkari merah).



Pada umumnya data geokimia yang digunakan berupa data evaluasi pirolisis batuan (*Rock-Eval pyrolysis*), kandungan material organik (*%TOC*), analisis reflektansi vitrinit (*%Ro*), kromatografi gas (*GC*), dan kromatografi gas – spektrometri massa (*GC-MS*). Pada penelitian juga digunakan data penunjang sebagai acuan dalam menentukan kondisi geologi bawah permukaan yang terdapat di daerah penelitian seperti data seismik, data profil pemboran yang memuat batas formasi dan pembagian litologi secara umum dari tiap-tiap sumur yang akan diteliti. Dalam proses pengerjaannya, penelitian ini ditunjang oleh berbagai macam perangkat lunak komputer, di antaranya: *Microsoft Office*, *Corel Draw X3*, *Petrel* dan *PetroMod 1D*.

## **IV.2 Geologi Daerah Penelitian**

### **IV.2.1 Stratigrafi Daerah Penelitian**

Studi stratigrafi pada daerah penelitian selain dilakukan secara analisis geokimia, dilakukan pula analisis log dan analisis seismik oleh PT Medco E&P Indonesia. Korelasi antarformasi berdasarkan data log sinar gamma dan resistivitas antara sumur SN – 1, RN – 1, SK – 3, FRZ – 3 (Lampiran 2a), dan FRZ – 3, RBT deep – 1 (Lampiran 2c), yang dianalisis berdasarkan data log sumur, deskripsi sampel serbuk bor dan inti batuan samping. Kolom stratigrafi sumur SN – 1 dan RBT deep – 1 ditunjukkan pada Lampiran 1a dan 1b. Data seismik juga digunakan untuk membantu pengkorelasian formasi pada tiap sumur yang dikorelasikan (Lampiran 2b). Dari ketiga data penunjang inilah kolom stratigrafi Formasi Baturaja, Talangakar, Lemat dan korelasinya dapat disusun.

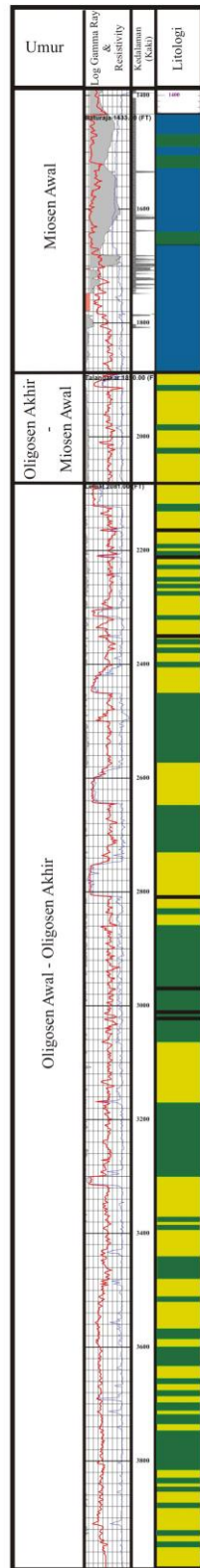
Formasi Lemat merupakan endapan awal dari fase retakan awal (*early syn-rift*) pada Tersier Awal (Oligosen), satuan ini mengisi tempat-tempat rendahan yang relatif dalam (graben) yang terdiri dari perselingan batupasir dan serpih dengan sisipan batulanau dan batubara, lingkungan pengendapannya fluviodeltaik dicirikan dengan pola agradasi pada log dan penipisan batupasir. Awal peristiwa transgresi pada daerah penelitian ditandai dengan pengendapan Formasi Talangakar yang diendapkan pada lingkungan fluvial hingga deltaik, satuan ini

terdiri dari batupasir dan serpih dengan sisipan batulanau, dicirikan oleh pola log yang menghalus ke atas (*fining upward*), dan lapisan serpih yang semakin menebal. Formasi Talangakar dan Lemat hanya terdapat di dua sumur saja di daerah penelitian yaitu sumur SN – 1 (Gambar IV.4) dan sumur RBT deep-1 (Lampiran 1a). Pengendapan Formasi Baturaja sebagai lapisan karbonat pada terjadi pada daerah penelitian seiring dengan fase transgresi berlangsung. Untuk analisis stratigrafi Formasi Baturaja diambil dari sumur SK – 4 (Gambar IV.5) Formasi Baturaja yang terdapat di daerah ini berupa batugamping.

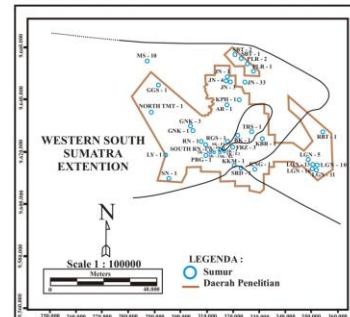
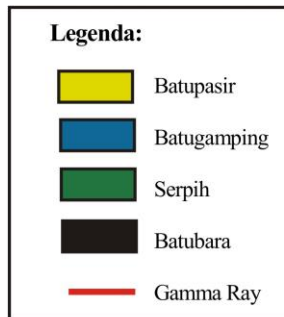
Fase transgresi masih berlanjut dan mencapai puncaknya seiring dengan pengendapan Formasi Telisa pada lingkungan marin yang terdiri dari serpih dengan sisipan batupasir, batulanau dan batugamping. Pada formasi ini terdapat lapisan serpih yang relatif tebal dan sisipan tipis batugamping, pola log pengendapan Formasi Telisa ini bersifat agradasi. Akhir peristiwa transgresi ini ditandai dengan pengendapan Formasi Palembang Bawah ekuivalen dengan Formasi Air Benakat pada geologi regional yang terdiri dari perselingan batupasir, batulempung dan batulanau dengan sisipan batubara. Pada formasi ini lapisan batupasir semakin menebal ke atas dan pola log bersifat agradasi, lingkungan pengendapan formasi ini fluviodeltaik.

Data hasil analisis biostratigrafi yang dilakukan oleh PT Medco E&P Indonesia dari sumur RBT deep – 1 dan SN - 1 (Lampiran 7 dan Lampiran 8) digunakan sebagai penunjang dalam menentukan umur dan lingkungan pengendapan yang lebih detail berdasarkan data foraminifera, nannoplankton, polen dan jenis mikrofauna lainnya. Pada sumur SN – 1 ini menembus Formasi Telisa, Formasi Baturaja dan dua formasi utama yang diteliti yaitu, Formasi Lemat dan Talangakar.

## Stratigrafi Daerah Penelitian Sumur SN - 1




Formasi	Deskripsi	Lingkungan Pengendapan
Baturaja	<p>Terdiri Batugamping dengan sisipan tipis Serpih</p> <p>Batugamping terletak pada kedalaman 1433 kaki memiliki ketebalan sekitar 367 kaki, warna putih, coklat muda sampai coklat, tidak kompak, porositas sedang sampai buruk, dijumpai fosil koral, glaukonitik.</p> <p>Serpih dengan warna abu kecoklatan sampai abu terang, tidak kompak.</p>	Marin
Talang Akar	<p>Terdiri dari Batupasir dan Serpih dengan sisipan tipis Batubara</p> <p>Batupasir, putih tulang, tidak kompak, berbutir halus - sedang, menyudut tanggung sampai membulat tanggung, pemilahan buruk sampai baik, porositas sedang sampai baik, mineral kuarsa.</p> <p>Serpih, abu-abu kecoklatan - abu kemerahan, lunak sampai padat, struktur menyerpih karbonatan.</p> <p>Batubara, coklat kehitaman sampai hitam, kilap lilin, padat.</p> <p>Terdiri dari batupasir dengan sisipan serpih tipis</p> <p>Batupasir berwarna putih dengan tebal 191 ft, tidak kompak, membulat tanggung hingga menyudut tanggung, berbesar butir halus sampai sedang, pemilahan baik, porositas sedang.</p> <p>Serpih karbonatan berwarna coklat muda sampai abu-abu muda, kekerasan lunak.</p>	Deltaik
Lemat	<p>Terdiri dari perselingan Batupasir dan Serpih dengan sisipan Batubara.</p> <p>Batupasir, putih tulang, mudah lapuk, besar butir halus - sedang, menyudut tanggung - membulat tanggung, sortasi baik, porositas baik, memiliki sisipan serpih, abu-abu kecoklatan - abu kemerahan kekerasan sedang, struktur menyerpih karbonatan.</p> <p>Serpih, abu kecoklatan - abu kemerahan, kekerasan sedang.</p> <p>Batubara, lignit, hitam, kilap lilin, tidak kompak</p>	Fluviodeltaik



(MEPI, 2008)

Gambar IV.4 Stratigrafi sumur SN - 1 di daerah penelitian.

Umur	Formasi Log Gamma Ray & Resistivity	Litologi & Sebutan (biasa)	Deskripsi Litologi SK - 4	Lingkungan Pengendapan	Conto Foto Sampel
Miosen Awal	Baturaja	3200 3350 3400 3500	<p>Batugamping dengan ketebalan 7ft packstone, putih tulang - coklat, porositas baik, kekerasan sedang</p> <p>Batugamping dengan ketebalan 8 ft skeletal wackestone, terdapat lapisan permodul, putih tulang sampai coklat porositas baik, kekerasan sedang</p> <p>Batugamping dengan ketebalan 5 ft memiliki fragmen koral, porositas baik, abu-abu muda sampai coklat</p> <p>Konglomerat, ukuran butir berangkal sampai kerakal berasal dari batu beku membulat tangung, memiliki matrik karbonatan</p> <p>Batugamping packestone, coklat muda sampai coklat tua, memiliki fragmen koral</p>	Laut Dangkal	

Gambar IV.5 Formasi Baturaja pada sumur SK - 4 di daerah penelitian.

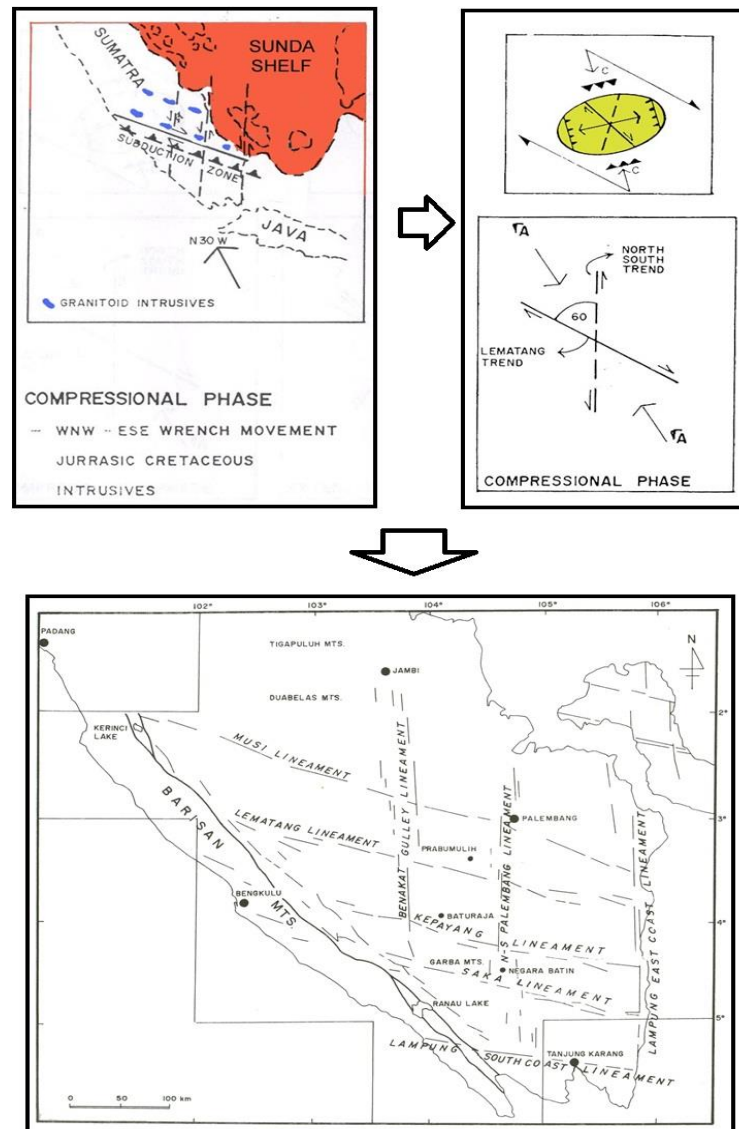
Formasi Lemat berumur OL2 – OL4 berdasarkan data polennya terutama adanya kehadiran *Florschuetzia trilobata type b* dan *Florschuetzia trilobata type c* yang ekuivalen dengan umur Oligosen (Morley, 1991). Banyaknya kehadiran polen baik polen *backmangrove*, *mangrove*, serta mengandung beberapa jenis alga dan tidak ditemukan fosil foram planktonik maupun nannofosil menunjukkan bahwa formasi ini diendapkan pada lingkungan fluvial atau *freshwater* sampai transisi. Pada Formasi Lemat sumur RBT deep – 1 juga tidak terlihat adanya fosil foraminifera planktonik maupun nannofosil dan hanya mengandung polen yang terdiri dari golongan *mangrove* dengan warna hijau (*N.zonocostirtes gr*), merah

(*N. acrosticum*), dan kuning (*N. backmangrove gr*) maka kemungkinan besar lingkungan pengendapannya adalah fluvial atau *freshwater* (Lampiran 7).

Pada Formasi Talangakar dari sumur SN - 1 umurnya sama tidak bisa ditentukan karena tidak ada kehadiran foram plankton dan nanofossil, lingkungan pengendapan dari formasi ini masih sama dengan Formasi Lemat. Pada diagram terlihat tidak ditemukannya fosil foram planktonik maupun nanofossil dan hanya mengandung polen serta beberapa jenis alga maka diperkirakan lingkungan pengendapannya adalah transisi atau deltaik (Lampiran 8). Analisis yang sama juga terlihat dari sumur RBT deep - 1, Formasi Talangakar ini mengandung polen dan ada indikasi hadirnya sedikit foraminifera planktonik dan nanofossil serta beberapa jenis alga yang lebih dominan kandungannya dari semua kandungan mikrofauna yang lain. Hal ini mengindikasikan lingkungan pengendapan Formasi Talangakar adalah lingkungan transisi atau deltaik (Lampiran 7).

#### **IV.2.2 Struktur Daerah Penelitian**

Menurut Pulunggono dan Cameron (1984), Cekungan Sumatra Selatan berkembang pada akhir zaman Kapur yang terbentuk sebagai bagian dari lempeng benua Asia Tenggara, ditafsirkan melalui akresi dan tubrukan (*collisions*) dari pecahan lempeng benua (*micro continents*). Akibat kompresi tumbuh sesar geser dekstral berarah *WNW - ESE* dan tren berarah Utara - Selatan (*N-S*) (Gambar IV.6). Gambar IV.7 dan Gambar IV.8 menunjukkan peta struktur batuan dasar pada daerah penelitian yaitu Musi *Platform*.

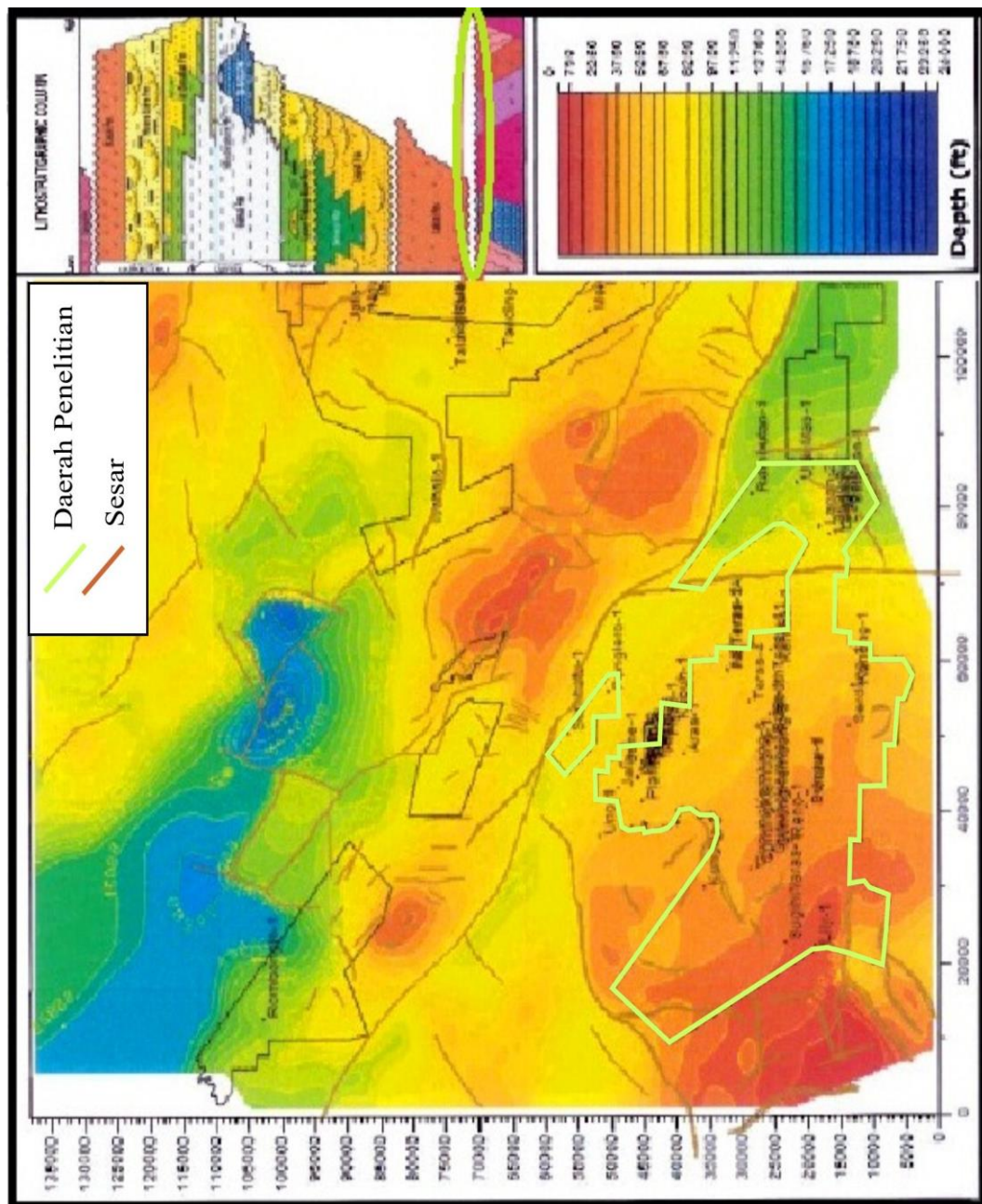


Gambar IV.6 Kelurusan pada Cekungan Sumatra Selatan akibat kompresi (Pulunggono dkk., 1992).

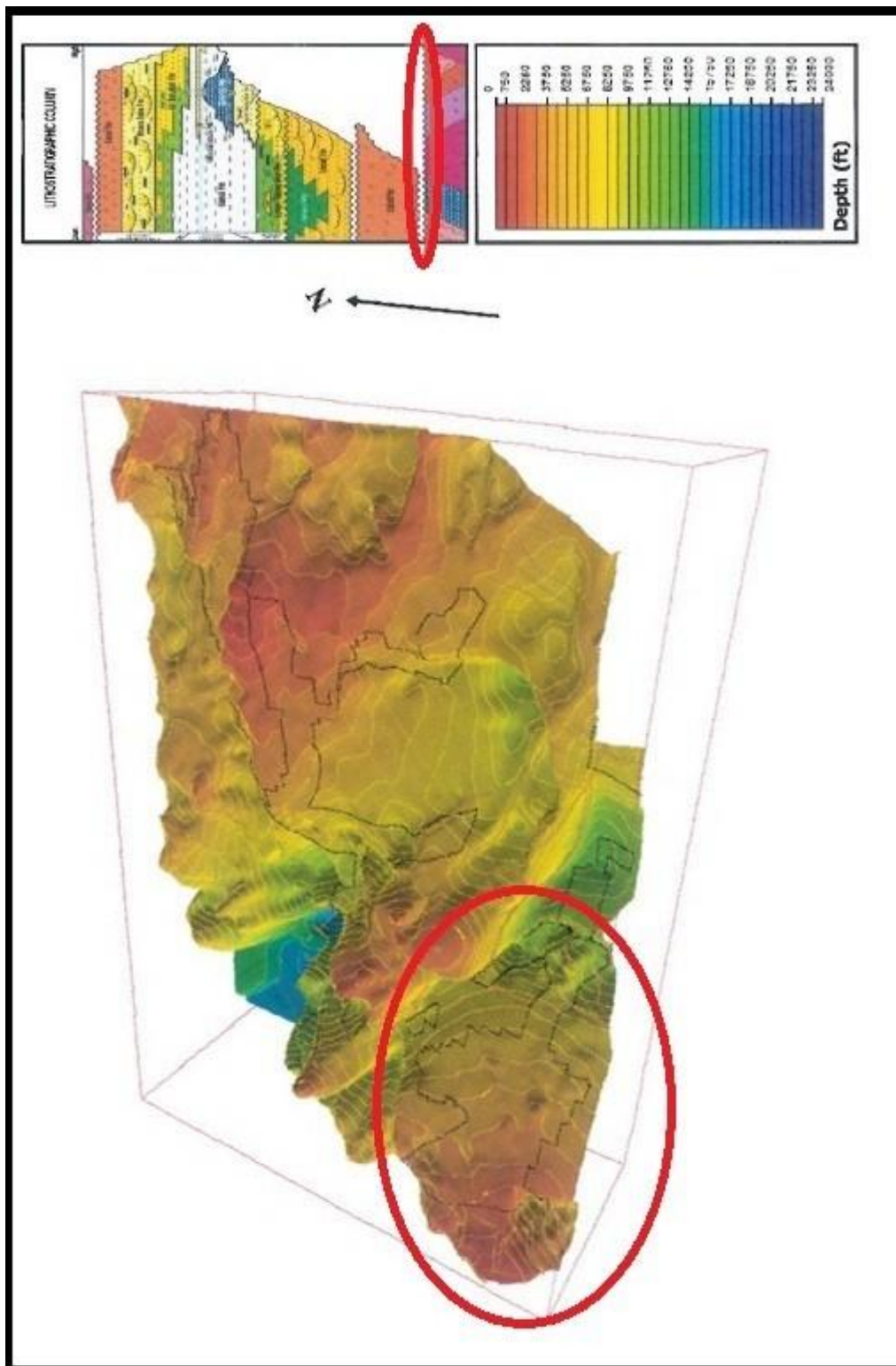
Memasuki zaman Tersier, perkembangan tektoniknya secara umum dipisahkan atas tiga fase yaitu aktivitas vulkanik sebelum retakan (*rifting*), fase retakan (*rifting*), dan fase transgresi pascaretakan (*post-rift transgression*). Ketiga formasi yang diteliti yaitu Formasi Lemat, Talangakar, dan Baturaja ketiganya berada dalam fase retakan dan transgresi pascaretakan. Fase ekstensional selama Paleogen – Miosen Awal menyebabkan pembentukan cekungan berupa graben atau separuh graben pada daerah penelitian. Aktivitas vulkanik pada Tersier Awal yang diikuti oleh proses erosi dan denudasi akibat berhentinya proses subduksi



pada kala Eosen–Oligosen daerah penelitian memberikan gambaran lingkungan pengendapan dari suatu fase ekstensional yang endapan-endapannya berasal dari tinggian purba dari suatu sistem graben mengisi cekungan berupa sedimen nonmarin, berarah *NE-SW*. Satuan sedimen ini di Sumatra Selatan dikenal dengan Formasi Lemat (Gambar IV.9).

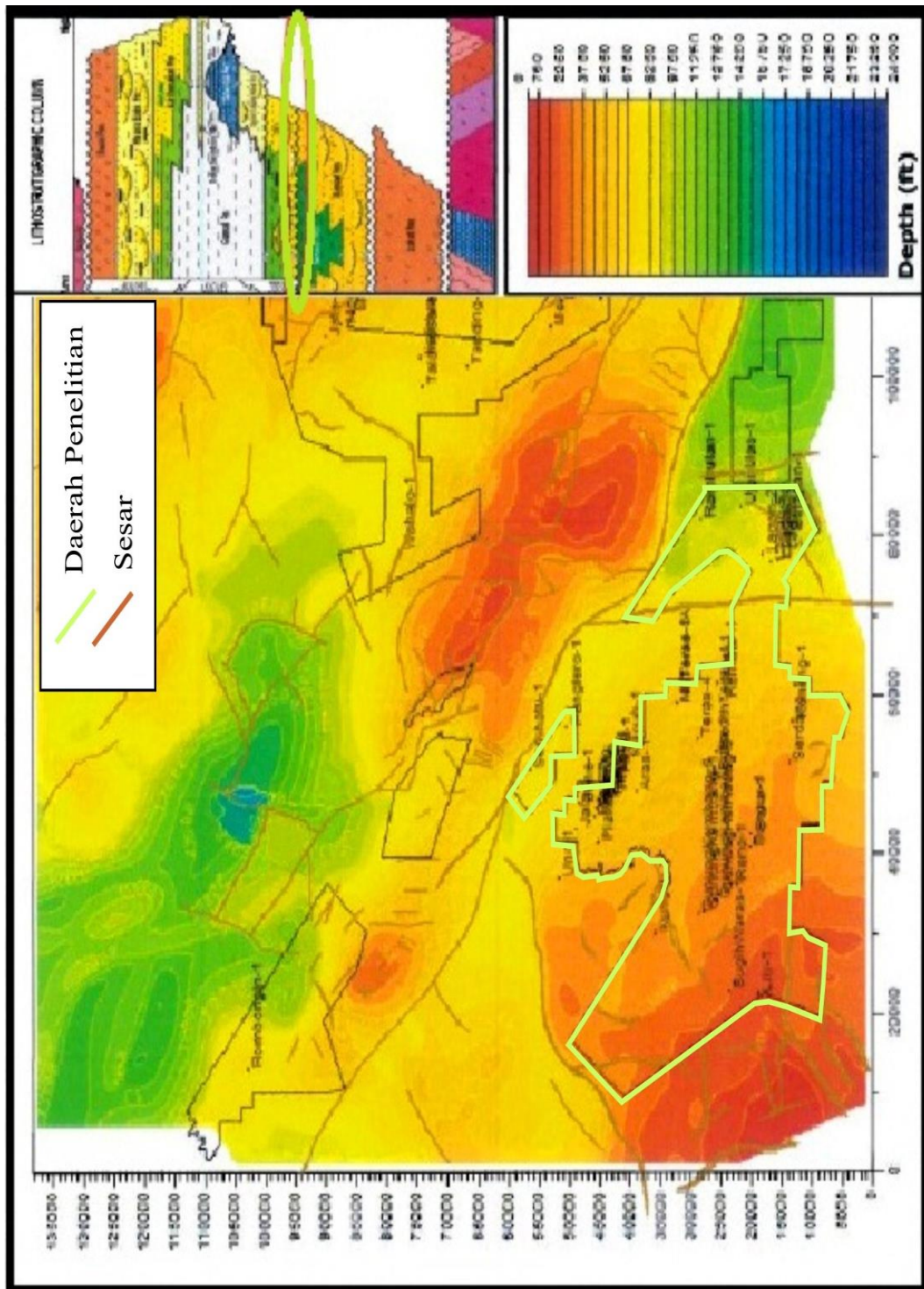


Gambar IV.7 Peta struktur top batuan dasar pada daerah penelitian 50,5 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).



Gambar IV.8 Peta struktur batuan dasar tiga dimensi pada daerah penelitian (MEPI-BEICIP, 2007).



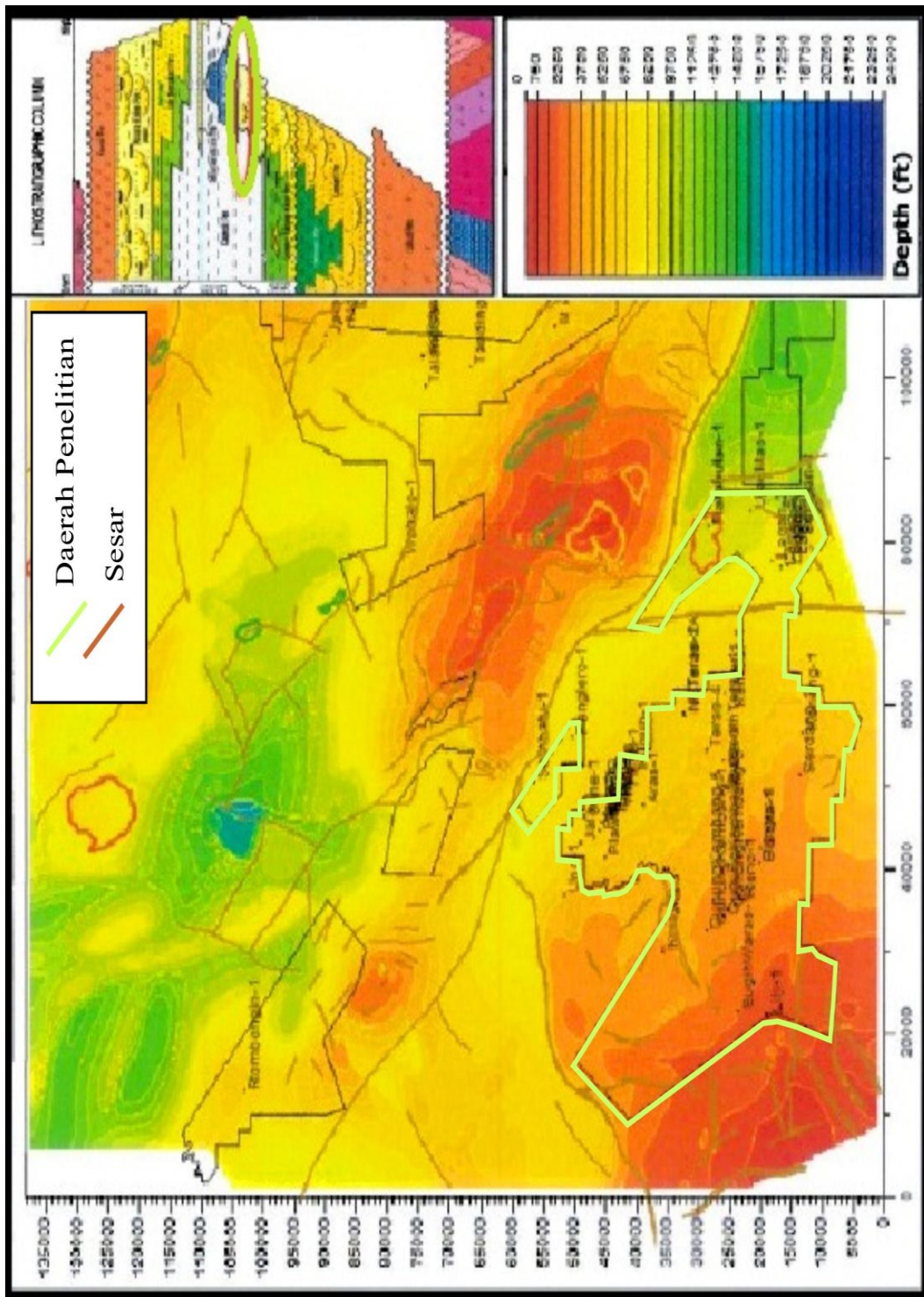


Gambar IV.9 Peta struktur top Formasi Lemat di daerah penelitian 30 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).

Setelah proses retakan berhenti, penurunan (*subsidence*) secara regional terjadi, yang sering juga sebagai fase pelenturan atau pelengkungan setelah retakan (*sagging*) (Kamal dkk., 2005). Sedimen setelah retakan ini terus mengisi graben berupa sedimen fluvial yang menghasilkan Formasi Talangakar (Gambar IV.10), diikuti oleh genang laut dengan batuan klastiknya yang berasal dari kerak benua Sunda di bagian utara.

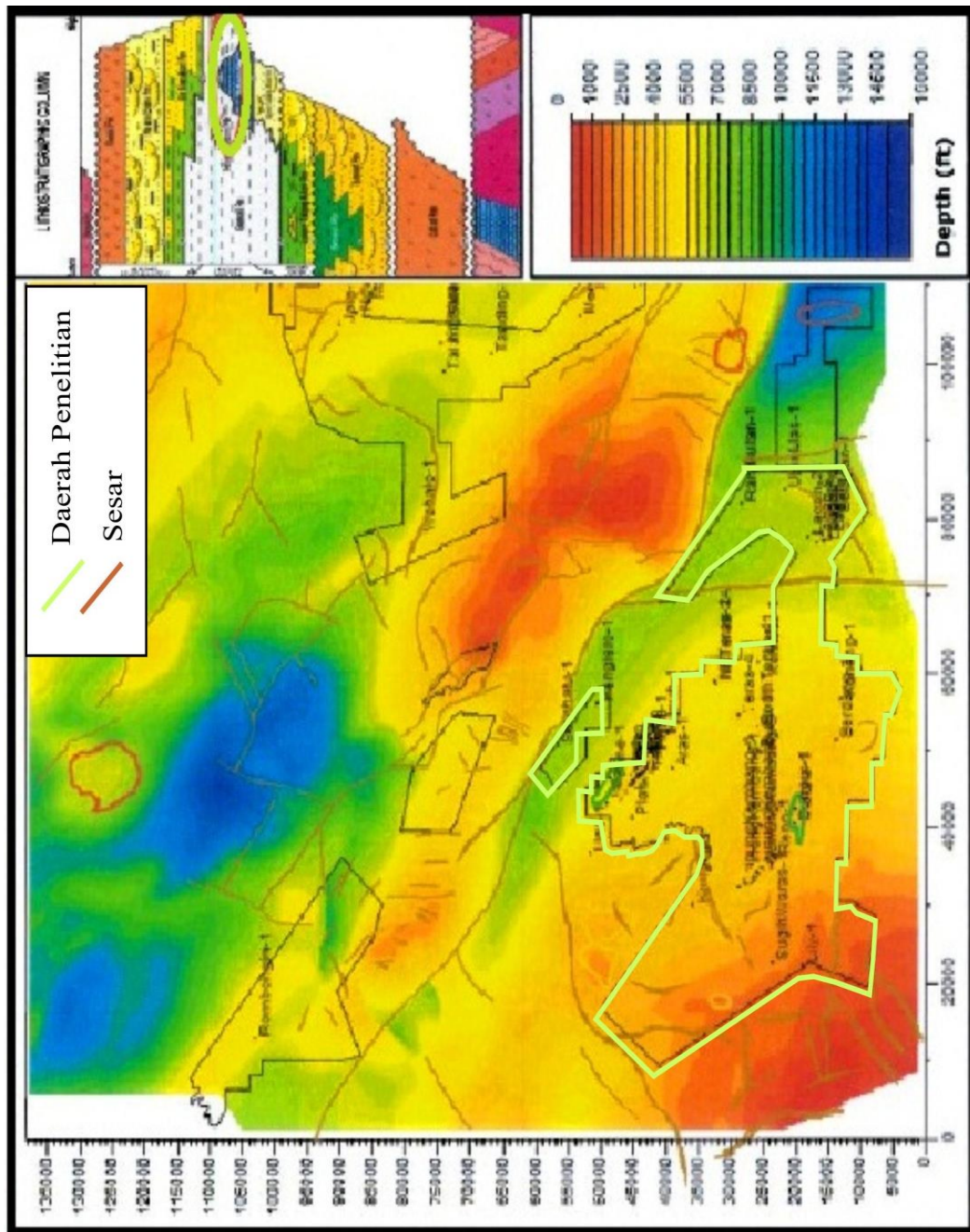
Kemudian, sehubungan dengan semakin naiknya muka air laut pada Miosen Awal, bersamaan dengan terjadinya penurunan cekungan, akibatnya Cekungan Sumatra Selatan, bagian yang dangkal menjadi lingkungan pengendapan karbonat yaitu yang dikenal dengan Formasi Baturaja (Gambar IV.11), sedangkan bagian yang relatif dalam diendapkan litologi serpih yang dikenal sebagai Formasi Telisa. Fase akhir tektonik Plio-Pleistosen adalah tektonik kompresi yang menyebabkan pergerakan *strike slip* dari patahan retakan Paleogen di daerah ini. Fase ini juga menghasilkan struktur inversi (pembalikan) dan *thrust folding* (perlipatan yang berasosiasi dengan sesar naik) sepanjang baratlaut – tenggara (*NW – SE*), yang mengikuti arah dari patahan retakannya.

Gambar IV.12 menunjukkan kondisi struktur pada saat sekarang di daerah penelitian. Fase tektonik yang terakhir ini dicirikan dengan meningkatnya aktivitas vulkanik seperti endapan tufa Formasi Kasai ekuivalen dengan Formasi Palembang bagian atas.

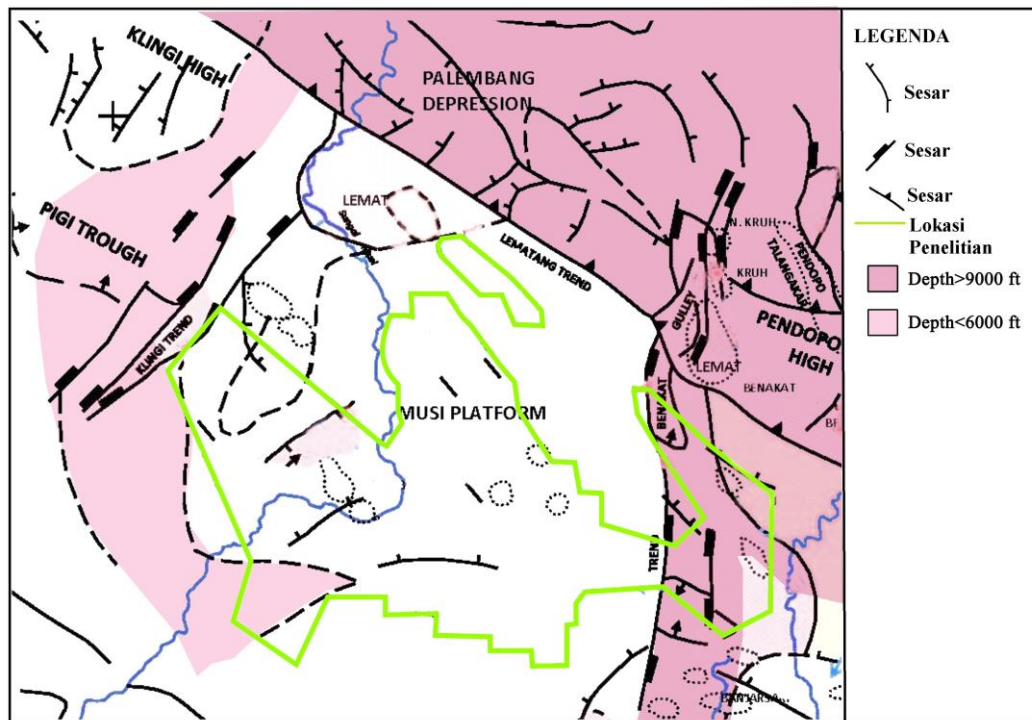


Gambar IV.10 Peta struktur top Formasi Talangkar pada daerah penelitian 22 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).





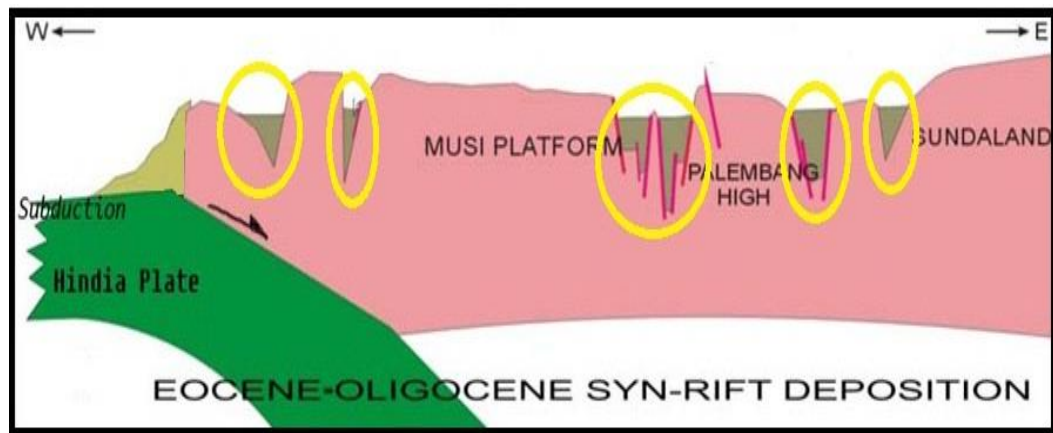
Gambar IV.11 Peta struktur top Formasi Baturaja pada daerah penelitian berumur 17,5 juta tahun yang lalu (MEPI-BEICIP, 2007).



Gambar IV. 12 Peta struktur daerah penelitian pada saat sekarang (MEPI, 2008).

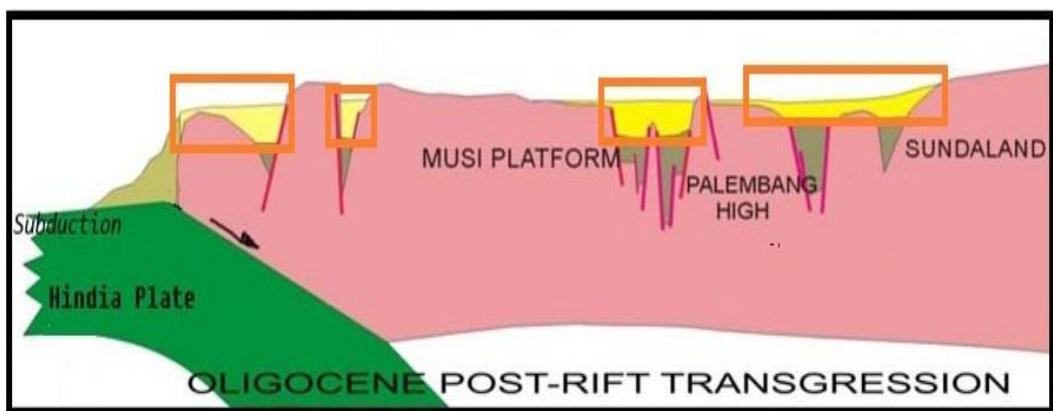
#### IV.2.3 Sintesis Geologi

Formasi Lemat (Gambar IV.13) adalah endapan yang berasal dari tinggian purba, diendapkan pada kala Eosen–Oligosen di daerah Cekungan Sumatra Selatan, formasi ini memberikan gambaran lingkungan pengendapan dari suatu fase retakan (*rifting*) mengisi cekungan *onlap* dengan batuan dasar berumur Pra-Tersier (Koesoemadinata, 2002). Formasi Lemat yang diidentifikasi sebagai endapan awal dari retakan awal (*early syn-rift*) pada Tersier Awal (Oligosen), ini mengisi tempat-tempat rendahan yang relatif dalam (graben). Litologinya terdiri dari perselingan batupasir dan serpih dengan sisipan batulanau dan batubara, lingkungan pengendapannya fluviodeltaik dicirikan dengan pola agradasi pada log dan penipisan batupasir.



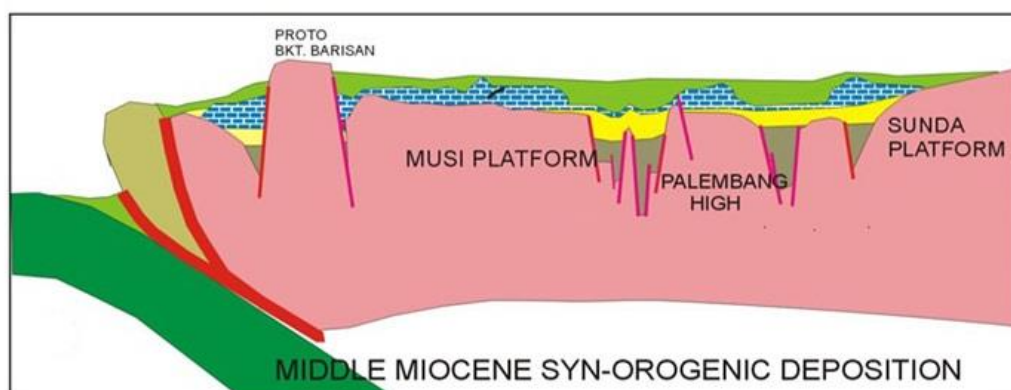
Gambar IV.13. Penampang geologi Formasi Lemat regional Barat-Timur Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).

Setelah diendapkan Formasi Lemat, fase selanjutnya yang terjadi adalah fase penurunan (*subsidence*) secara regional, yang sering juga sebagai fase pelenturan atau pelengkungan setelah retakan (*sagging*) disertai pula dengan awal peristiwa transgresi. Sedimen setelah retakan ini terus mengisi graben berupa Formasi Talangakar, yang diendapkan pada Oligosen Akhir – Miosen Awal, diidentifikasi sebagai endapan akhir dari retakan awal (*late syn-rift*) (Gambar IV.14). Formasi ini diendapkan pada lingkungan fluvial hingga deltaik, satuan ini terdiri dari batupasir dan serpih dengan sisipan batulanau, dicirikan oleh pola log yang menghalus ke atas (*fining upward*), ditandai munculnya batugamping dan lapisan serpih yang semakin menebal.



Gambar IV.14. Penampang geologi Formasi Talangakar regional Barat-Timur Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).

Dengan semakin naiknya muka air laut pada Miosen Awal, bersamaan dengan terjadinya penurunan cekungan, akibatnya pada bagian dangkal Cekungan Sumatra Selatan lingkungan pengendapan karbonat, yang dikenal dengan Formasi Baturaja. Formasi Baturaja merupakan formasi yang terbentuk mulai dari pertengahan kala Miosen Awal sampai Miosen Tengah sejalan dengan naiknya muka air laut secara global. Akibat adanya kenaikan air laut ini diduga telah mempengaruhi kondisi cekungan di Sumatra Selatan yang berkembang menjadi laut terbuka. Pada kondisi inilah Formasi Baturaja (*BRF*) diendapkan sebagai endapan pascaretakan (*post-rift*), formasi ini berumur Miosen Awal yang terdiri dari batugamping klastik, batugamping terumbu, dengan sisipan napal. Batugamping terumbu berkembang baik di atas tinggian (Gambar IV.15). Secara lateral di bagian cekungan yang lebih dalam atau lingkungan pengendapan marin, fasies berubah menjadi lebih batulempung dan batulanau atau dikenal dengan Formasi Telisa, yang terdiri dari serpih dengan sisipan batupasir, batulanau dan batugamping pada daerah penelitian. Pada formasi ini terdapat lapisan serpih yang relatif tebal dan sisipan tipis batugamping, pola log pengendapan Formasi Telisa ini bersifat agradasi. Akhir peristiwa transgresi ini ditandai dengan pengendapan Formasi Palembang Bawah ekuivalen dengan Formasi Air Benakat pada geologi regional yang terdiri dari perselingan batupasir, batulempung dan batulanau dengan sisipan batubara.



Gambar IV.15. Penampang geologi Formasi Baturaja dan Formasi Telisa regional Barat-Timur Cekungan Sumatra Selatan (Koesoemadinata, 2002).

### IV.3. Kekayaan dan Kematangan Batuan Induk

#### IV.3.1 Kekayaan

Kekayaan batuan induk pada daerah penelitian dinilai berdasarkan kandungan material organik yang ada pada batuan yang diekspresikan sebagai nilai *TOC*. Sampel batuan induk diambil dari sembilan sumur untuk selanjutnya dianalisis. Berikut hasil analisis berdasarkan nilai *TOC* dan analisis *Rock-Eval* (Tabel IV.1).

Tabel IV.1 Kandungan karbon organik total dan pirolisis *Rock-Eval* masing-masing formasi pada beberapa sumur.

Formasi	Sumur	Kedalaman (kaki)	TOC %	SI+S2	HI	Tmaks (°C)	PI	Ro %	Litologi
Lemat	SN - 1	2900	1,01	1,6	153	433	0,03		Serpilh
		2952	1,19	2,03	162	434	0,05		Serpilh
		3008	1,67	7,62	449	434	0,01		Serpilh
		3190-3220	5,78	26,13	383	436	0,15		Serpilh
		3220-3250	4,13	15,05	272	438	0,25		Serpilh
	RBT deep - 1	12320	1,10	2,26	172	403	0,16	0,84	Serpilh
		12600	2,33	2,20	70	407	0,26	0,89	Serpilh
		13360	1,39	1,67	88	405	0,27	1,08	Serpilh
13580		0,77	1,02	106	418	0,20	1,84	Serpilh	
Talang akar	JN - 4	6271	4,08	4,63	92	428	0,19		Batupasir
		6308	7,4	7,64	71	427	0,32		Batupasir
	SN - 1	1990-2020	52,92	92,63	171	428	0,02		Batubara
	MS - 10	4272	2,11	4,10	159	445	4,1		Serpilh
		4581	1,8	1,24	48	437	1,24		Serpilh
		4685	1,32	4,25	292	439	4,25		Serpilh
	PBL - 3	2730	3,09	8,85	221	433	0,2		Batulanau
		3374	1,47	2,52	128	442	0,25		Batulempung
	RBT deep - 1	10750	1,35	2,23	134	416	0,19	0,58	Serpilh
	BNT - 1	10660	1,74	1,90	89	415	0,19	0,73	Serpilh
		10730	1,87	2,43	104	411	0,20	0,82	Serpilh
		10810	1,77	2,12	95	414	0,21	0,85	Serpilh
		10890	1,64	2,37	108	419	0,25	1,03	Serpilh
		11090	2,52	3,82	129	423	0,15	1,28	Serpilh
	BKT - 199	1533	18,5	56,63	207	420	0,27		Batupasir
		1549	9,43	18,68	137	415	0,31		Batupasir
1554		36,12	83,05	195	424	0,15		Batupasir	
1556		5,41	10,27	121	412	0,36		Batupasir	

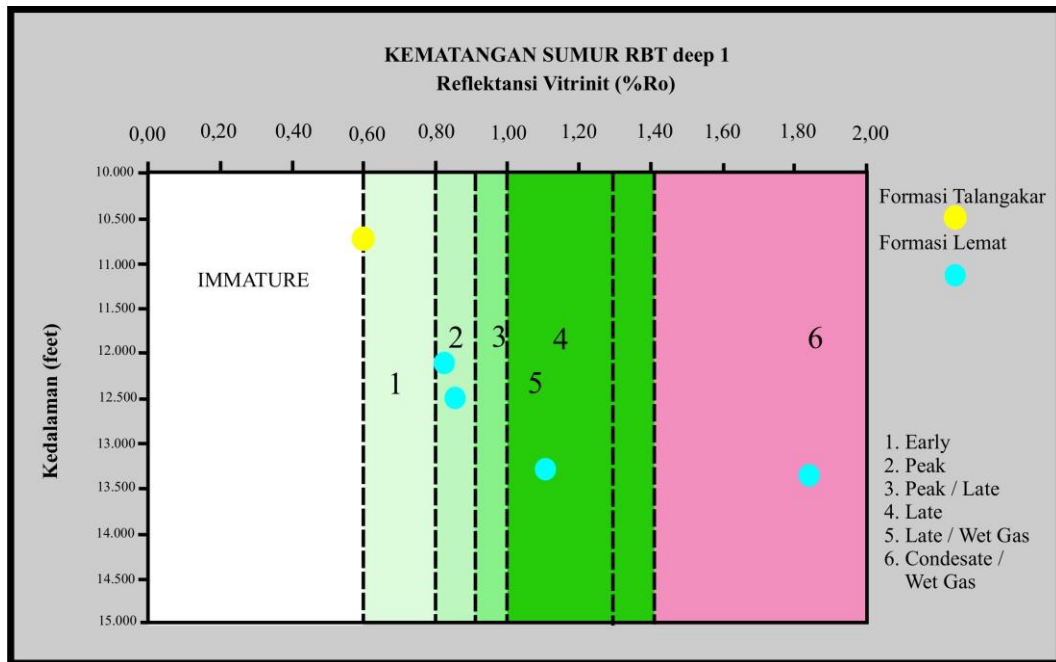


		1564	34,96	71,37	173	423	0,15		Serpih
		1569	28,29	64,13	188	421	0,17		Batulanau
		1572	4,35	36,5	653	419	0,22		Batulanau
		1575	4,18	11,17	213	413	0,2		Batulanau
		1580	5,11	9,05	122	411	0,31		Batulanau
		1585	14,67	23,67	121	414	0,25		Batulanau
		1593	2,72	11,61	425	426	0,18		Serpih
		1607	0,67	2,3	276	418	0,19		Serpih
		1645	1,08	1,86	170	439	0,01		Serpih

### IV.3.2 Kematangan

Kematangan batuan induk pada daerah penelitian dinilai berdasarkan  $T_{maks}$  yang didapatkan dari hasil analisis pirolisis *Rock-Eval*, nilai reflektansi vitrinit serta menggunakan biomarker. Plot silang reflektansi vitrinit terhadap kedalaman menunjukkan skala kematangan dari sampel. Plot silang indeks hidrogen terhadap karbon organik total digunakan untuk menentukan potensi hidrokarbon dari sampel dan kekayaan material organik yang terkandung, sedangkan plot silang karbon organik total terhadap potensi hidrokarbon ( $S_1 + S_2$ ) dapat digunakan untuk memperlihatkan kekayaan organik yang dikandung beserta potensi dari sampel yang di analisis. Plot silang  $T_{maks}$  terhadap indeks hidrogen digunakan agar dapat memberikan gambaran mengenai tahap kematangan dan kecenderungan hidrokarbon yang dihasilkan serta tipe kerogennya.

Nilai reflektansi vitrinit dan kedalaman Formasi Lemat (Lampiran 9) pada sumur RBT deep – 1 (Gambar IV. 16) digunakan sebagai parameter kematangan. Berdasarkan plot silang reflektansi vitrinit terhadap kedalaman pada sumur RBT deep – 1 (Gambar IV. 16) terlihat bahwa kematangan pada Formasi Lemat dimulai pada kedalaman 12.320 kaki berada pada tahap matang sampai terlalu matang seiring bertambah kedalamannya.

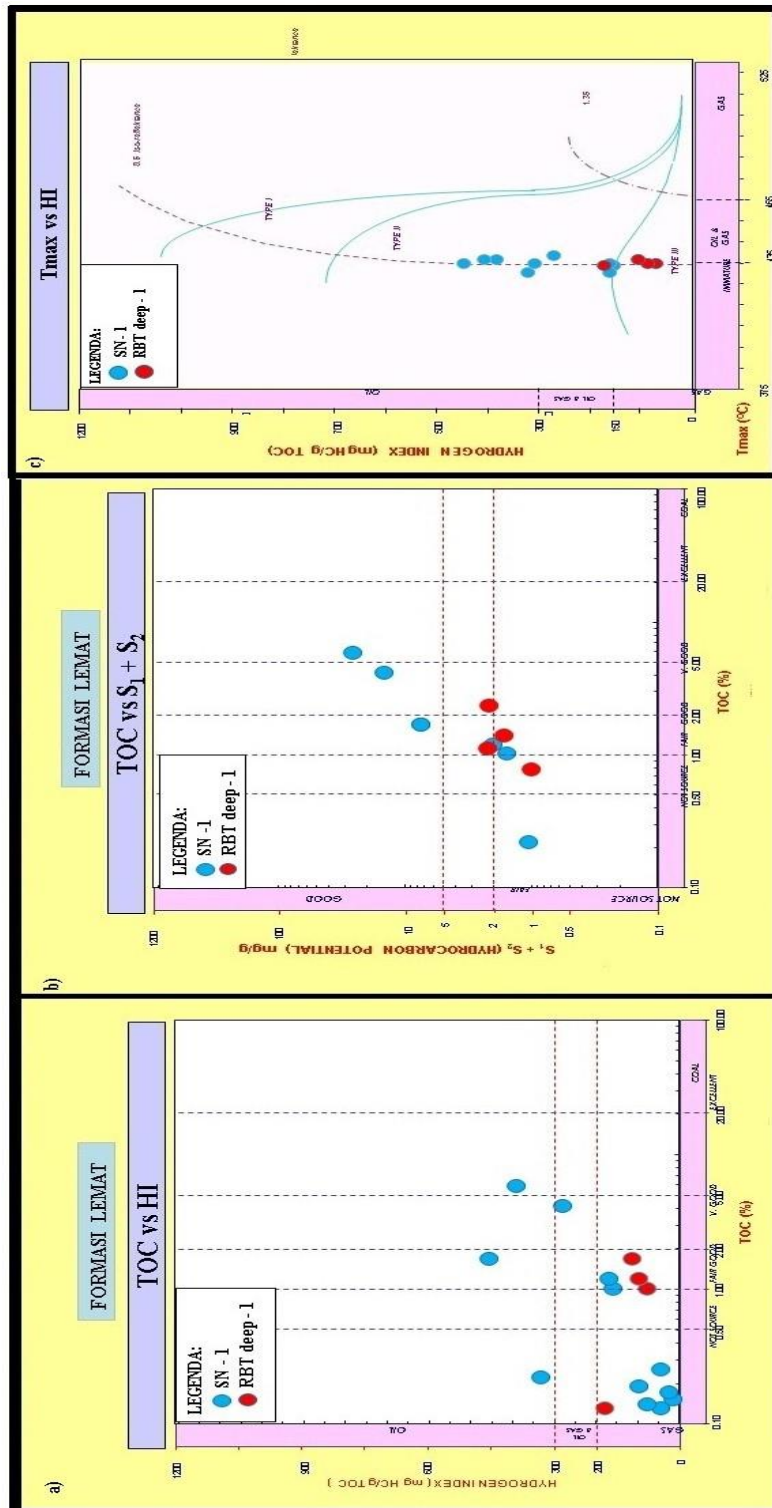


Gambar IV.16 Plot silang antara reflektansi vitrinit (%Ro) dan kedalaman pada sumur RBT deep - 1 (Mckenzie, 1984 dalam Santika, 2011).

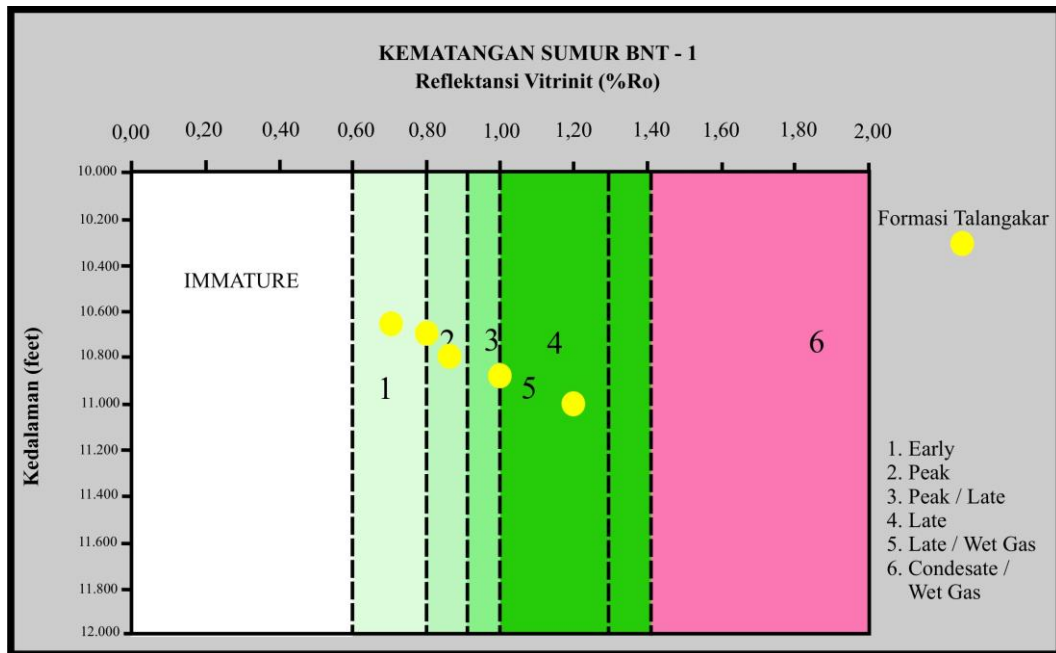
Formasi Lemat pada sumur SN – I memiliki kandungan material organik dengan nilai berkisar 0.13% – 5.78% dan pada sumur RBT deep -1 berkisar 0,77% – 2,33% (Tabel IV.1), menurut Waples (1985) nilai ini mengindikasikan adanya potensi yang rendah sampai sangat baik untuk menjadi batuan induk yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon. Jika nilai *TOC* dikombinasikan dengan nilai indeks hidrogennya maka Formasi Lemat ini memiliki potensi untuk dapat menghasilkan minyak dan gas (Gambar IV.17.a). Plot silang antara karbon organik total dan potensi hidrokarbon ( $S_1 + S_2$ ) menghasilkan nilai tingkatan kekayaan material organik dan potensi hidrokarbonnya mulai dari baik sampai istimewa. Nilai tersebut mengindikasikan bahwa ada kemungkinan Formasi Lemat ini dapat menjadi batuan induk yang potensial dan dapat menghasilkan hidrokarbon baik minyak atau gas (Gambar IV.17.b). Hasil analisis pirolisis *Rock-Eval* menghasilkan nilai indeks produksi (PI) berkisar 0,01 sampai 0,25. Nilai tersebut menunjukkan sampel batuan induk formasi ini berada pada tahap belum matang sampai dengan puncak matang secara termal (Peters dan Cassa, 1994) (Tabel IV.1), kondisi tersebut memberikan indikasi Formasi Lemat di daerah

penelitian telah berada pada fase awal terjadinya pembentukan hidrokarbon. Untuk plot silang antara  $T_{maks}$  terhadap indeks hidrogen (Gambar IV.17.c) diketahui bahwa sebagian besar sampel yang teranalisis mengindikasikan material organik masih pada tahap awal matang (*early mature*) karena memiliki  $T_{maks}$  berkisar  $433^{\circ}\text{C}$  -  $438^{\circ}\text{C}$  (Peters dan Cassa, 1994), kemudian pada analisis sampel ini terlihat memiliki kecenderungan menghasilkan minyak dan gas yang utama berasal dari kerogen tipe II dan sedikit campuran dari tipe II dan tipe III, menurut Waples (1985) kerogen tipe II memiliki kecenderungan menghasilkan minyak, sedangkan kerogen tipe III memiliki kecenderungan menghasilkan gas dan sedikit sekali menghasilkan minyak. Jika dilihat secara keseluruhan dari semua analisis yang dilakukan, Formasi Lemat ini memiliki potensi penghasil hidrokarbon baik minyak atau gas dengan suhu dan kandungan material organik tipe II serta tipe III yang cukup mendukung.

Nilai reflektansi vitrinit dan kedalaman Formasi Talangakar (Lampiran 9) pada sumur RBT deep – 1 (Gambar IV. 16) dan sumur BNT – 1 (Gambar IV.18) digunakan sebagai parameter kematangan, terlihat bahwa pada sumur RBT deep - 1 Formasi Talangakar ini masih di tahap awal matang sedangkan pada sumur BNT – 1 kematangannya dimulai pada kedalaman 10.660 kaki mulai dari tahap awal matang sampai terlalu matang seiring bertambah kedalamannya.



Gambar IV.17. (a). Plot silang indeks hidrogen terhadap karbon organik total, (b). Plot silang karbon organik total terhadap potensi hidrokarbon ( $S_1 + S_2$ ), (c). Plot silang Tmax terhadap indeks hidrogen.



Gambar IV.18 Plot silang antara reflektansi vitrinit ( $Ro\%$ ) dan kedalaman pada sumur BNT - 1 (Mckenzie, 1984 dalam Santika, 2011).

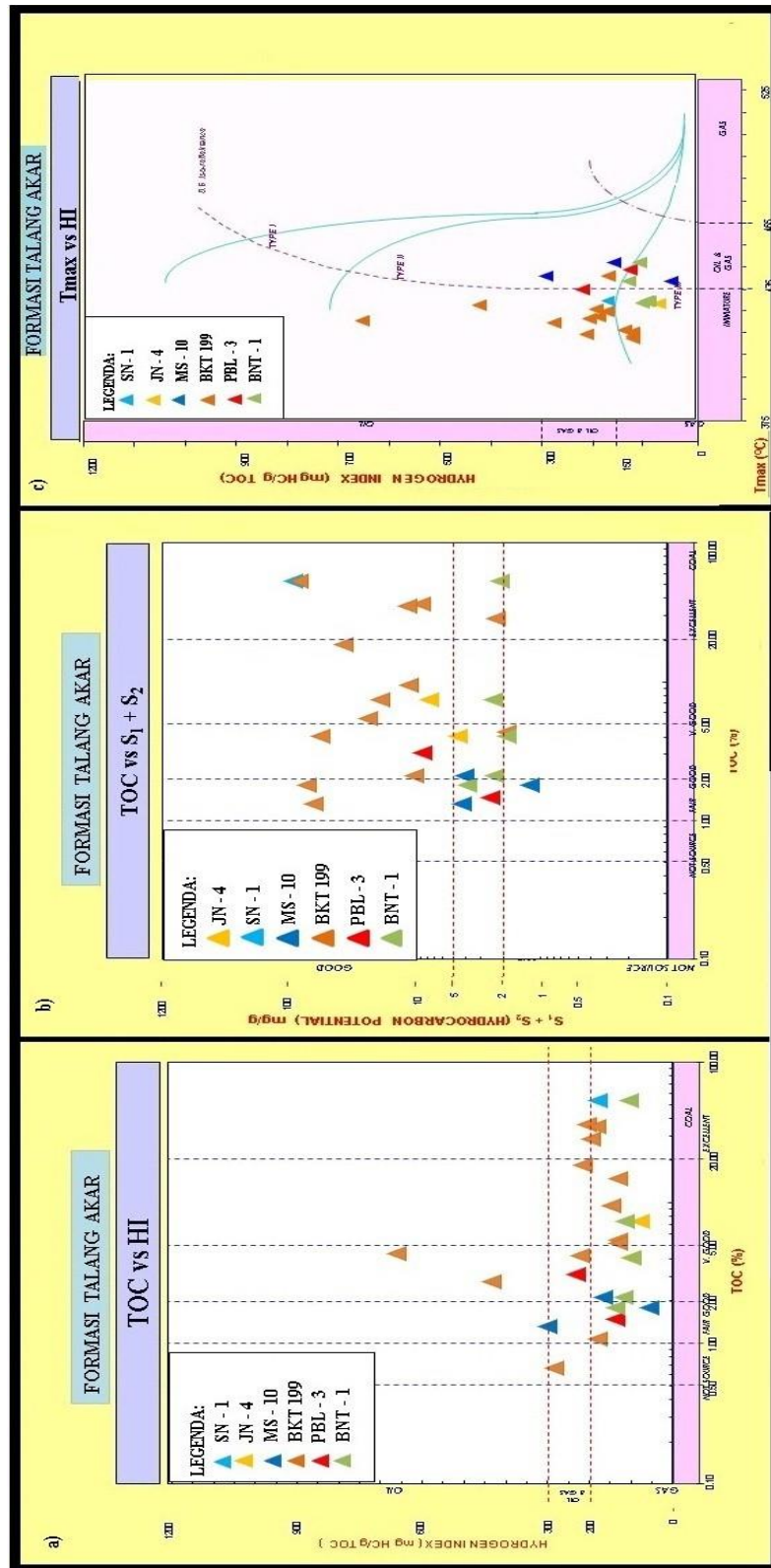
Formasi Talangakar ini memiliki kandungan material organik dengan nilai 0,67% sampai 52,92% (Tabel IV.1), menurut Waples (1985) nilai ini mengindikasikan adanya potensi yang sedikit sampai sangat baik untuk menjadi batuan induk yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon. Jika nilai karbon organik total dikombinasikan dengan nilai indeks hidrogennya, pada sumur JN - 4 kemungkinan besar sampel batuan induk ini berpotensi sebagai penghasil hidrokarbon gas. Pada sumur MS - 10 sampel ini bisa berpotensi penghasil minyak dan gas. Pada sumur BKT - 199 sampel batuan induk ini sangat berpotensi sebagai penghasil minyak dan gas, sedangkan sampel dari sumur SN - 1 hanya berupa batubara (sampel ini dapat diabaikan) (Gambar IV.19.a). Untuk plot silang nilai karbon organik total terhadap potensi hidrokarbon ( $S1 + S2$ ), pada sampel dari sumur JN - 4 didapatkan tingkatan kekayaan material dan potensial hidrokarbonnya mulai dari sangat baik sampai istimewa. Pada sampel sumur BKT - 199 kekayaan material dan potensial hidrokarbonnya memiliki tingkatan dari sangat baik sampai istimewa. Pada sampel sumur PBL - 3 memiliki potensi yang baik, pada sampel sumur MS - 10 berpotensi baik, sedangkan pada sumur SN - 1 sampel ini berupa batubara (dapat diabaikan). Jika dilihat dari

sampel sumur JN – 4, BKT – 199, PBL – 3 dan MS – 10 Formasi Talangakar ini ada kemungkinan bisa menjadi penghasil hidrokarbon yang cukup baik (Gambar IV.19.b). Hasil analisis pirolisis *Rock-Eval* menghasilkan nilai indeks produksi (PI) berkisar 0,02 sampai 4,25. Nilai tersebut menunjukkan sampel batuan induk berada pada tahap belum matang sampai dengan terlalu matang secara termal (Peters dan Cassa, 1994) (Tabel IV.1), kondisi tersebut memberikan indikasi Formasi Talangakar di daerah penelitian telah berada pada fase terjadinya pembentukan hidrokarbon. Plot silang  $T_{maks}$  terhadap indeks hidrogen (Gambar IV.19.c) diketahui bahwa sebagian besar berada pada tahap belum matang, disebabkan  $T_{maks}$  yang kurang dari 435°C (Peters dan Cassa, 1994), tetapi ada pula sampel yang  $T_{maks}$ nya menunjukkan tahap awal matang dan terlihat pula bahwa formasi ini dapat menghasilkan minyak dan gas, sampel ini memiliki tipe kerogen tipe II dan III, menurut Waples (1985) kerogen tipe II memiliki kecenderungan menghasilkan minyak sedangkan kerogen tipe III memiliki kecenderungan menghasilkan gas.

Jika dilihat secara keseluruhan dari semua analisis yang dilakukan, Formasi Talangakar juga berpotensi sebagai penghasil hidrokarbon baik minyak atau gas dengan suhu dan kandungan material organik tipe II serta tipe III yang cukup mendukung.

#### **IV.4 Lingkungan Pengendapan**

Diagram perbandingan antara  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  dan  $C_{29}$  digunakan agar dapat memberikan gambaran mengenai lingkungan pengendapan batuan induk dari asal material organiknya. Data dari  $C_{27}$ ,  $C_{28}$  dan  $C_{29}$  (Lampiran 9) dimasukkan ke dalam diagram segitiga Huang & Meinschein (1979). Hasil plot dari data – data tersebut menunjukkan sampel ekstrak batuan induk Formasi Talangakar diendapkan pada daerah deltaik atau transisi dan Formasi Lemat lingkungan pengendapannya pada daerah terrestrial atau fluvial sampai transisi (Gambar IV.20).

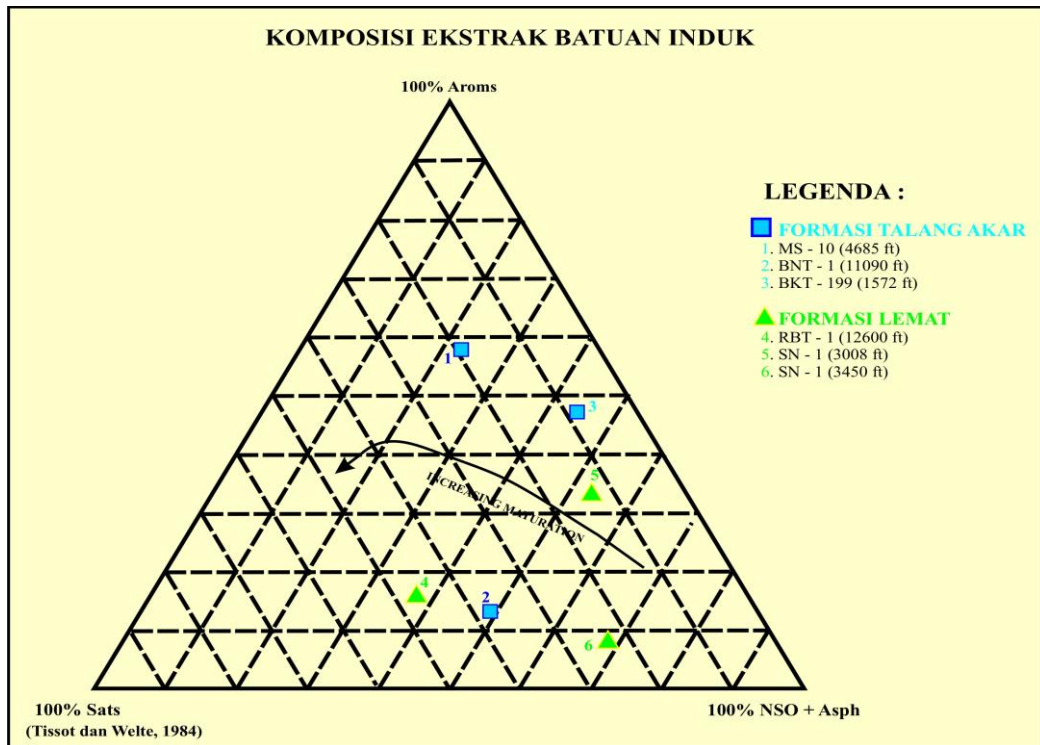


Gambar IV.19. (a). Plot silang indeks hidrogen terhadap karbon organik total, (b). Plot silang karbon organik total terhadap potensi hidrokarbon (S<sub>1</sub> + S<sub>2</sub>), (c). Plot silang Tmaks terhadap indeks hidrogen.

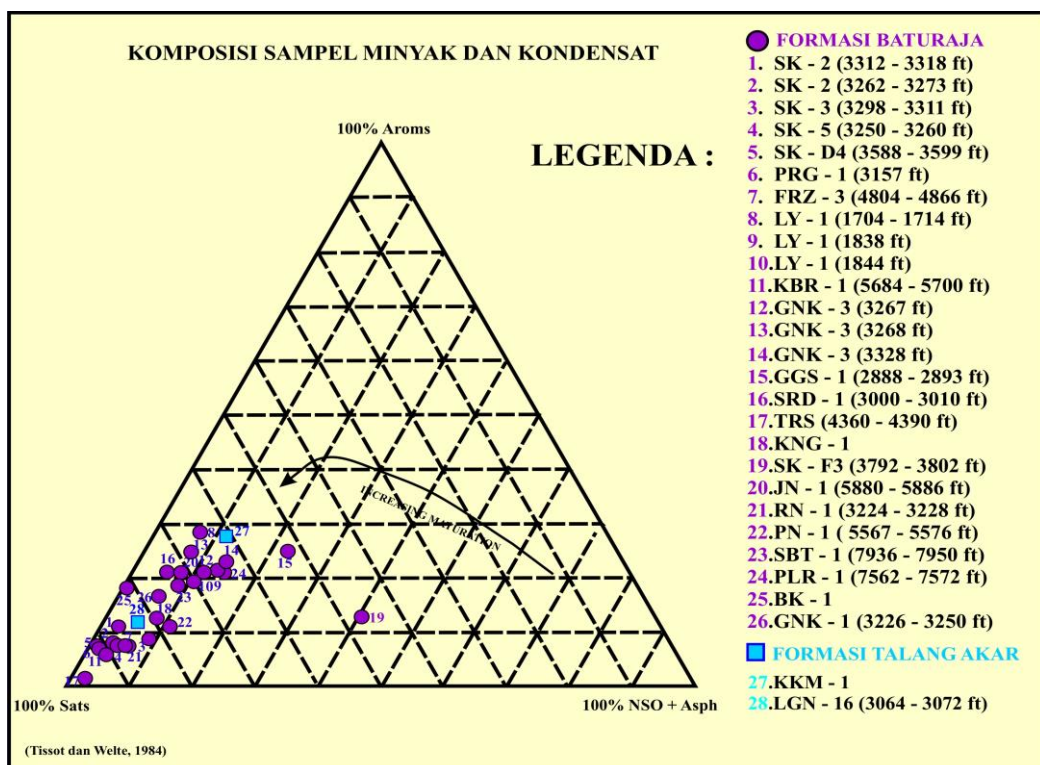






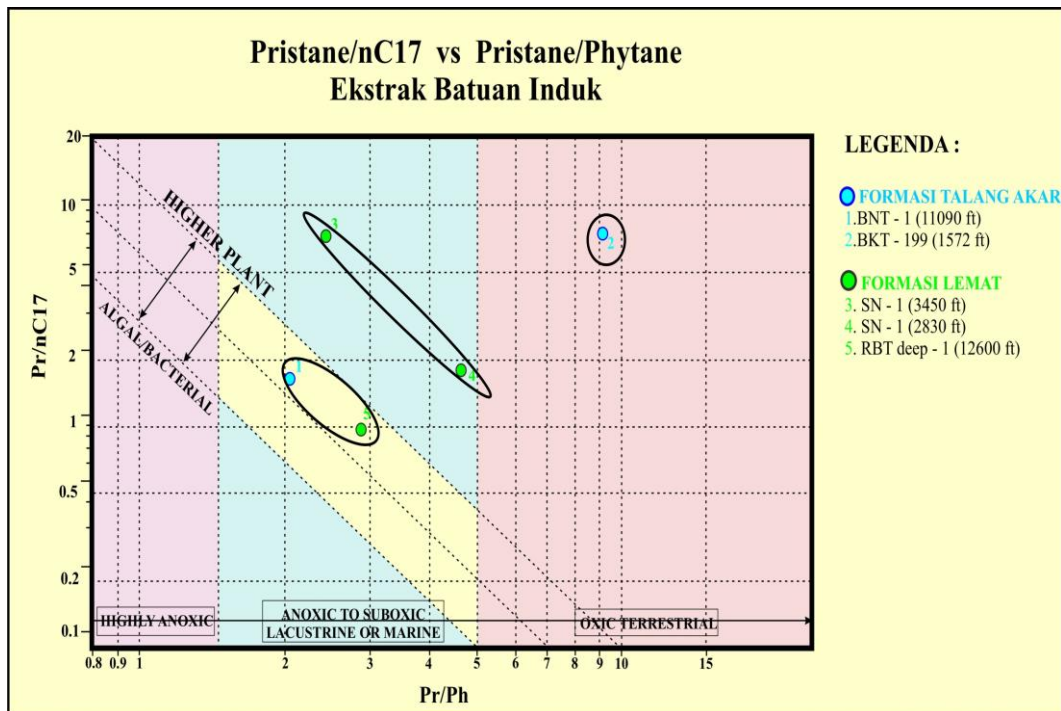


Gambar IV.22. Komposisi ekstrak batuan (Tissot dan Welte, 1984).



Gambar IV.23. Komposisi sampel minyak dan kondensat (Tissot dan Welte, 1984).

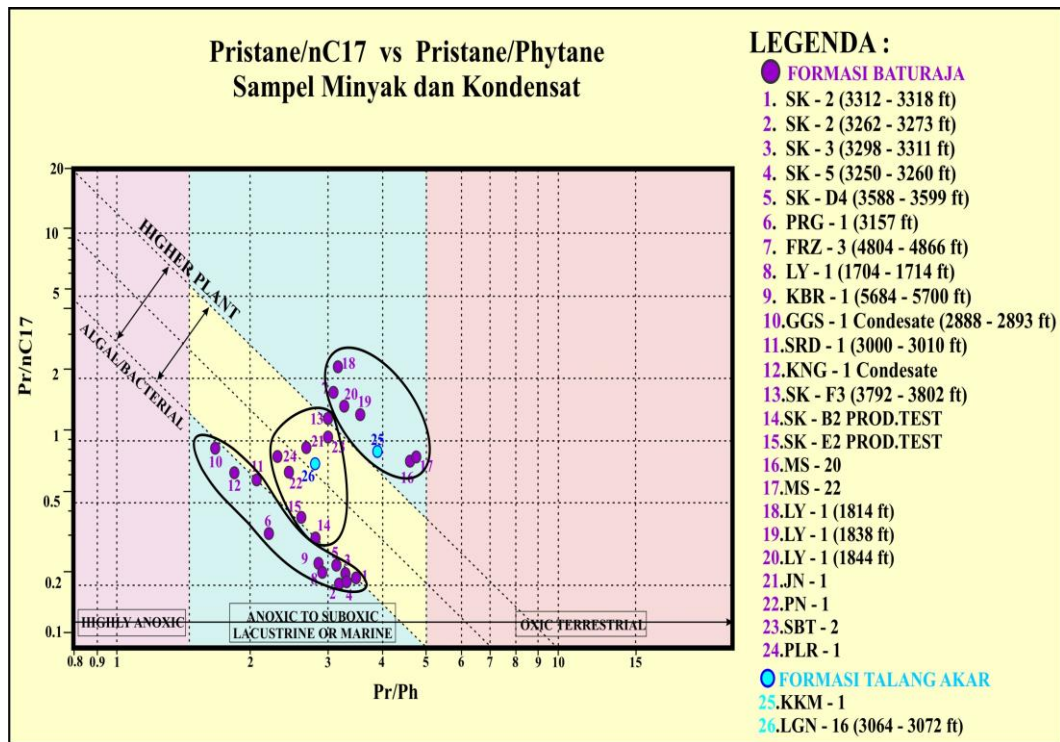
Plot silang antara data pristana/nC<sub>17</sub> dengan pristana/fitana (Lampiran 9) dapat mengindikasikan lingkungan pengendapan. Pada sampel batuan induk teranalisis dari masing – masing formasi pada diagram dapat terlihat ada tiga kelompok lingkungan pengendapan yaitu, daerah oksik dengan pengaruh material darat yang besar untuk Formasi Talangakar saja, daerah anoksik sampai suboksik dengan pengaruh material dari darat pada sampel Formasi Lemat, kemudian lingkungan pengendapan anoksik sampai suboksik dengan pengaruh material campuran baik darat dan laut pada sampel Formasi Lemat maupun Formasi Talangakar. Kemungkinan lingkungan pengendapan kedua formasi ini adalah fluvial – deltaik (Gambar IV.24).



Gambar IV.24 Plot silang antara pristana/nC<sub>17</sub> dan pristana/fitana ekstrak batuan induk yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel.

Untuk analisis sampel minyak dan kondensatnya terlihat dari diagram sampel – sampel ini terbagi menjadi tiga kelompok. Kelompok pertama adalah sampel dengan kondisi lingkungan pengendapannya anoksik sampai suboksik dengan pengaruh material organik darat yang besar, kelompok kedua adalah sampel dengan kondisi lingkungan pengendapannya dari anoksik sampai suboksik

dengan pengaruh material organik campuran baik darat dan laut, kelompok yang terahir adalah sampel yang kondisi lingkungannya anoksik sampai suboksik dengan pengaruh material organik dari laut. Jika dilihat keseluruhannya ketiga kelompok ini memiliki kondisi lingkungan yang sama yaitu lingkungan anoksik sampai suboksik, hanya kadar material organiknya saja yang membedakan. Hal ini menandakan bahwa sampel – sampel tersebut kemungkinan diendapkan pada lingkungan yang sama dengan lingkungan pengendapan batuan induknya yaitu fluvial - deltaik (Gambar IV.25).

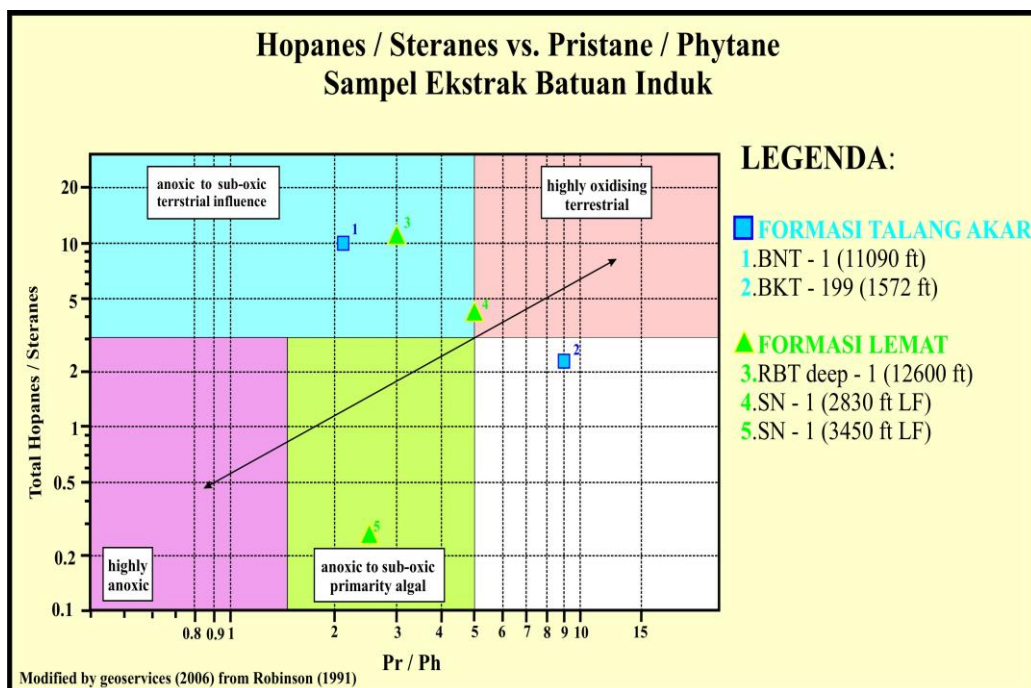


Gambar IV.25 Plot silang antara pristana/nC17 dan pristana/fitana yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel.

Plot silang antara data hopana/sterana dengan pristana/fitana (Lampiran 9) dapat mengindikasikan lingkungan pengendapan dan material organik dari setiap formasi lebih detail. Pada sampel batuan induk dari Formasi Talangakar mendapat pengaruh material organik dari darat dengan lingkungan pengendapan oksik, anoksik sampai suboksik (Gambar IV.26), hasil analisis ini hasilnya sama seperti analisis plot silang pristana/nC<sub>17</sub> terhadap pristana/fitana (Gambar IV.24). Tiga



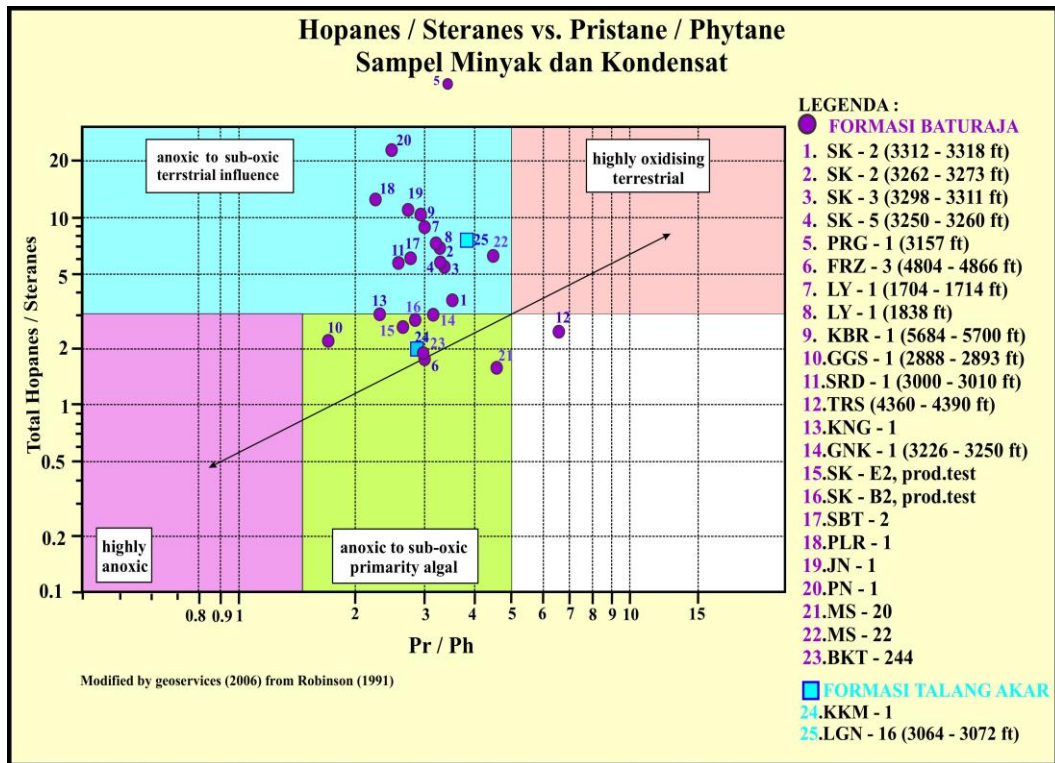
sampel dari Formasi Lemat material organik yang mempengaruhi ketiganya berbeda satu sama lain. Untuk sampel dari sumur SN – 1 (2830 kaki) dan RBT deep – 1 (12600 kaki) mendapatkan pengaruh material organik dari darat dengan lingkungan anoksik sampai suboksik, sedangkan sampel dari sumur SN – 1 (3450 kaki) mendapat pengaruh material organik dari laut berupa algal atau bakteri dengan lingkungan pengendapan anoksik sampai suboksik. Hal ini menunjukkan lingkungan pengendapan fluvial - deltaik.



Gambar IV.26 Plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana (Robinson, 1991 dimodifikasi oleh Geoservices, 2006) yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel batuan induk.

Plot silang antara data hopana/sterana dengan pristana/fitana (Lampiran 9) pada sampel minyak dan kondensat (Gambar IV.27) dari Formasi Baturaja mengindikasikan lingkungan pengendapan anoksik sampai suboksik dengan material organik yang mendapat pengaruh kuat dari material organik darat, hasil analisis ini sama seperti hasil analisis plot silang pristana/nC<sub>17</sub> terhadap pristana/fitana (Gambar IV.25). Pada sumur GGS – 1, FRZ – 3, TRS, KNG – 1, GNK – 1, MS – 20, MS – 22, BKT – 244, SK – E2 dan SK – B2 terlihat dari

diagram bahwa material organiknya berasal dari algal atau bakterial, dengan lingkungan pengendapan yang anoksik sampai suboksik, hal ini menandakan lingkungan pengendapannya adalah deltaik sampai marin. Untuk sampel yang berasal dari Formasi Talangakar terlihat sebagian sampel didominasi material organik tanaman tingkat tinggi atau dari darat dan sampel lainnya didominasi material organik algal atau bakterial, dengan kondisi lingkungan anoksik sampai suboksik. Secara umum Formasi Talangakar ini diendapkan pada daerah darat samapi deltaik yang dipengaruhi material dari darat dan laut.

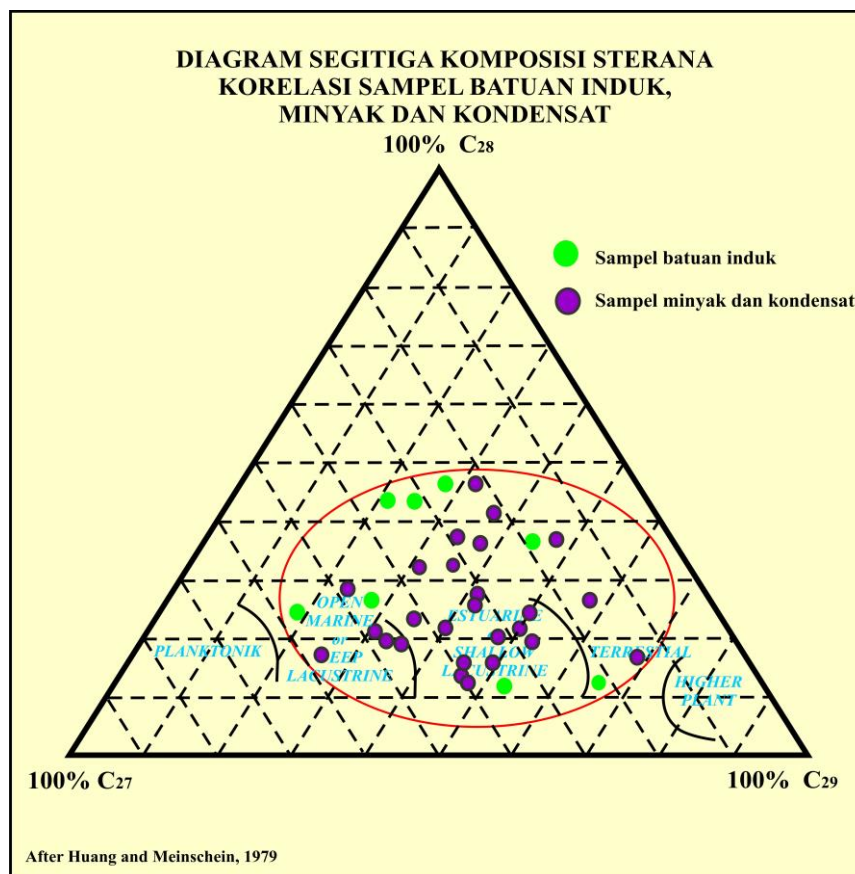


Gambar IV.27 Plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana (Robinson, 1991 dimodifikasi oleh Geoservices, 2006) yang mengindikasikan asal material organik dan kondisi lingkungan pengendapan sampel minyak dan kondensat.

#### IV. 5 Korelasi Batuan Induk – Minyak

Tujuan dari korelasi batuan induk dengan minyak adalah mengkorelasikan properti geokimia antara data batuan induk dan data minyak yang ada, sedangkan korelasi minyak dengan minyak adalah membandingkan antara minyak yang satu

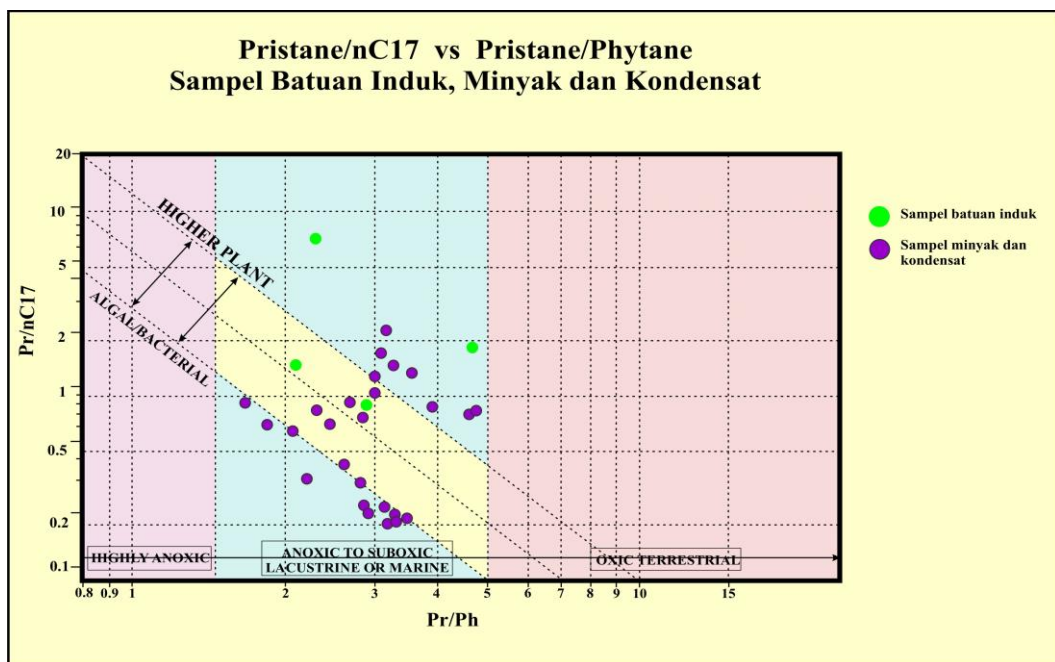
dengan minyak lainnya untuk menentukan ada atau tidak adanya suatu hubungan genetik antarminyak. Selain itu korelasi ini juga dapat digunakan untuk menganalisis migrasi hidrokarbonnya secara sederhana pada daerah penelitian, yaitu Subcekungan Sumatra Selatan, khususnya Musi *Platform*. Hasil analisis diagram segitiga sterana C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub>, menunjukkan adanya kemungkinan sampel hidrokarbon yang terbentuk bersumber dari batuan induk yang dipengaruhi oleh material organik dari laut dan darat. Hal ini terlihat dari sampel minyak dan kondensat dari Formasi Baturaja yang diendapkan pada daerah yang sama dengan beberapa sampel batuan induk pada Formasi Lemat dan Talangakar di daerah penelitian yaitu pada lingkungan darat sampai transisi (Gambar IV.28).



Gambar IV.28 Diagram sterana gabungan antara sampel batuan induk dan sampel minyak dan kondensat.

Hasil plot silang pristana/nC<sub>17</sub> terhadap pristana/fitana menunjukkan bahwa adanya kesamaan lingkungan pengendapan antara sampel batuan induk dengan

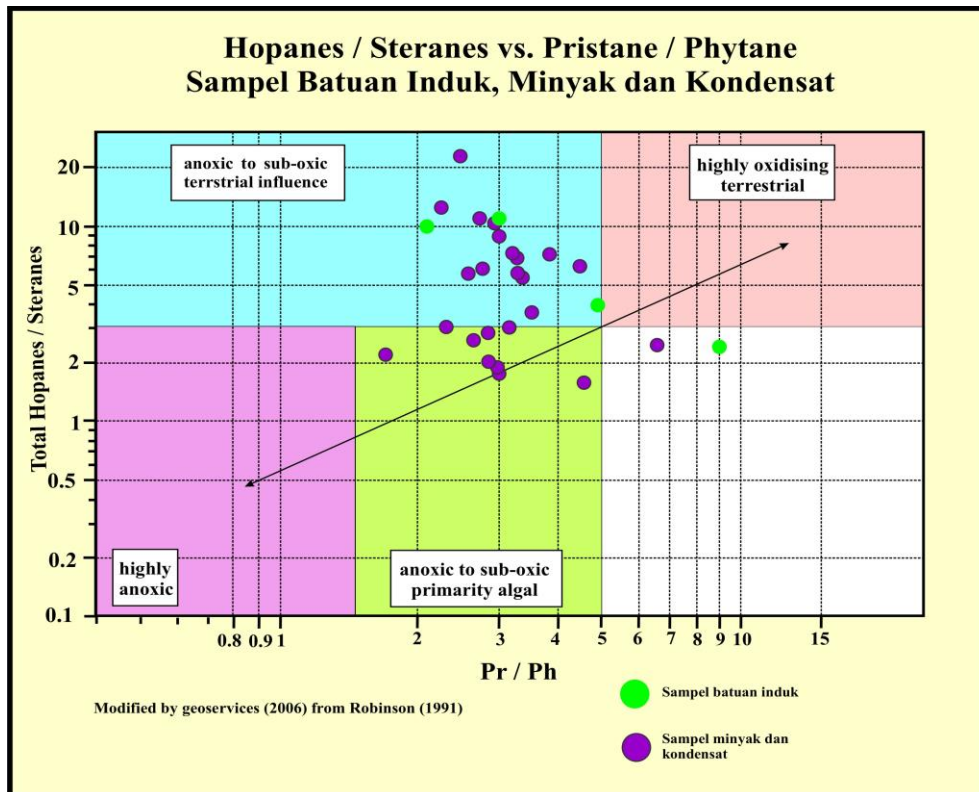
sampel minyak dan kondensat yaitu diendapkan pada lingkungan anoksik sampai suboksik, dengan dipengaruhi material organik campuran baik dari tanaman tingkat tinggi dan dari alga atau bakteri (Gambar IV.29). Plot silang hopana/sterana terhadap pristana/fitana dari sampel batuan induk Formasi Lemat dan Talangakar dengan sampel minyak dan kondensat dari Formasi Baturaja mengindikasikan lingkungan pengendapan yang anoksik sampai suboksik dengan pengaruh material darat yang lebih dominan (Gambar IV.30).



Gambar IV.29 Plot silang antara pristana/nC<sub>17</sub> dan pristana/fitana gabungan antara batuan induk dan minyak dan kondensat.

Korelasi juga dilakukan dengan membandingkan unsur dan molekul dengan menggunakan teknik seperti kromatografi gas dan kromatografi gas – spektrometri massa. Terdapat beberapa sumur yang diteliti sampel batuan induk dan minyaknya, namun tidak semua sampel yang ada di analisis dengan menggunakan teknik kromatografi gas dan kromatografi gas – spektrometri massa secara lengkap.



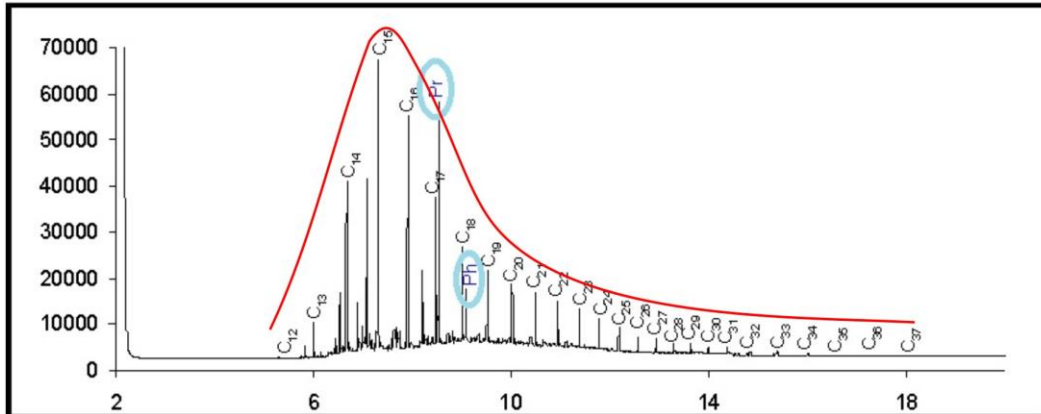


Gambar IV.30 Plot silang antara hopana/sterana dan pristana/fitana (Robinson, 1991 dimodifikasi oleh Geoservices, 2006) antara batuan induk dengan sampel minyak dan kondensat.

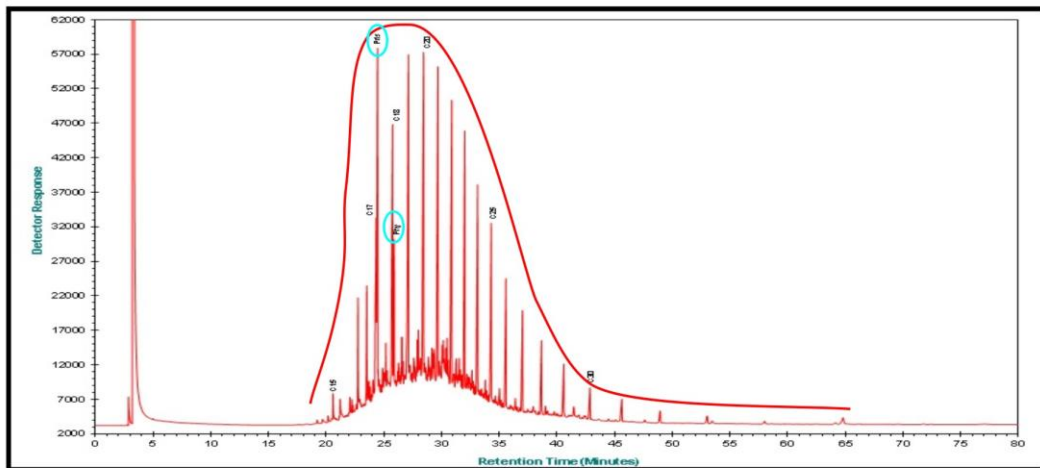
Mempresentasikan selimut dari puncak biomarker alkana normal merupakan acuan korelasi yang pertama kali dianalisis. Beberapa sumur sampel batuan induk dan minyak di Musi *Platform* ini memiliki kesamaan pola bentuk dari analisis gas kromatografinya. Analisis alkana normal pada sampel batuan induk Formasi Lemat baik dari sumur SN – 1 atau RBT deep – 1 keduanya terlihat identik, keduanya memiliki puncak alkana normal yang kurang dari C<sub>20</sub>. Karakter beberapa sampel minyak yang diambil dari sumur KNG - 1, SK – 3, GNK - 3, FRZ – 3, SK- E2, SK – B2, SK – D4 (Lampiran 3 a - g) menunjukkan hasil analisis alkana normal juga identik dengan hasil analisis alkana normal dari sampel batuan induk sumur SN – 1 dan RBT deep – 1 (Gambar IV.31) yaitu memiliki puncak alkana normal yang kurang dari C<sub>20</sub>. Hal ini menunjukkan bahwa sampel minyak ini mengandung material organik alga atau bakteri dengan

lingkungan pengendapan transisi atau marin dalam kondisi anoksik sampai suboksik dan memiliki rasio pristana terhadap fitana lebih dari 1.

### Alkana Formasi Lemat



Sumur : SN - 1  
 Formasi : Lemat  
 Kedalaman : 2830 ft



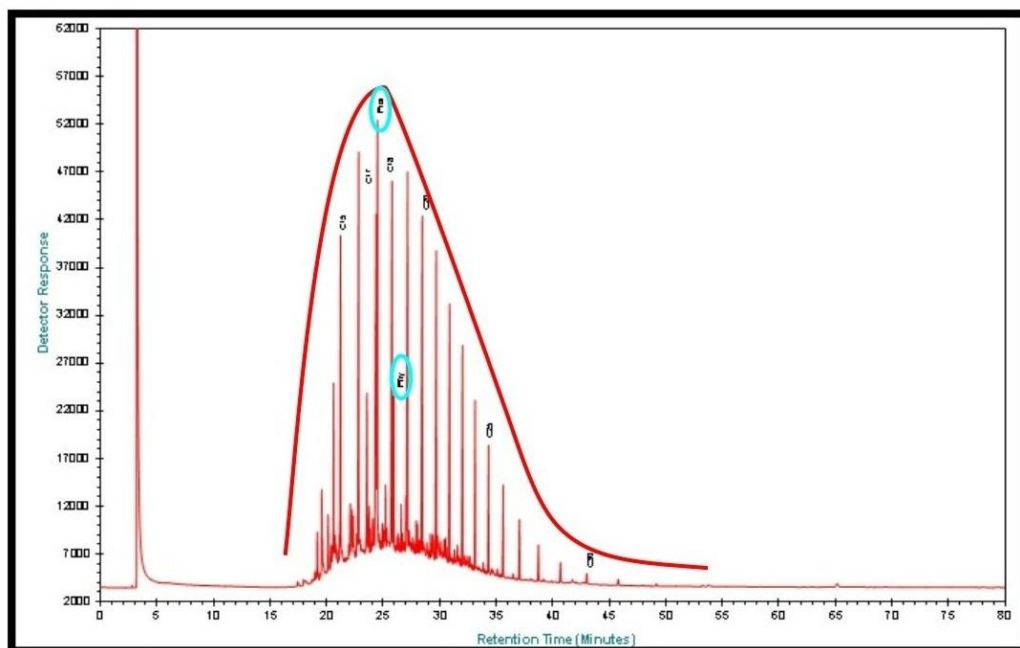
Sumur : RBT deep - 1  
 Formasi : Lemat  
 Kedalaman : 12600 ft

Gambar IV. 31 Alkana normal sampel batuan induk dari Formasi Lemat.

Untuk sampel batuan induk Formasi Talangakar dari sumur BNT – 1 (Gambar IV.32) hasil analisis alkana normalnya juga menunjukkan adanya kesamaan karakter dengan hasil analisis alkana normal pada sampel batuan induk Formasi

Lemat yaitu puncak alkanya kurang dari C<sub>20</sub>. Hal ini menunjukkan sampel batuan induk dari Formasi Talangakar ini juga mengandung material organik alga atau bakteri dengan lingkungan pengendapan transisi atau marin dalam kondisi anoksik sampai suboksik dan memiliki rasio pristana terhadap fitana lebih dari 1.

Berdasarkan hasil analisis distribusi alkana normal pada sampel batuan induk Formasi Lemat dan Talangakar dapat ditarik kesimpulan bahwa hasil analisis batuan induk berkorelasi positif terhadap sampel minyak pada sumur KNG - 1, SK - 3, GNK - 3, FRZ - 3, SK- E2, SK - B2, SK - D4 yang menunjukkan semua sampel tersebut mengandung material organik algal atau bakteri.



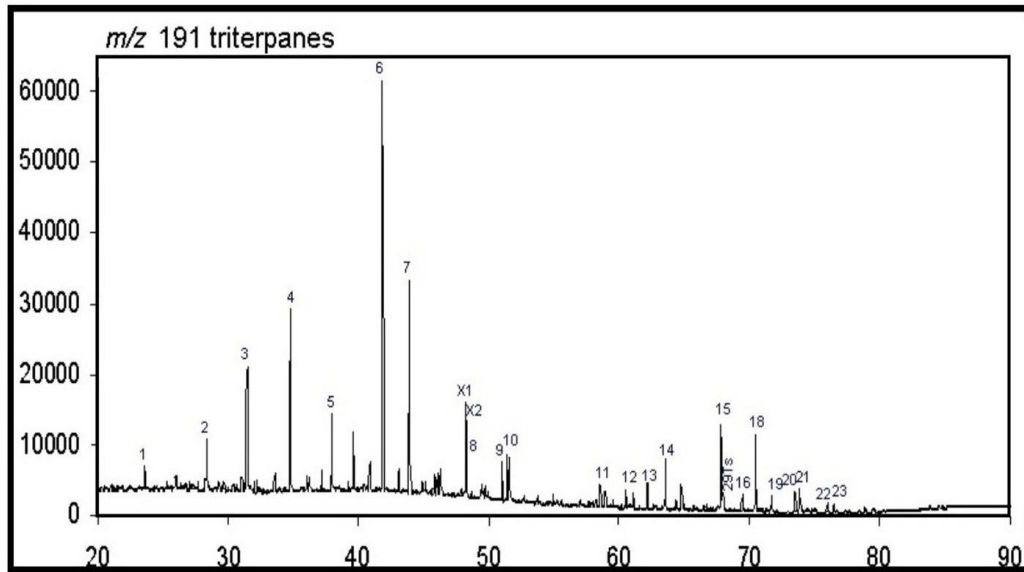
Sumur : BNT - 1  
 Formasi : Talangakar  
 Kedalaman : 11090 ft

Gambar IV. 32 Alkana normal sampel batuan induk dari Formasi Talangakar.

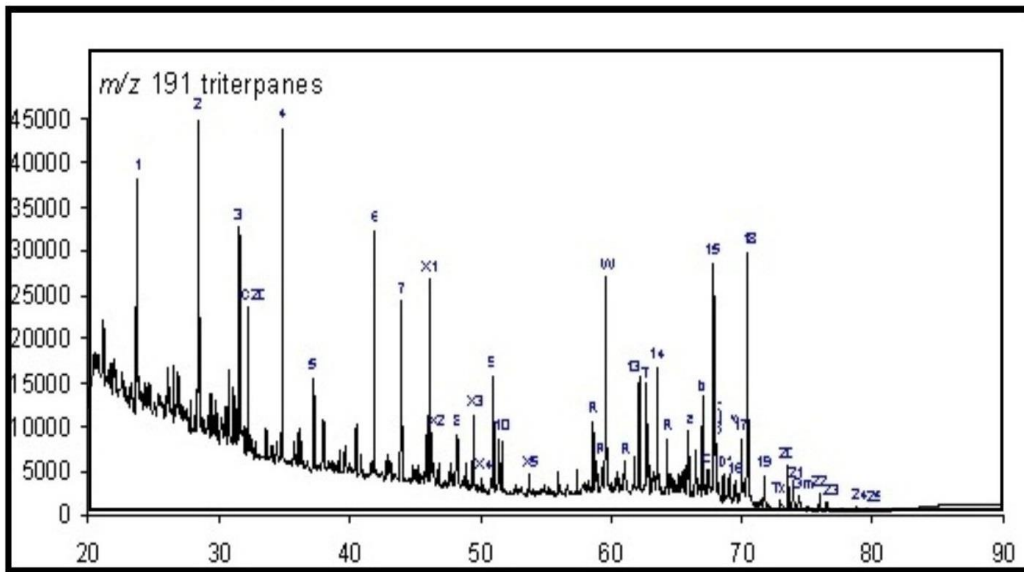
Pada profil triterpana dari sumur SN - 1 (Gambar IV. 33 (Untuk keterangan profil simbol angka dan huruf pada analisis distribusi triterpana terdapat pada

Lampiran 10)) sampel batuan induknya berasal dari Formasi Lemat pada kedalaman 2830 kaki dan sumur RBT deep – 1 pada kedalaman 12600 kaki. Analisis distribusi triterpana ini menunjukkan adanya kandungan campuran material organik darat dan laut, lingkungan pengendapannya transisi terlihat dari pola distribusi terpana trisikliknya. Kedua profil triterpana pada Formasi Lemat ini menunjukkan adanya kehadiran C<sub>23</sub> (6) yang dominan, ada kontribusi minor dari C<sub>19</sub>, C<sub>20</sub> (1-3), mengandung material organik alga/bakteri, dan mengandung material yang bersumber dari tanaman tingkat tinggi seperti oleanana (Ol), C<sub>30</sub> dan resin (R) yang menunjukkan bahwa ada kandungan material organik dari darat. Kehadiran material organik dari darat ini diperkuat dengan adanya kandungan dari komponen batubara dan material resin pada batuan induknya. Pada profil sterananya (Gambar IV. 34 (Untuk keterangan profil simbol angka dan huruf pada analisis distribusi sterana terdapat pada Lampiran 10)) terlihat dominasi resin angiosperma dan bikadinana (W, T, R) yang mengindikasikan adanya pengaruh dari darat.

Profil distribusi triterpana pada BNT – 1 (Gambar IV. 35 (Untuk keterangan profil simbol angka dan huruf pada analisis distribusi triterpana terdapat pada Lampiran 10)) berasal dari sampel batuan induk Formasi Talangakar pada kedalaman 11090 kaki. Pada BNT - 1 profil distribusi triterpananya menunjukkan adanya dominasi trisiklik terpana (1, 2, 3, 4), dengan kandungan material organik berupa bakteri/algae. Material yang tidak terlalu melimpah jumlahnya adalah C<sub>30</sub> triterpana oleanoid, oleanana (Ol), dan gammaserana (Gm), walaupun tidak melimpah material ini sedikit banyaknya mencirikan tipe lingkungan marin dan transisi. Pada profil distribusi sterananya (Gambar IV. 34 (Untuk keterangan profil simbol angka dan huruf pada analisis distribusi sterana terdapat pada Lampiran 10)) terlihat didominasi oleh resin angiosperma dan bikadinana (W, R), yang mengindikasikan adanya pengaruh dari darat.

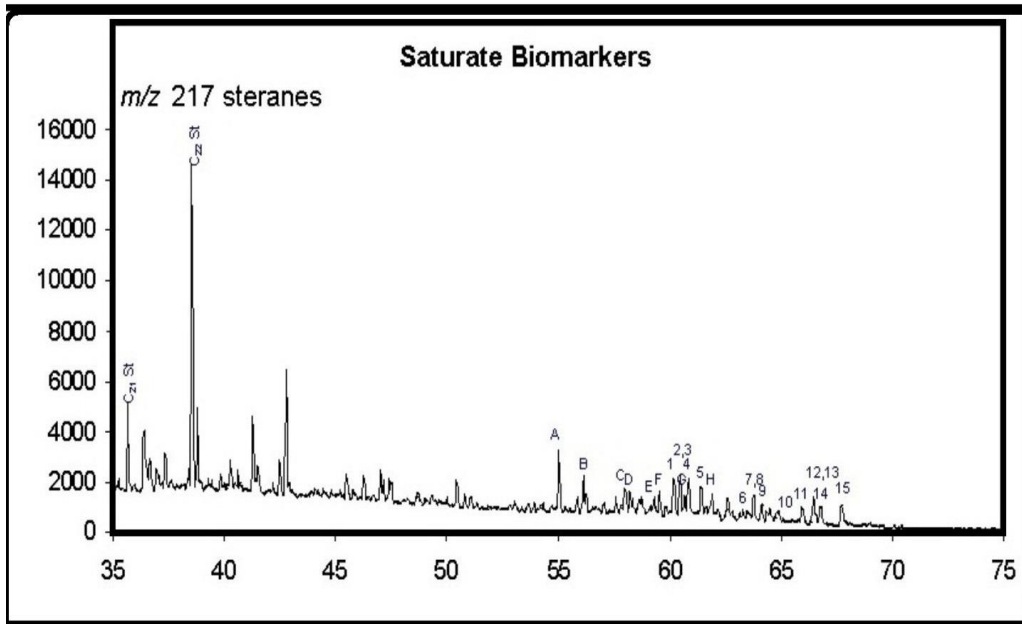


Sumur : SN - 1  
 Formasi : Lemat  
 Kedalaman : 2830 ft

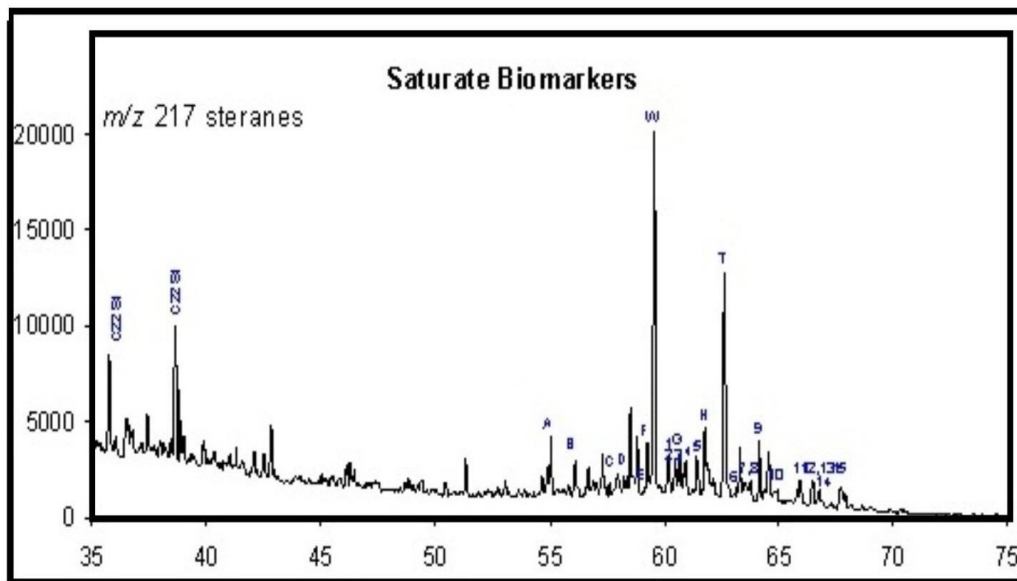


Sumur : RBT deep - 1  
 Formasi : Lemat  
 Kedalaman : 12600 ft

Gambar IV. 33 Triterpana dari sampel batuan induk dari Formasi Lemat.

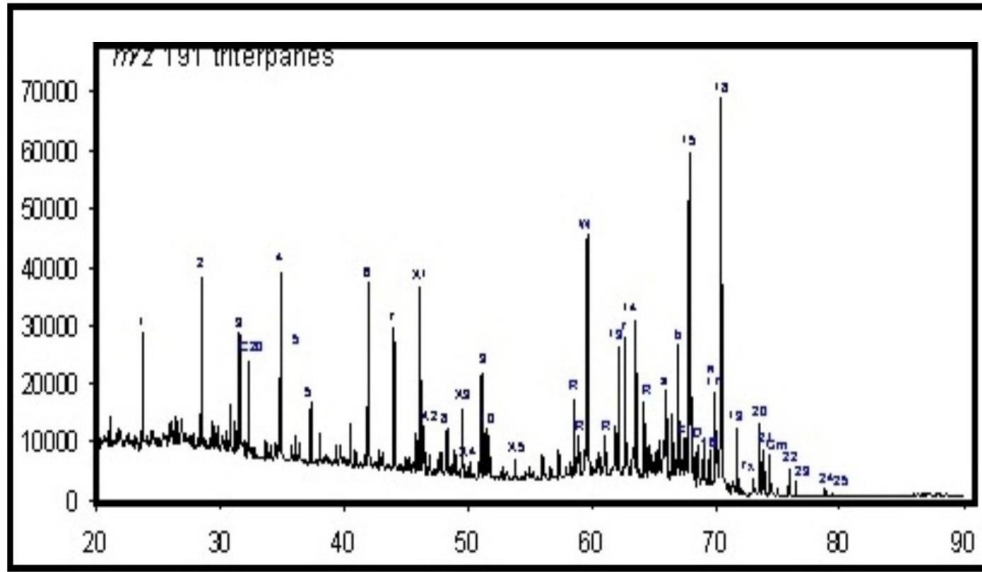


Sumur : SN - 1  
 Formasi : Lemat  
 Kedalaman : 2830 ft

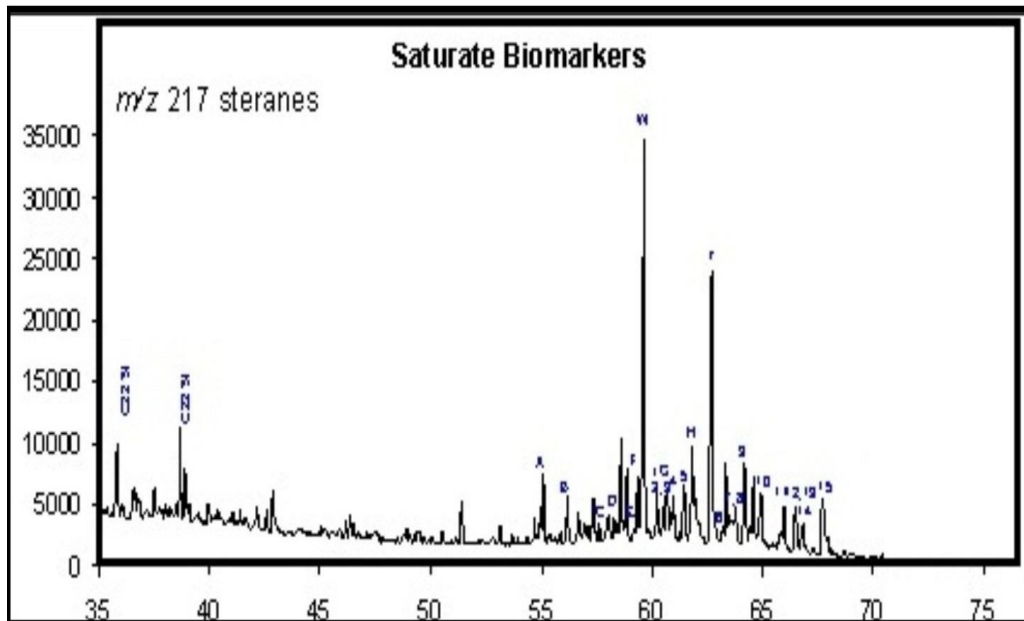


Sumur : RBT deep - 1  
 Formasi : Lemat  
 Kedalaman : 12600 ft

Gambar IV. 34 Sterana dari sampel batuan induk dari Formasi Lemat.



Sumur : BNT - 1  
 Formasi : Talang Akar  
 Kedalaman : 11090 ft



Sumur : BNT - 1  
 Formasi : Talang Akar  
 Kedalaman : 11090 ft

Gambar IV. 35 Triterpana dan sterana dari sampel batuan induk dari Formasi Talangakar Sumur BNT – 1.

Berikut ini analisis profil distribusi triterpana pada beberapa sampel minyak. Pada sumur FRZ – 3 sampel minyak dari Formasi Baturaja pada kedalaman 4804 – 4814 kaki. Pada profil distribusi triterpananya (Lampiran 4) terlihat adanya kehadiran C<sub>23</sub> yang dominan, ada kontribusi minor dari C<sub>19</sub>, C<sub>20</sub> (B-C) dan alga/bakteri (X6), walaupun material yang bersumber dari tanaman tingkat tinggi (triterpana oleanoid (X1)) lebih melimpah. Analisis pada sampel ini terdeteksi pula adanya kandungan biomarker lainnya yang sangat melimpah berupa oleanana (Ol), C<sub>30</sub> dan resin (R) yang menunjukkan adanya kandungan material organik dari darat.

Profil triterpana pada sampel ini menunjukkan bahwa material organiknya berasal dari dua sumber yaitu darat dan laut, sehingga lingkungan pengendapan batuan induknya mencirikan lingkungan pengendapan transisi, dengan sampel minyak yang masuk pada tahap matang sampai terlalu matang. Dari profil sterananya sumur FRZ – 3 ini menunjukkan adanya pengaruh yang sangat kuat dari darat (R). Adanya C<sub>28</sub> dari profil juga terlihat melimpah tapi tidak menentu begitu pula dengan adanya konsentrasi C<sub>27</sub> dan C<sub>29</sub> yang seimbang ini mengindikasikan bahwa lingkungan pengendapan batuan induk masih sama yaitu berasal dari lingkungan transisi.

Sampel minyak Formasi Baturaja pada sumur SK – D4 kedalaman 3588 – 3599 kaki berdasarkan profil distribusi triterpananya (Lampiran 4) relatif menunjukkan adanya kandungan trisiklik yang cukup tinggi, didominasi oleh C<sub>21</sub> (D) dan C<sub>23</sub> (F), yang merupakan penciri minyak lakustrin. Kehadiran C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> (K dan L) walaupun tidak terlalu berlimpah tetapi menutupi kehadiran bikadinana. Selain itu analisis dari sumur ini terdeteksi pula adanya kandungan biomarker lainnya berupa gammaserana (Gm), oleanana (Ol), taraxastana (Tx), Tm (2), C<sub>29</sub> hopana (4) yang diperoleh dari C<sub>30</sub> triterpana oleanoid, umumnya material – material organik ini berasosiasi dengan lingkungan fluviodeltaik atau fluviomarin. Pada profil sterananya (Lampiran 5) sangat sulit diidentifikasi



material organiknya, kebanyakan kandungan yang paling melimpah adalah bikadinana.

Pada sampel minyak Formasi Baturaja dari sumur SK – E2 terlihat profil triterpananya (Lampiran 4) menunjukkan adanya dominasi oleh C<sub>21</sub> (D). Kehadiran C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> (K dan L) bentuk profilnya hampir rancu dengan kehadiran bikadinana (R) yang merupakan profil triterpana dominan penciri resin angiosperma. Biomarker lain penciri tanaman tingkat tinggi yaitu oleanana (Ol), taraxastana (Tx), C<sub>20</sub> hopana, C<sub>29</sub> Ts (Cy) dan C<sub>30</sub> diahopana (Cz) cukup melimpah, material organik ini mencirikan kondisi lingkungan lakustrin, sedangkan gammaserana tidak melimpah. Meluasnya hopana (puncak 8-18) tetapi tidak melimpah merupakan karakteristik dari lingkungan pengendapan oksidasi. Pada profil sterananya (Lampiran 5) didominasi oleh material dari angiosperma yaitu bikadinana (R), sedangkan C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub> sangat sulit diidentifikasi.

Pada sampel minyak Formasi Baturaja dari sumur SK – B2 terlihat profil triterpananya (Lampiran 4) menunjukkan kandungan trisiklik didominasi oleh C<sub>21</sub> (D) dan C<sub>23</sub> (F). Kehadiran C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> (K dan L) tidak terlalu signifikan bentuk profilnya hampir rancu dengan kehadiran bikadinana (R) yang jumlah bikadinananya cukup melimpah. Kehadiran oleanana (Ol) dan taraxastana (Tx) tidak terlalu mencolok dan bentuk profilnya hampir menyatu dengan Tm (2) dan C<sub>29</sub> hopana (4), C<sub>30</sub> triterpana oleanoid yang merupakan penciri angiosperma yang umumnya terdapat pada lingkungan fluviodeltaik ataupun fluviomarin. Terdapat pula gammaserana pada profil ini walaupun tidak mencolok. Pada profil sterananya (Lampiran 5) didominasi oleh material dari angiosperma yaitu bikadinana (R) disetiap puncaknya, sedangkan C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub>. sangat sulit diidentifikasi akibat interferensi bikadinana yang cukup ekstrem.

Pada sampel minyak Formasi Baturaja dari sumur KNG - 1 terlihat profil triterpananya (Lampiran 4) menunjukkan kandungan trisiklik didominasi oleh

C<sub>19</sub> – C<sub>31</sub>, yang merupakan penciri material organik alga. Kehadiran C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> tidak terlalu signifikan dan kehadiran oleanana (Ol) tidak terlalu mencolok dan C<sub>30</sub> triterpana oleanana yang merupakan penciri angiosperma yang umumnya terdapat pada lingkungan fluviodeltaik ataupun fluviomarin. Terdapat pula gammaserana pada profil ini walaupun tidak mencolok. Pada profil sterananya (Lampiran 5) didominasi oleh material dari angiosperma yaitu bikadinana (R) di setiap puncaknya.

Pada sampel minyak Formasi Baturaja dari sumur SK – 3 pada kedalaman 3298 - 3311 kaki. Terlihat profil distribusi triterpananya (Lampiran 4) menunjukkan adanya distribusi alga, didominasi oleh C<sub>21</sub> (D) dan C<sub>23</sub> (F). Kehadiran C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> (K dan L) yang signifikan, selain itu terdapat biomarker dari tanaman tingkat tinggi yaitu melimpahnya biomarker pentasiklik berupa bikadinana (R), C<sub>30</sub> triterpana oleanoid, oleanana (Ol), taraxastana (Tx), yang mengindikasikan adanya kontribusi dari lingkungan oksik. Pada profil sterananya (Lampiran 5) didominasi oleh material dari angiosperma yaitu bikadinana (R) yang menyatu dengan C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub>. Material ini mencirikan percampuran material algal/tanaman darat pada kerogen.

Pada sampel minyak Formasi Baturaja dari sumur GNK – 3 pada kedalaman 3328 kaki. Terlihat profil distribusi triterpananya (Lampiran 4) menunjukkan adanya distribusi alga, didominasi oleh C<sub>23</sub> (F). Kehadiran C<sub>28</sub> dan C<sub>29</sub> (K dan L) tidak terlalu signifikan, selain itu terdapat biomarker dari tanaman tingkat tinggi yaitu melimpahnya biomarker pentasiklik berupa bikadinana (R), oleanana (Ol) yang mengindikasikan adanya kontribusi dari lingkungan oksik. Pada profil sterananya (Lampiran 5) didominasi oleh material dari angiosperma yaitu bikadinana (R). Material ini mencirikan percampuran material algal/tanaman darat pada kerogen.

Berdasarkan hasil analisis distribusi triterpana dan sterana pada sampel batuan induk Formasi Lemat dan Talangakar menunjukkan bahwa sampel batuan induk

tersebut mengandung material organik campuran alga dan tanaman tingkat tinggi. Hal ini merupakan penciri lingkungan pengendapan transisi atau fluvial - deltaik dan berkorelasi positif terhadap sampel minyak dari Formasi Baturaja pada sumur KNG - 1, SK - 3, GNK - 3, FRZ - 3, SK- E2, SK - B2, SK - D4.

#### **IV.5.1 Korelasi Batuan Induk – Minyak dan Pemodelan Termal**

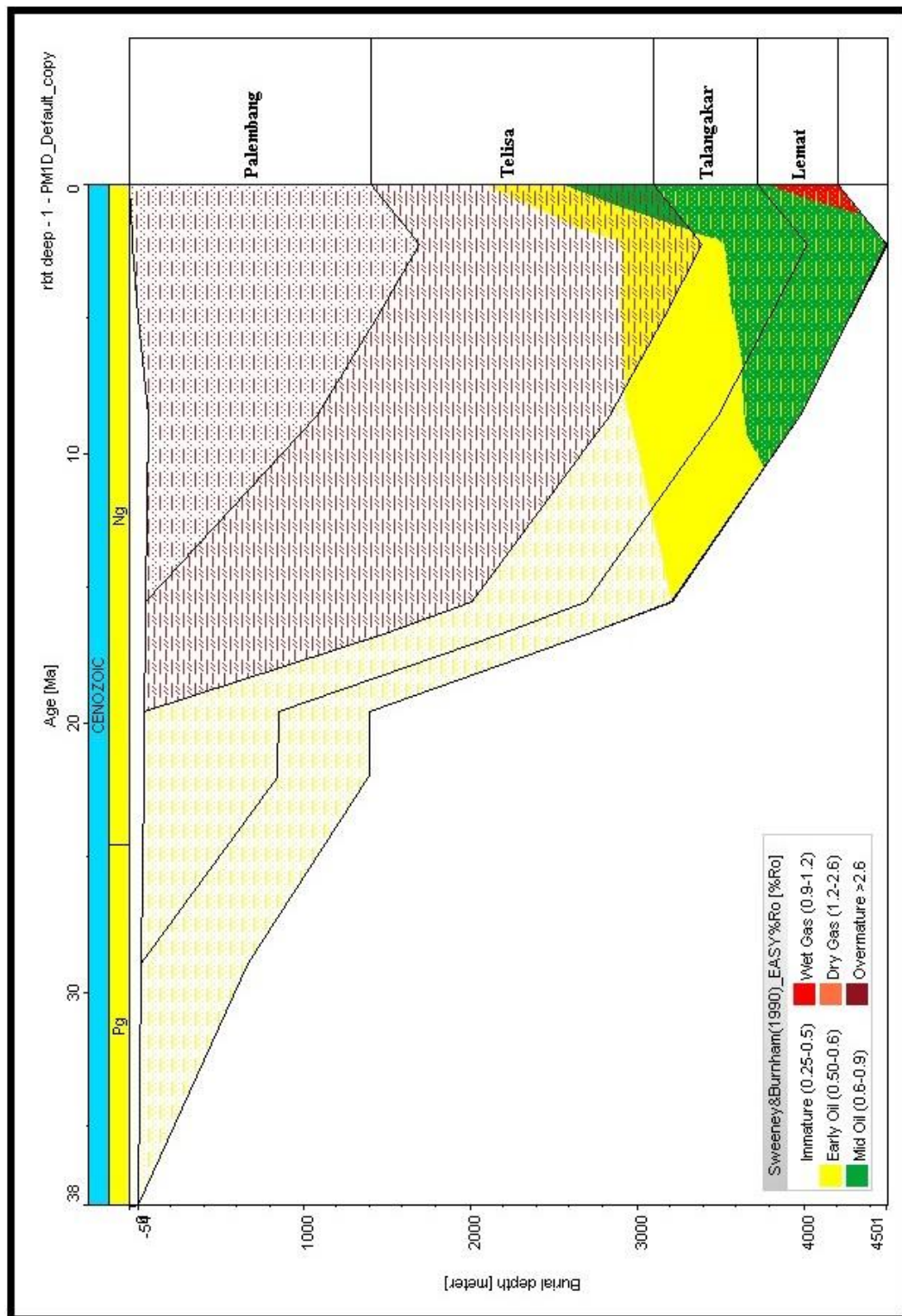
Kematangan batuan induk daerah penelitian erat kaitannya dengan sejarah pemendaman (*burial history*), lingkungan pengendapan dan kondisi geologi di daerah penelitian. Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan yang terbentuk dari beberapa terban dan bagian-bagian yang dalam (*graben*). Salah satu formasi yang diteliti sebagai batuan induk adalah Formasi Lemat yang merupakan formasi yang berasal dari endapan-endapan tinggian purba suatu sistem *graben* dan mengisi cekungan berupa sedimen nonmarin. Formasi Lemat yang diidentifikasi sebagai endapan awal dari retakan awal (*early syn-rift*) pada Tersier Awal (Oligosen), lingkungan pengendapannya fluviodeltaik. Formasi Talangakar mengisi cekungan ketika proses retakan telah berhenti dan masuk ke fase pelengkungan setelah fase retakan (fase *sagging*), dengan lingkungan pengendapan fluvial - deltaik. Hasil analisis kematangan menunjukkan Formasi Lemat mempunyai kualitas kematangan yang cukup baik. Hal tersebut salah satunya disebabkan oleh pembebanan oleh Formasi Talangakar terhadap Formasi Lemat yang pada kala itu mekanisme yang terjadi pada cekungan proses retakan berhenti, masuk fase *sagging* atau fase pelengkungan diiringi laju sedimen yang terus berlanjut mengisi cekungan.

Korelasi batuan induk dengan minyak dilakukan dengan parameter indeks hidrogen untuk batuan induk dan distribusi sterana untuk sampel minyak. Pada analisis sampel minyak daerah penelitian dengan menggunakan distribusi sterana menghasilkan kelompok minyak yaitu kelompok minyak *terrestrial - transisi*, sedangkan analisis indeks hidrogen menghasilkan tipe kerogen yang bisa diinterpretasikan lingkungan pengendapannya dari material yang dikandungnya

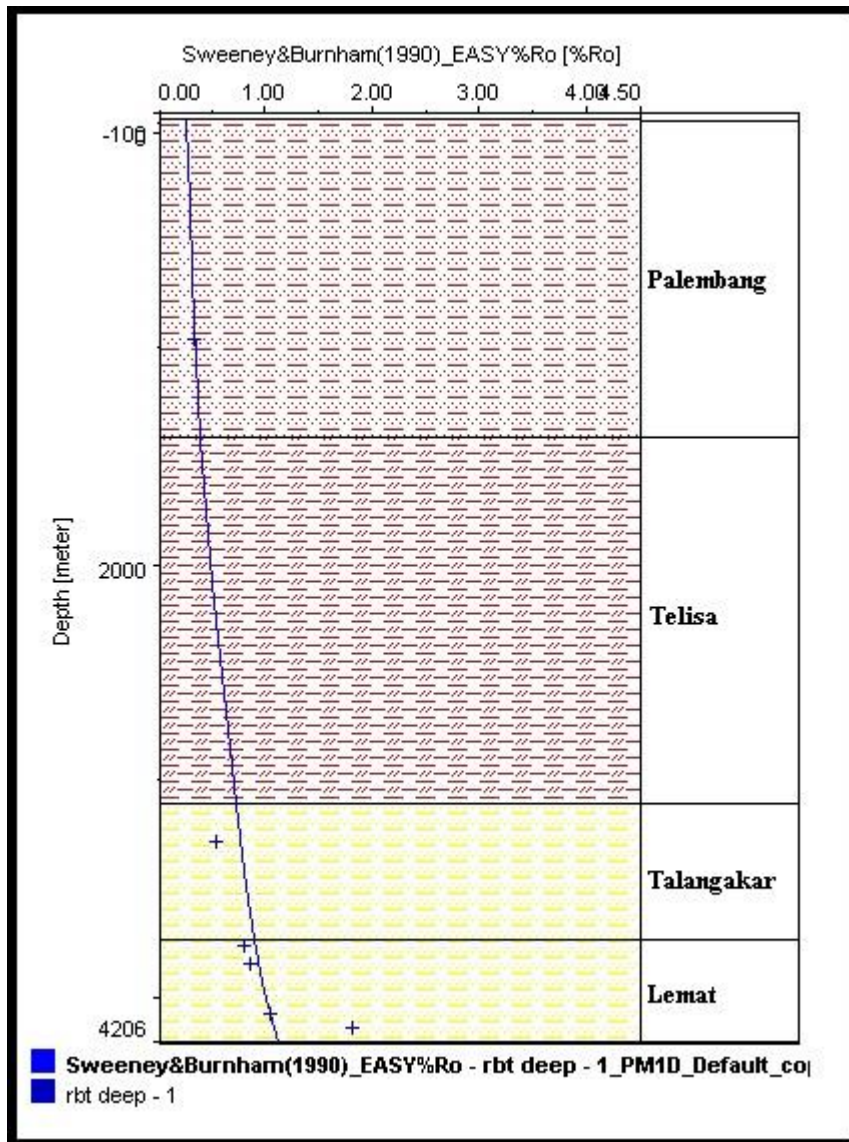
yaitu tipe II dan tipe III. Korelasi dari parameter-parameter tersebut menunjukkan minyak kemungkinan berasal dari Formasi Talangakar dan Lemat yang kedua formasi ini sampel batuan induknya juga mengindikasikan lingkungan pengendapan dari darat sampai laut yaitu, fluvial - deltaik.

Berikut ini analisis pemodelan termal dilakukan dengan perangkat lunak *PetroMod* 1D pada salah satu sumur batuan induk yaitu sumur RBT deep - 1 (Gambar IV.36). Hasil analisis menunjukkan bahwa kematangan termal batuan induk pada sumur RBT deep – 1 berawal pada Formasi Lemat di umur Miosen Tengah di kedalaman 3800 m dan kematangan maksimum terjadi pada umur Miosen Akhir dengan kedalaman 4200 m. Pada Formasi Talangakar juga menunjukkan adanya kematangan termal batuan induk, dimulai pada kedalaman 3200 m sampai 2400 m kematangan ini terjadi mulai pada umur Miosen Akhir, hal ini menyebabkan Formasi Lemat pada sumur RBT deep - 1 dan Formasi Talangakar berpotensi menjadi batuan induk yang potensial di daerah penelitian. Tren kurva kematangan dengan parameter ini reflektansi vitrinit (%*R<sub>o</sub>*) dan gradien termal ditunjukkan pada gambar IV.37 dan IV.38. Formasi yang terdapat dalaman akan mempunyai kematangan yang lebih baik daripada formasi yang terdapat di tepi cekungan. Hal ini terlihat pada analisis kematangan sumur RBT deep – 1 pada Formasi Lemat.

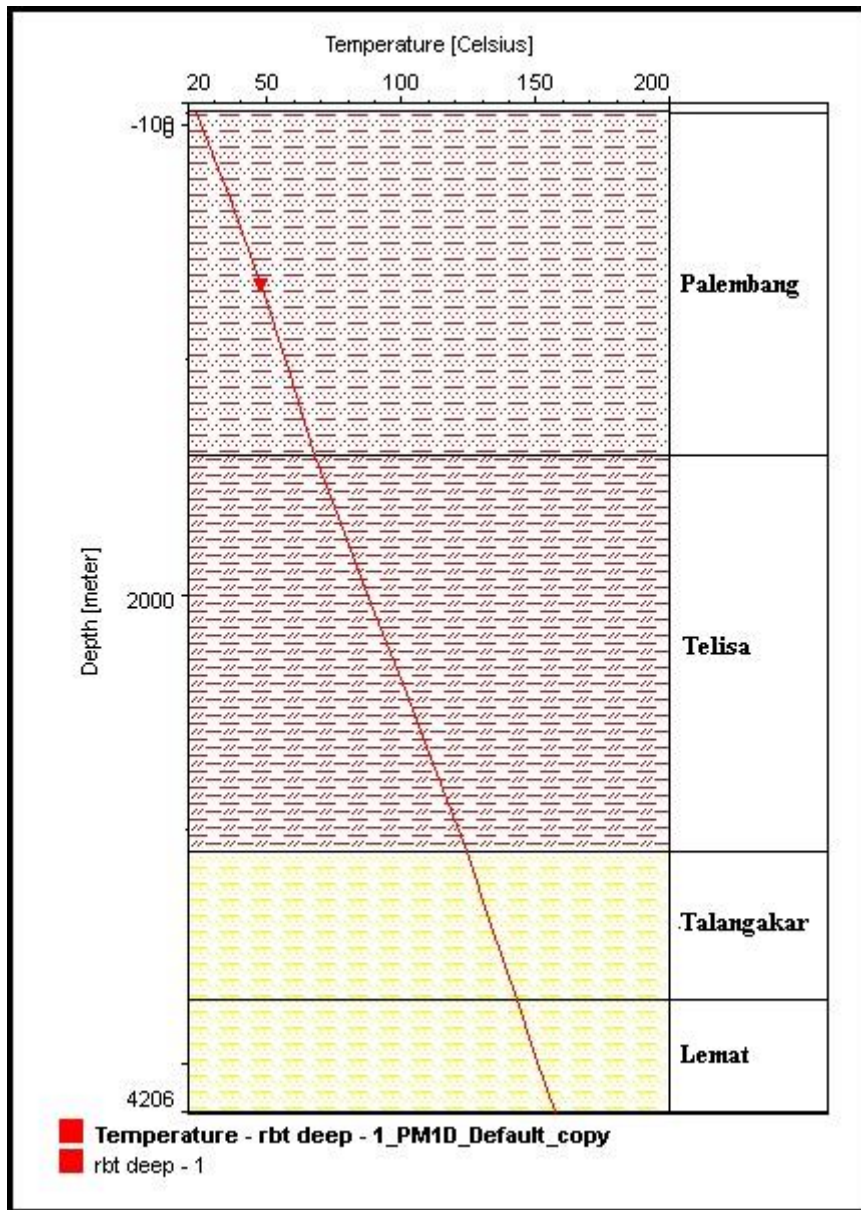
Migrasi minyak ke bagian barat cekungan diperkirakan terjadi secara lateral pada Formasi Baturaja yang berperan sebagai reservoir dan secara vertikal melalui sesar yang memotong Formasi Lemat dan Formasi Talangakar. Formasi Gumai atau Telisa pada daerah penelitian berperan sebagai batuan penutup. Migrasi hidrokarbon ke bagian barat daerah penelitian secara sederhana ditunjukkan pada Gambar IV.39 dan gambar diperbesar pada Lampiran 6.



Gambar IV.36 Sejarah pemendaman (*burial history*) pada sumur RBT deep - 1.

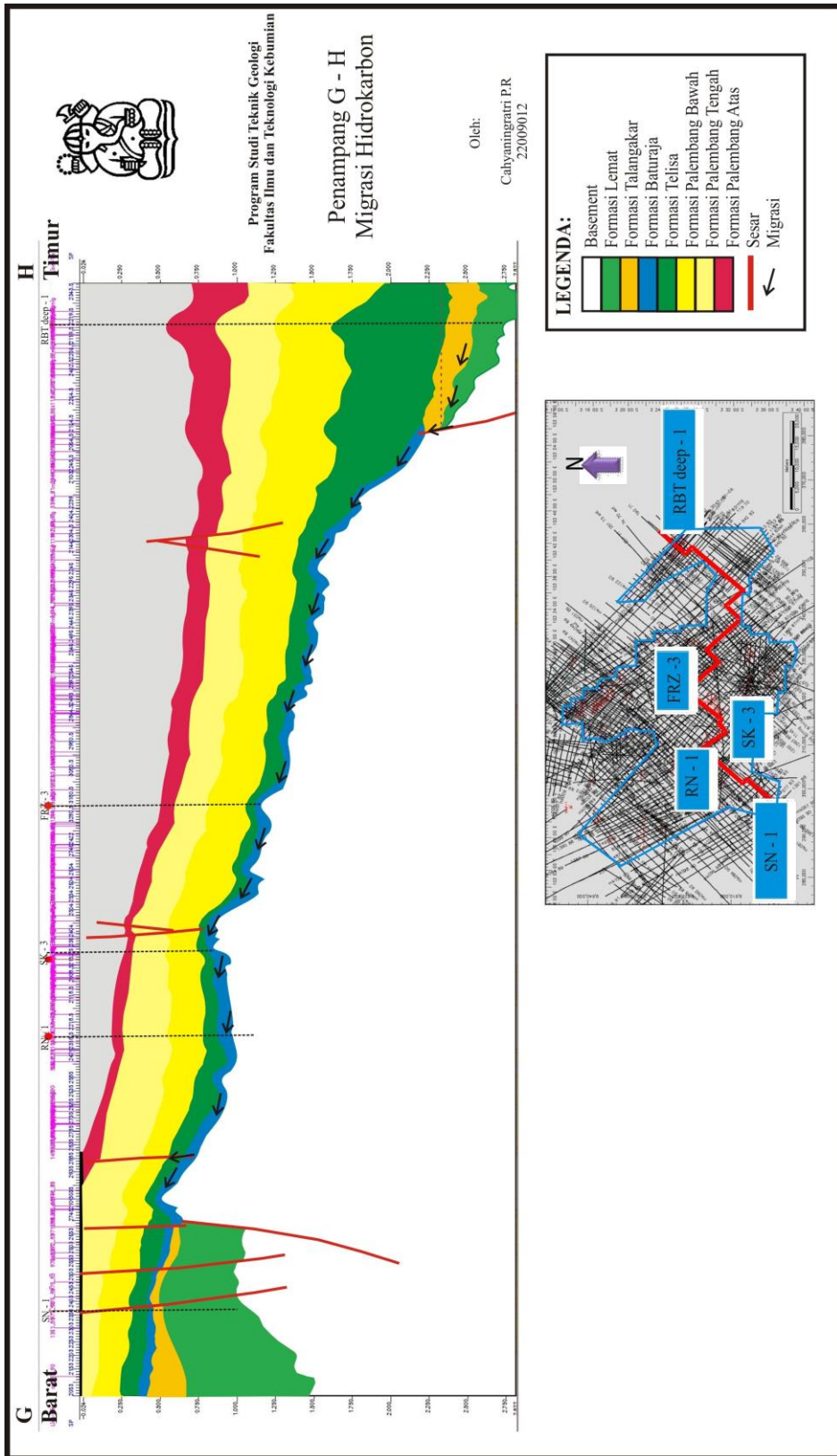


Gambar IV.37 Tren kematangan sumur RBT deep – 1 dengan parameter reflektansi vitrinit.



Gambar IV.38 Gradien termal sumur RBT deep – 1.





Gambar IV.39 Migrasi hidrokarbon pada daerah penelitian.



## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

Formasi yang berperan sebagai batuan induk pada daerah penelitian adalah Formasi Lemat dan Formasi Talangakar keduanya memperlihatkan parameter potensi, kualitas dan kematangan yang cukup baik sehingga berpotensi sebagai batuan induk.

Hasil korelasi antara sampel batuan induk dan sampel minyak keduanya berkorelasi positif. Berdasarkan hasil analisis biomarker pada sampel minyak dan batuan induk, hasil analisis keduanya menunjukkan kemiripan genetik dari kandungan material organiknya yaitu berasal dari campuran antara tanaman tingkat tinggi dan algal (Lampiran 10).

Secara geokimia lingkungan pengendapan batuan induknya fluvial – deltaik, jika dibandingkan dengan analisis data log sumurnya ada kecocokan lingkungan pengendapan antara analisis secara geokimia dan analisis data log sumur, hasil analisisnya untuk lingkungan pengendapan batuan induknya sama, yaitu fluvial – deltaic (Lampiran 10).

Sejarah pemendaman menunjukkan bahwa kematangan termal batuan induk pada sumur RBT deep – 1 berawal pada Formasi Lemat di umur Miosen Tengah di kedalaman 3800 m dan kematangan maksimum terjadi pada umur Akhir Miosen dengan kedalaman 4200 m, pada Formasi Talangakar juga menunjukkan adanya kematangan termal batuan induk, dimulai pada kedalaman 3200 m sampai 2400 m kematangan ini terjadi mulai pada umur Miosen Akhir, hal ini menyebabkan Formasi Lemat pada sumur RBT deep - 1 dan Formasi Talangakar berpotensi menjadi batuan induk yang potensial.

Arah migrasi hidrokarbon dari batuan induk menuju reservoir dikontrol oleh patahan – patahan yang berkembang di daerah penelitian, dan hidrokarbon yang terbentuk bermigrasi dari arah timur ke arah barat ke sebagian Formasi Baturaja yang berperan sebagai reservoir pada daerah penelitian.

## DAFTAR PUSTAKA

- Aquino Neto F.R., Trendel, J.M., Restle, A., Connon, J., Albrecht, P.A. (1983): Occurrence and Formation of Tricyclic and Tetracyclic Terpanes in Sediments and Petroleums, *Advances in Organic Geochemistry*, 659 – 667.
- Bishop, M.G. (2001): *The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System South Sumatra Basin, Indonesia*. Open-File Report 99-50-S.
- de Coster, G.L. (1974): The Geology of the Central and South Sumatra Basins. *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 3<sup>rd</sup> Annual Convention*, Jakarta, 77 – 110.
- Davies, P.R (1984): Tertiary Structural Evolution and Related Hydrocarbon Occurrences, North Sumatra Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 13<sup>th</sup> Annual Convention*, Jakarta, 19 – 50.
- Eubank, R.T. dan Makki A.C. (1981): Structural Geology of the Central Sumatra Back-arc Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 10<sup>th</sup> Annual Convention*, Jakarta, 153-196.
- Ekweozor, C.M., Udo, O.T. (1988): The Oleananes: Origin, Maturation, and Limits of Occurrence in Southern Nigeria Sedimentary Basin: *Organic Geochemistry*, **13**, 131 – 140.
- Ginger D., Fielding K. (2005): The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatra Basin, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 30<sup>th</sup> Annual Convention*, Jakarta, 67-89.
- Huang, W.Y. dan Meinschein W.G. (1979): Sterol as source indicator of organic materials in sediments. *Geochemica et Cosmochimica Acta* **40**, 323-330.
- Hunt, J.M. (1996): *Petroleum Geochemistry and Geology*, 2<sup>nd</sup> edition, New York, W.H. Freeman and Company, 273 – 351.
- Illich, R.A. (1983): Pristane, Phytane, and Lower Molecular Weight Isoprenoid Distribution in oil, *Buletin of American Assosiation of Petroleum Geologists*, **67**, 385 – 393.
- Jones, P.J. dan Philp, R.P. (1990): Oils and Source Rocks from Pauls Valley, Anadarko Basin, Oklahoma, U.S.A, *Applied Geochemistry*, **5**, 429 – 448.

- Kamal A. (1999): Hydrocarbon Potential in the Pasemah Block, A Frontier Area in the South Sumatera, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 27<sup>th</sup> Annual Convention*, 49-63.
- Kamal A., Argakoesoemah R.M.I., dan Solichin. (2005): *A Proposed Basin Scale Lithostratigraphy for South Sumatera Basin, Stratigraphy of Sumatera Workshop*, IAGI, Duri.
- Koesoemadinata, R.P. (1980): *Geologi Minyak-Gasbumi*, Penerbit ITB, Bandung.
- Koesoemadinata, R.P. (2002): *Guide Book 2002 South Sumatra Geological Field Trip*, P.T. Exspan Nusantara, Jakarta.
- MEPI – BEICIP. (2007): *Regional Study South Sumatra Basin*, Jakarta. (Tidak dipublikasi)
- MEPI. (2008): *Guide Book of South Sumatra Basins Field Trip for GGT 2008*, Jakarta. (Tidak dipublikasi)
- Morley, R.J. (1991): Tertiary Stratigraphic Palynology in Southeast Asia Current Status And New Directions. *Geol. Soc. Malaysia*, **28**, 36.
- Peters, K.E. dan Cassa, M.R. (1994): Applied Source Rock Geochemistry, dalam L. B.Magoon and W. G. Dow (Eds.), *The petroleum systems – From source to trap, AAPG Memoir 60, published by American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa, 93 – 120.
- Peters, K.E. dan Moldowan, J. (1993): *The Biomarker Guide Interpreting Molecular Fossil in Petroleum and Ancient Sediments*, Prentice – Hall, Inc., New Jersey, 110 – 265.
- Price, L., O’Sullivan, T., Alexander, R. (1987): The Nature Occurrence of Oil in Seram, Indonesia, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 16<sup>th</sup> Annual Convention*, 141 – 173.
- Pulunggono, A. dan Cameron, N.R. (1984): Sumatran Microplates, their Characteristics and their Roll in the Evolution of the Central and South Sumatra Basins, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 13<sup>th</sup> Annual Convention*, 121-143.
- Pulunggono, A., Haryo A.S., Kosuma, C.G. (1992): Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatera Basin : A Study of Sar-Maps, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 21<sup>st</sup> Annual Convention*, 339 - 360.

- Rashid, H., Sosrowidjojo, I.M., dan Widiarto, F.X. (1998): Musi Platform and Palembang High: A new look at the Petroleum System, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 26<sup>th</sup> Annual Convention*, 265-276.
- Robinson, K.M. (1987): An Overview of Source Rock and Oils in Indonesia, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 16<sup>th</sup> Annual Convention*, 97-122.
- Santika, R. (2011): Evaluasi dan Korelasi Batuan Induk dan Minyak Bumi Subcekungan Balam, Cekungan Sumatra Tengah. Skripsi Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi Unpad.
- Seifert, W.K., Moldowan, J.M. (1980): *The effect of thermal stress on source rock quality as measured by hopane stereochemistry*, dalam Douglas, A. G. dan Maxwell, J. R., Eds, *Advances in Organic Geochemistry*, 229 – 237.
- ten Haven, H.L. dan Schiefelbein, C. (1995): The Petroleum System of Indonesia, *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 24<sup>th</sup> Annual Convention*, Jakarta, 443 – 459.
- Tissot, B.P., and Welte, D.H. (1984): *Petroleum Formation and Occurrence* (2<sup>nd</sup> ed.): Heidelberg (Springer-Verlag).
- Waples, D.W. (1985): *Geochemistry in Petroleum Exploration*, International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Waples, D. dan Curiale, J. (1999): Oil – Oil and Oil – Source Rock Correlation dalam Beaumont E, A., Eds, *AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology*, **8**, 3 – 59.
- Waples, D. dan Machihara, T. (1991): *Biomarker for Geologist – a practical guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology*, *AAPG Methods in Exploration Series 9*, The American Association of Petroleum Geologist, Oklahoma.
- Zumberge, J.,E. (1984): Source Rock of The La Luna Formation (Upper Cretaceous) in The Middle Magdalena Valley, Colombia, dalam Palacas, J. G., Eds, *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rock, AAPG Studies in Geology*, **18**, 127 – 134.