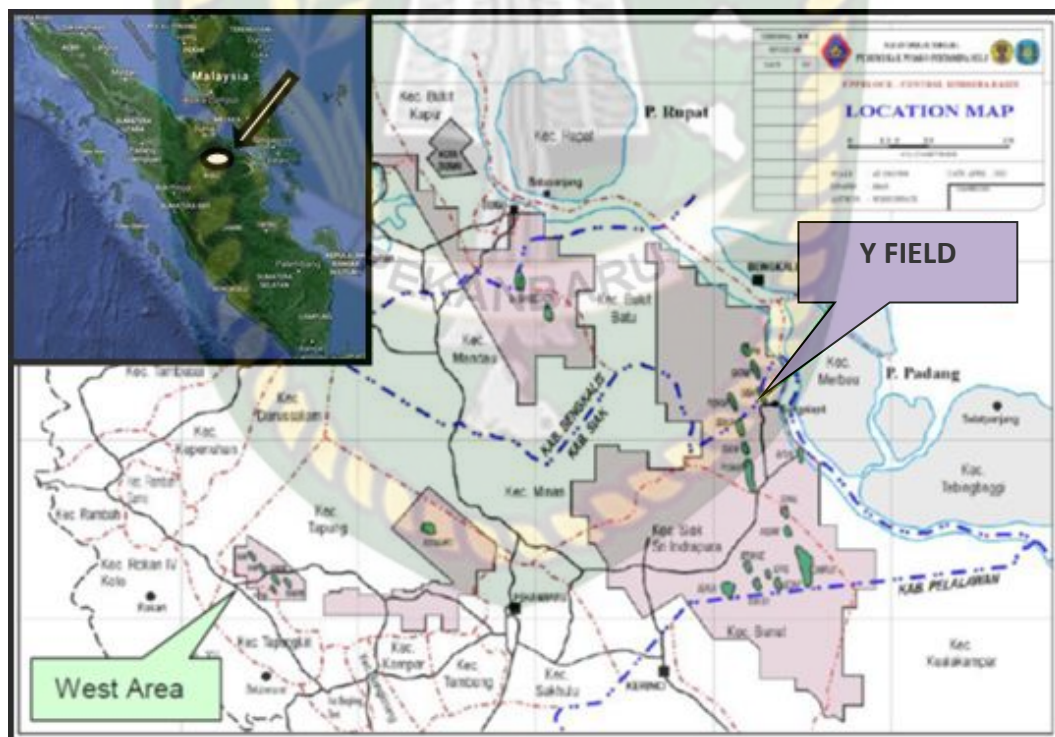


BAB III

GAMBARAN LAPANGAN

3.1 Geologi Regional

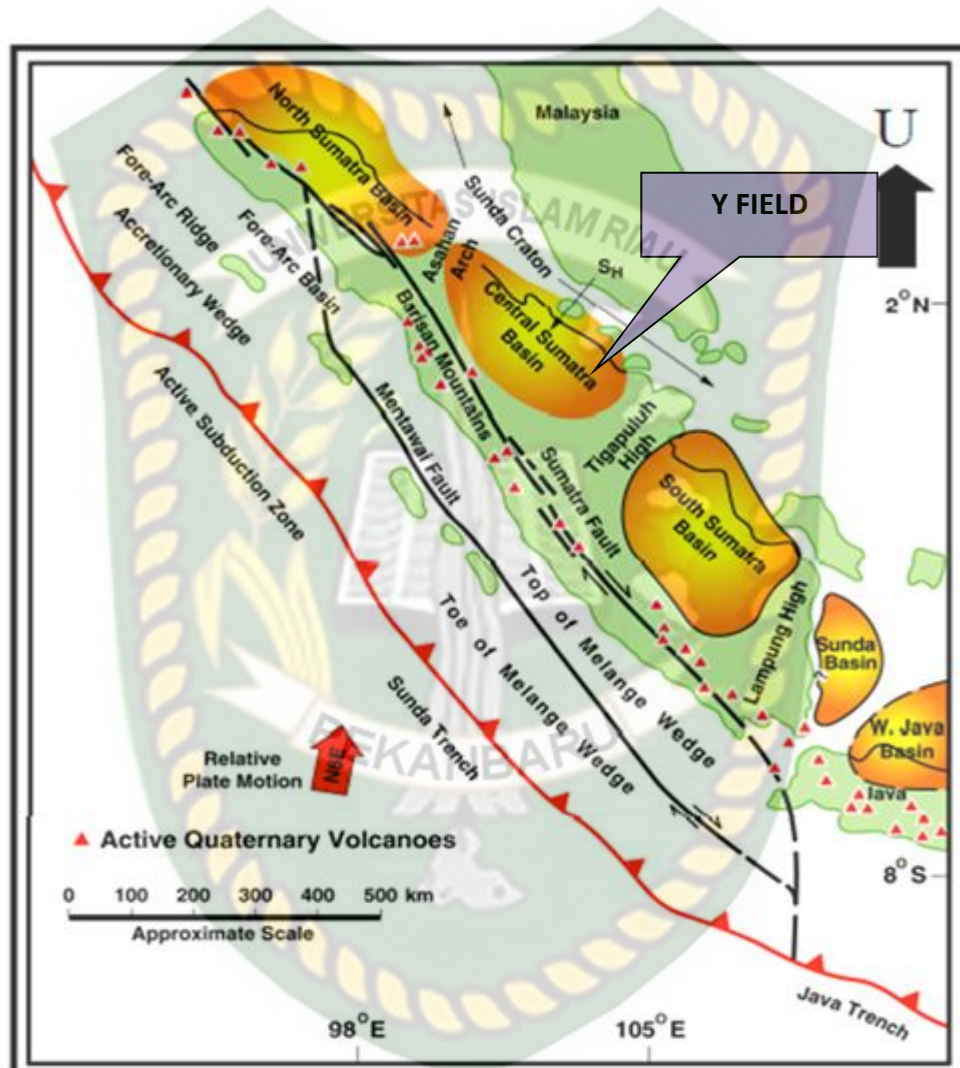
Lapangan Y secara regional terletak di Sub-cekungan Dataran Pantai (*Coastal Plain*) sebelah utara. Sub cekungan ini merupakan bagian dari kerangka regional Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok CPP milik Badan Operaasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. Secara administrasi terletak di Kabupaten Siak, Propinsi Riau. **Gambar 3.1** memperlihatkan peta lokasi Lapangan Y di area Blok CPP.



Gambar 3.1 Peta lokasi lapangan Y di dalam Blok CPP yang dikelola oleh BOB. PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu⁽¹⁾

Secara geologi lapangan ini terletak di bagian Timur Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan salah satu cekungan tersier di Pulau Sumatera. Kerangka

tektonik Sumatera merupakan busur magmatik yang berhubungan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia dengan arah N 6° E seperti terlihat pada **Gambar 3.2**

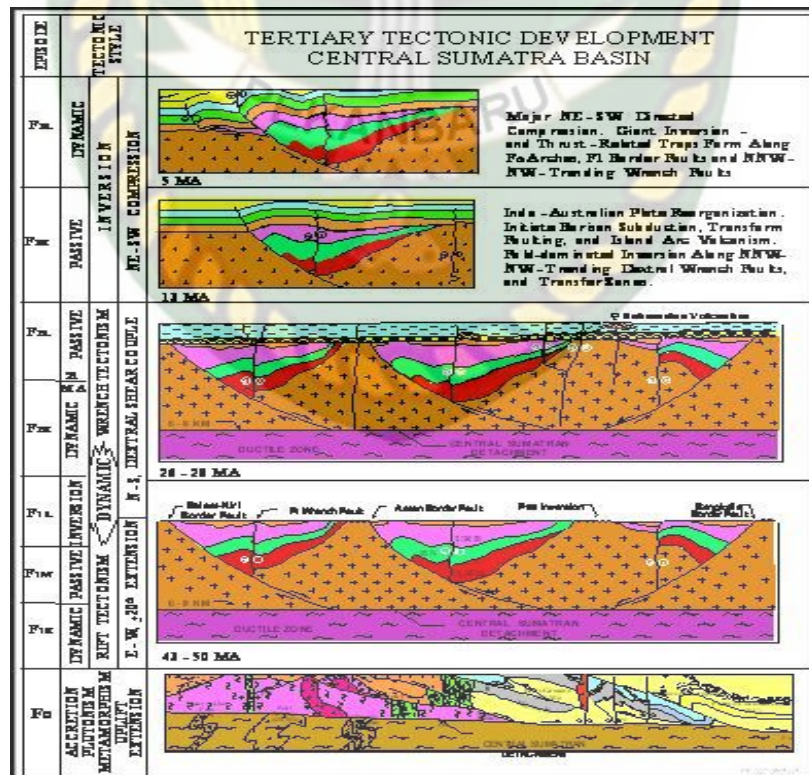


Gambar 3.2 Kerangka Umum Tektonik Pulau Sumatera
(Mertosono dan Nayoan, 1974) ⁽¹⁾

Batas Cekungan Sumatera Tengah sebelah barat berbatasan dengan busur vulkanis dan pengangkatan geantiklin Pegunungan Barisan. Sebelah selatan berbatasan dengan tinggian Kampar-Tigapuluh, utara oleh busur Asahan dan sebelah timur berbatasan dengan *Craton* Sunda. Sejumlah elemen struktur utama aktif Sumatera berarah barat laut paralel dengan palung Sunda termasuk juga

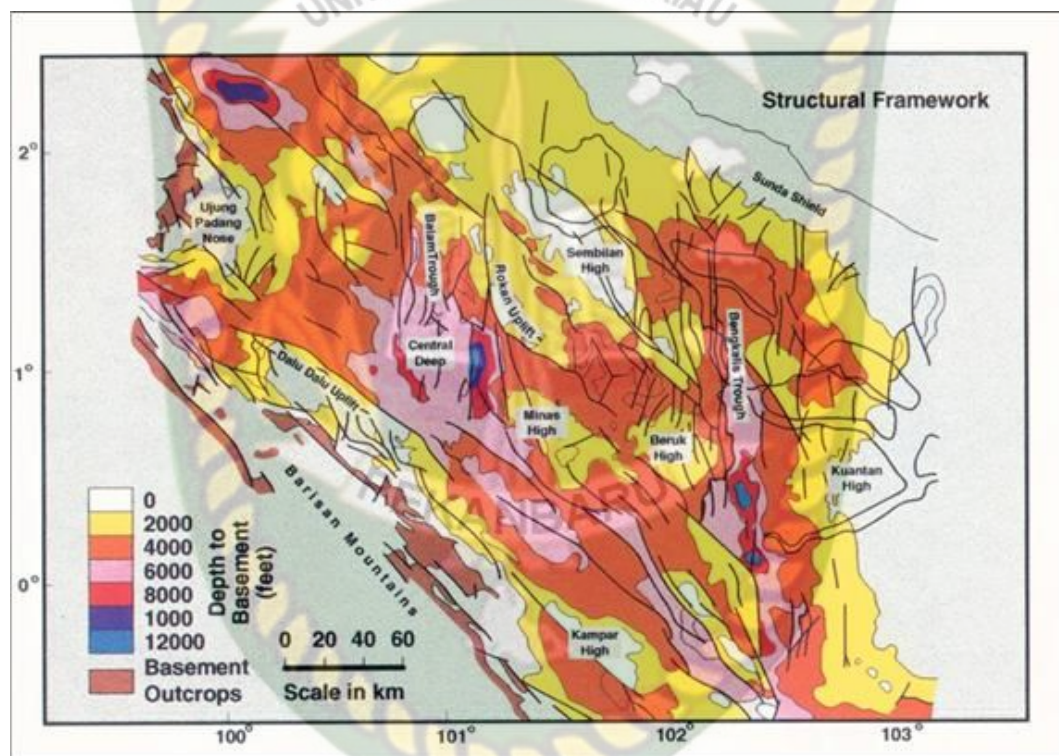
punggungan busur luar, cekungan busur luar, dan busur vulkanis Barisan dan zona sesar besar Sumatera. Struktur berarah barat laut dan sebaran topografi yang terbentuk pada akhir masa Cenozoikum yang saling menumpuk dengan Busur Asahan berarah utara-timur laut, tinggian Lampung dan blok Pegunungan Tigapuluh yang berarah barat-barat laut. (Mertosono dan Nayoan, 1974). Elemen struktur positif ini dikombinasikan untuk pembagian dataran Sumatera menjadi Cekungan Sumatera Utara (NSB), tengah (CSB) dan selatan (SSB).

Eubank dan Makki, 1987 merupakan peneliti pertama yang meneliti tentang batuan dasar Cekungan Sumatera Tengah. Penelitian tersebut berhasil membagi tatanan terrain batuan dasar dalam empat bagian. Terrain tersebut adalah Mutus yang berarah utara-barat laut, kuarsinit-pilitik Malaka, Mergui dan Kelompok Sedimen Tapanuli. **Gambar 3.3** memperlihatkan susunan tatanan distribusi dari litologi batuan dasar untuk dapat mengetahui sejarah Cekungan Sumatera Tengah pada masa pra-Tersier.



**Gambar 3.3 Tektonostratigrafi Batuan Dasar
Cekungan Sumatera Tengah (Eubank dan Makki, 1987)⁽¹⁾**

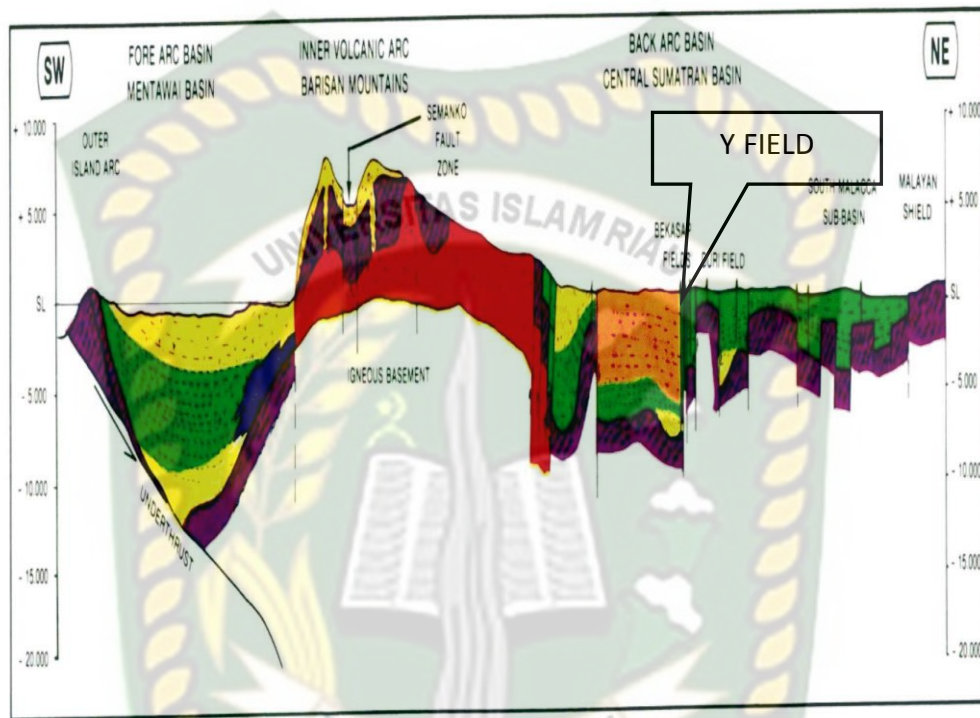
Geologi Cekungan Sumatera Tengah terbentuk atas sistem rombuk multi skala dari sesar dan lipatan berarah. Sistem tersebut mempunyai arah umum N-S yang berumur lebih tua dan NW-SE yang mempunyai kisaran umur Paleogen (Mertosono dan Nayoan, 1974; de Coster, 1975). Deformasi dari sistem ini menghasilkan sesar utama yang memotong batuan dasar dengan arah utama N-S dan NW-SE. **Gambar 3.4** memperlihatkan peta struktur atas dari Cekungan Sumatera Tengah yang mempunyai karakter sebagai perkembangan dari rift-basin.



Gambar 3.4 Peta Struktur Atas Batuan Dasar Cekungan Sumatera Tengah (Mertosono dan Nayoan, 1974; de Coster, 1975)⁽¹⁾

Eubank dan Makki (1981) menekankan bahwa kedua arah umum dari sesar dan lipatan tersebut merupakan produk aktif tektonik yang terjadi selama kurun waktu Mosozoik - Tersier. Deformasi ini menyusun Graben dan Half Graben Pematang dan mewakili perkembangan deformasi batuan dasar akibat dari tekanan pada busur belakang dan dextral wrenching. Heidrick dan Aulia (1993) membagi satuan Gaben Pematang menjadi 4 bagian, yaitu: Barumun, Balam

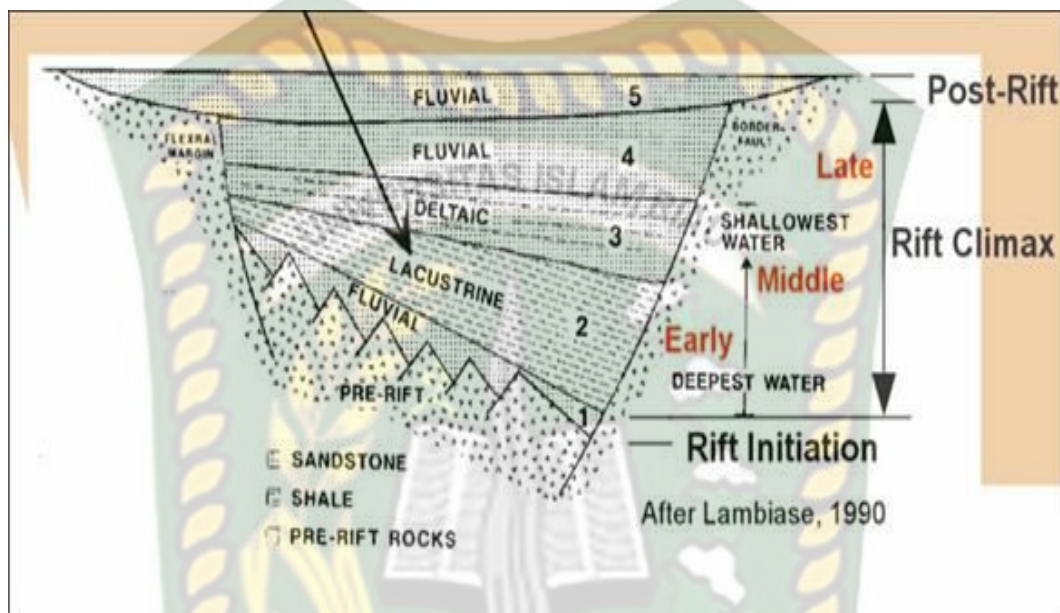
Kiri, Aman dan Bengkalis. Posisi Cekungan Sumatera Tengah yang terletak pada busur belakang seperti terlihat pada **Gambar 3.5**.



Gambar 3.5 Sketsa posisi cekungan Sumatera Tengah didalam kerangka cekungan busur belakang (Heidrick dan Aulia, 1993) ⁽¹⁾

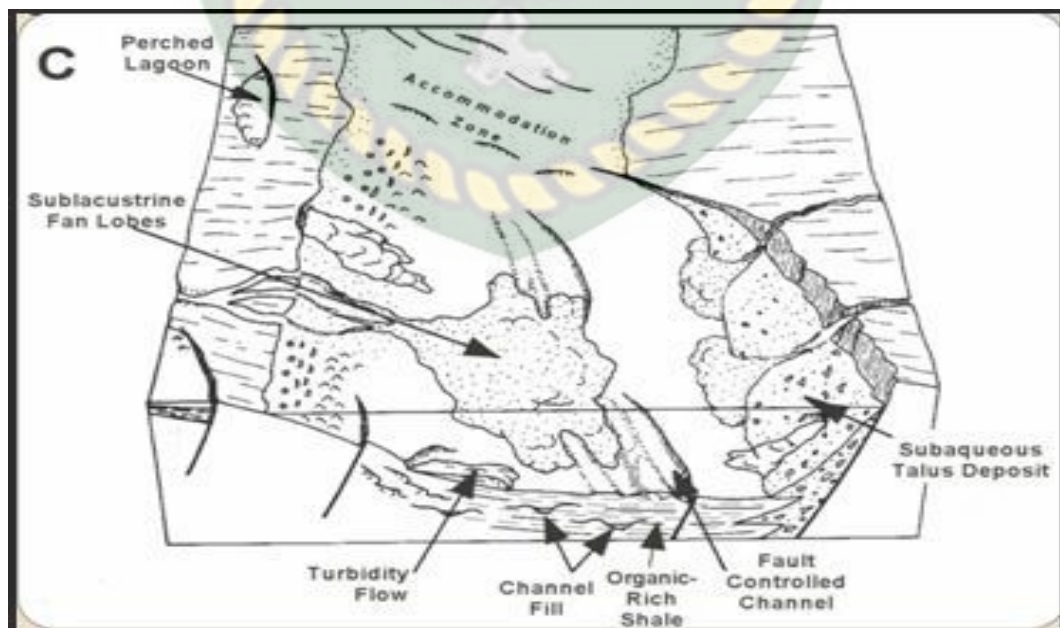
Pada fasa tektonik ini Heidrick dan Aulia (1993) membagi kedalam fasa perkembangan rift yaitu extension, transtension dan transpression. Fasa rift ini menghasilkan palung yang terkompateman dan terdiri dari beberapa deposenter yang terbentang sepanjang arah N-S searah dengan bentuk morfologi dari batuan dasar. Arah NS dan NW-SE ini mempunyai kesamaan orientasi dengan hasil analisa makroskopik sistem sesar di blok CPP. Analisa statisik terhadap arah sesar dan lipatan sepanjang CSB memberikan petunjuk arah yang sejajar Pegunungan Barisan dan Sesar Utama Sumatera. Untuk menunjukkan model arsitektur dari cekungan rift seperti dijelaskan pada **Gambar 3.6 – 3.8**. **Gambar 3.9** menjelaskan tentang model sekuen stratigrafi dalam tatanan cekungan rift kontinen dalam hubungannya dengan fase tektonik yang mengontrolnya

(Lambiase, 1990). **Gambar 3.10 – 3.11** merupakan ringkasan pembentukan arsitektur dari Pematang Graben dan distribusi sedimen terestrial yang mengisi cekungan selama fasa sistem rift.



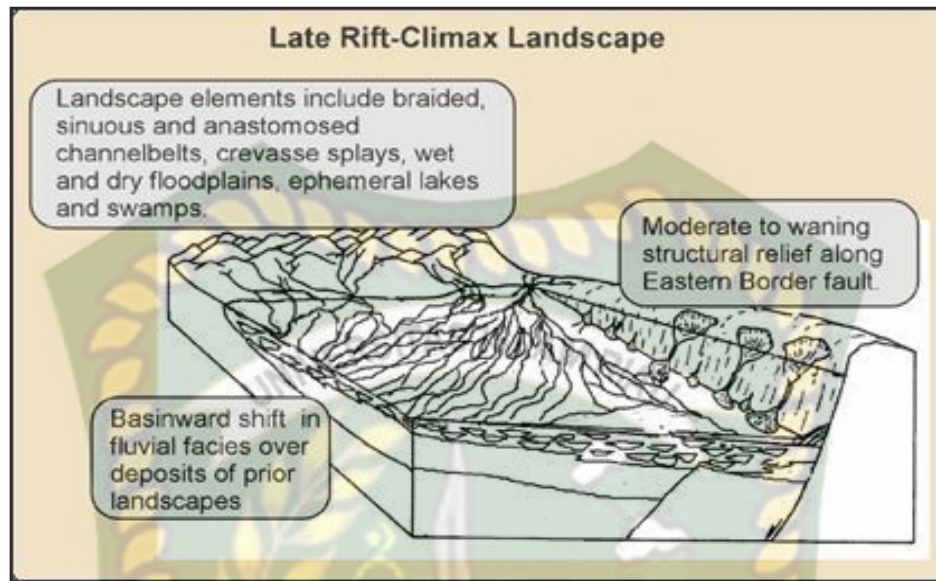
Gambar 3.6 Sketsa proses pengendapan pada cekungan rift (Lambiase, 1990)

(1)



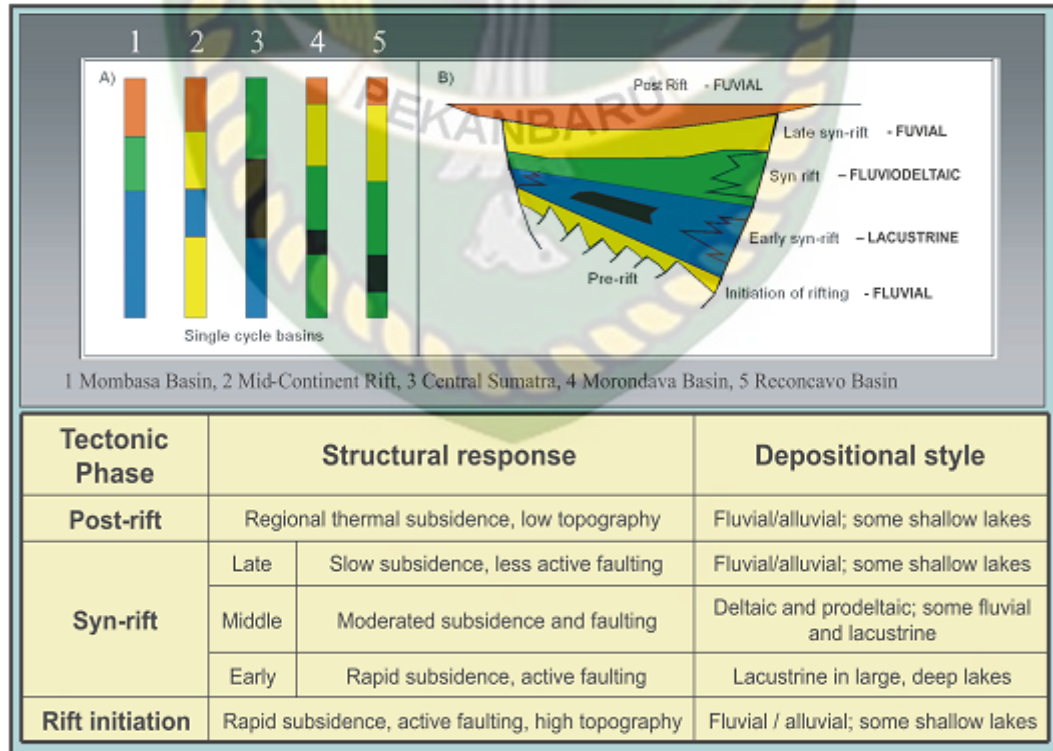
Gambar 3.7 Sketsa dimensi model pengendapan pada cekungan rift

(Lambiase, 1990)⁽¹⁾

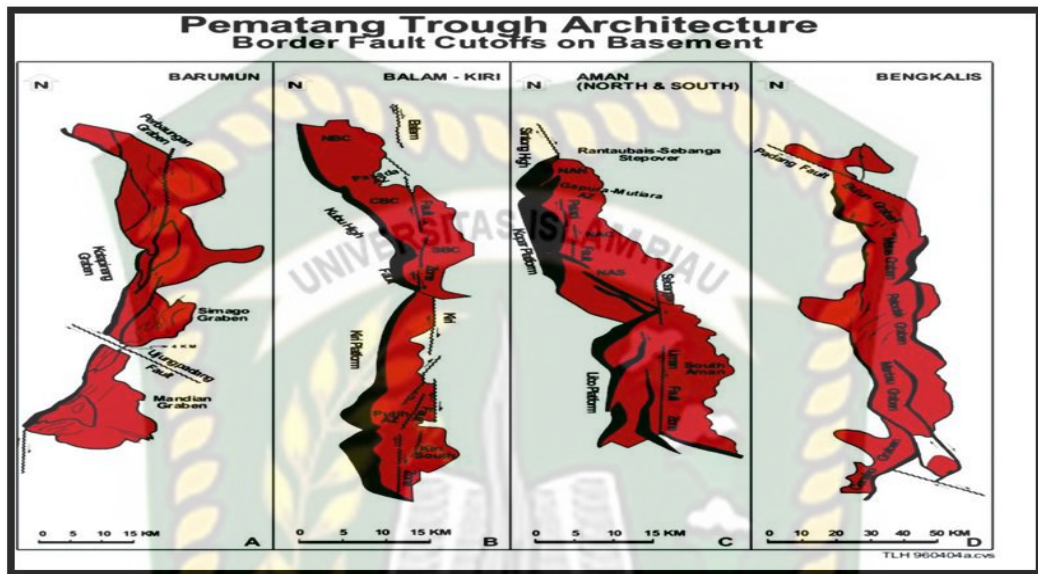


Gambar3.8 *Landscape* untuk lingkungan pengendapan pada cekungan rift

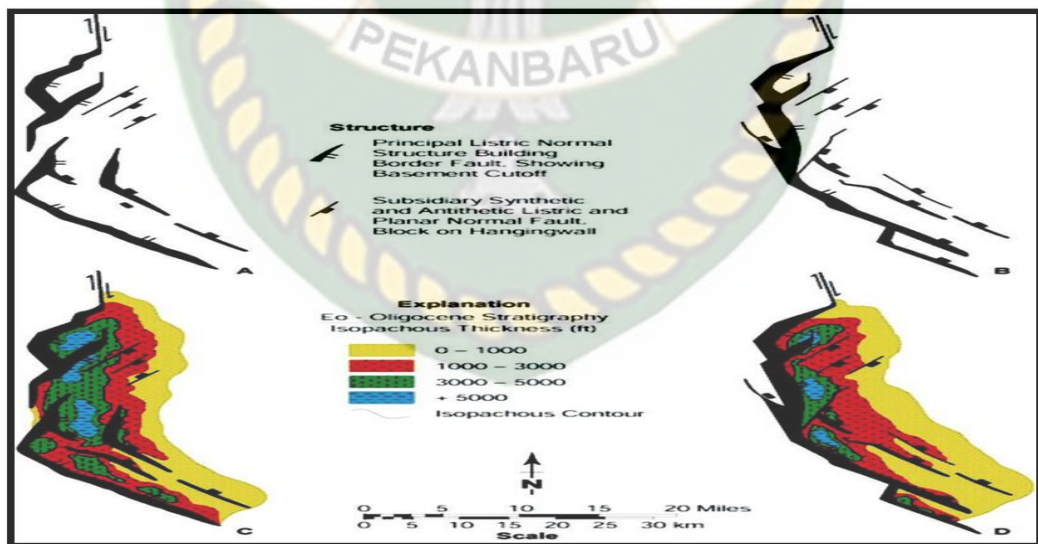
(Lambiase, 1990)⁽¹⁾



Gambar 3.9 Model sekuen stratigrafi dalam tatanan cekungan rift kontinen dalam hubungannya dengan fase tektonik yang mengontrolnya (Lambiase, 1990)⁽¹⁾



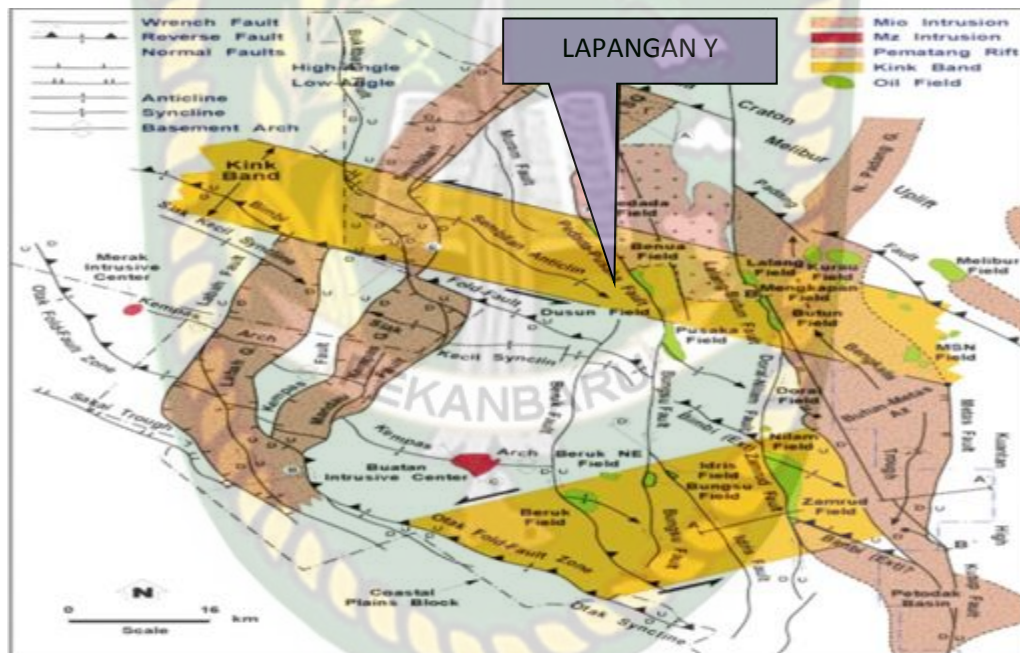
Gambar 3.10 Pola Struktur Pematang Trough (Lambiase, 1990)⁽¹⁾



Gambar 3.11 Kerangka Tektonostratigrafi Pematang Graben (Lambiase, 1990)⁽¹⁾

Selanjutnya deformasi dilanjutkan oleh fasa Sag yang dibagi kedalam dua episoda. Awal fasa ini dimulai oleh episoda transisional dari instabilitas dan

aktivitas tektonik yang meliputi aktifitas sesar lokal dan dominasi pembalikan lipatan, erosi sintektonik dan kulminasi perataan (peneplation) oleh transgresi marin Bangko-Bekasap. Anggota struktur endapan sindeposisional dan pembentukan cebakan bersifat sementara dan mempunyai bentuk geometris yang jelas terhadap episoda tektonik berikutnya. Berbeda dengan episoda selanjutnya yaitu Intra-Telisa. Episoda ini mempunyai karakter aktifitas subsiden dan pemunculan rigth-lateral wrenching sepanjang arah orientasi N-S yang ada. Pola struktur CPP yang mempunyai arah utama yang searah pola struktur CSB terlihat pada **Gambar 3.12**.



Gambar 3.12 Pola struktur Area CPP (Lambiase, 1990) ⁽¹⁾

3.2 Statigrafi Regional

Menurut Mertosono dan Nayoan, 1974 (dalam Heidrick and Aulia, 1993) unit stratigrafi tersier regional Cekungan Sumatra Tengah dibagi menjadi lima unit, yang berumur dari Kala Paleogen sampai Kuartar. Kelima unit stratigrafi tersebut yaitu Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani dan terakhir Formasi Minas (Tabel 2.1).

Tabel 3.1

Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993) ⁽¹⁾

M.Y. BP	Age	Epoch	Faunal Zones		Seq. Bdry Age (Ma)	Structural Episode	Units		Lithology
			Forami- nifera	Nanno- plankton			SW	NE	
2.8		Pleistocene and Recent				Barisan Compressional Phase	F ₃ L	Minas Fm/Alluvium	Gravel, Sand and Clay
5.2		Pliocene							
6.6	Messinian	Late	N17					"A" Marker	Marine Greenish Gray Shale and Mudstone Grade Upward Into Fluvial Dominated Carbinaceous Siltstone and Sandstone
10.3	Tortonian		N16					"B" Marker	
			N15	NN9	10.5		F ₃ E	Petani Fm	
	Serravalian		N14	NN8					
			N13	NN7	12.5				
15.5	Langhian	Middle	N12	NN6	13.8			Duri Event (Hiatus)	Brownish Gray, Calcareous Shale and Siltstone, Occasional Limestones
16.5			N11	NN5	15.5			Telisa Fm	
			N10	NN4	16.5				
			N9	NN3	17.5				
	Burdigalian		N8	NN2	21				
22.5		Early	N7	NN1	22				Fine to Medium Grained Sandstones and Shale Interbeds
			N6		25.5				
			N5		26 Ma				
			N4?						
24	Aquitanian	Eo-Oligocene							Medium to Coarse Grained Sandstone and Minor Shale
45		Pre-tertiary							Gray, Calcareous Shale With Sandstone Interbeds and Minor Limestone
65									
									Fine to Coarse Grained Sandstone, Conglomeratic
									Red and Green Variegated Claystone and Carbonaceous Shale with Fine to Medium Grained Sandstone
									Greywacke, Quartzite, Granite and Argillite

a. Kelompok Pematang

Kelompok Pematang berumur Eo-Oligosen (50-24Ma) terendapkan tidak selaras diatas batuan dasar. Kelompo kini terjadi akibat tektonik ekstensi yang membentuk *half graben*. Distribusi sedimendi diperkirakan berasal dari blok yang mengalami pengangkatan melalui proses *fluviatil*, sedangkan blok lain yang turun menjadi danau. Sedimen-sedimen pada kelompo kini umumnya didominasi fasie danau dan fasies sungai. Fasies danau terdiri dari batu lempung dan batu pasir halus berselingan dengan serpih kaya organic dan menjadi batuan induk di Cekungan Sumatra Tengah. Fasiessungai / alluvial terdiri dari konglomerat, batu pasir kasar dan batu lempung aneka warna.

b. Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras diatas Kelompok Pematang padakala Oligosen Akhir sampai Miosen Awal dan menjadi sikuentransgresif yang menghalus keatas. Kedua kelompok tersebut saling berhubungan secara genetik. Kelompo kini didominasi oleh endapan batupasir dan serpih. Kelompok Sihapas meluas keseluruh cekungan dan tertutup oleh sedimen laut di bagian atas (Formasi Telisa) yang menunjukkan puncak proses transgresi. Kelompok Sihapas terbagi menjadi empat formasi, daribagian bawahyaitu:

➤ **Formasi Menggala**

Merupakan formasi paling tua dalam kelompok Sihapas, yang diperkirakan berumur N4 atau Miosen Awal. Litologinya tersusun atas batu pasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan. Lingkungan pengendapannya berupa braided river sampai non- marine (Dawson, et.al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1800 ft.

➤ **Formasi Bangko**

Diendapkan secara selaras diatas Formasi Menggala dan berumur Awal N5 atau Miosen Awal. Formasi ini.Lingkungan pengendapannya sangat besar open marine shelf dipengaruhi oleh intertidal dan laut. Litologinya berupa serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Ketebalannya formasi ini mencapai 300 ft.

➤ **Formasi Bekasap**

Diendapkan secara selaras diatas Formasi Bangko pada lingkungan estuarine intertidal, inner-neritic sampai middle/outer neritic (Dawson, et.al, 1997) dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8. Litologi penyusunnya adalah batupasir glaukonitan di bagian atas serta sisipan serpih, batugamping tipis dan lapisan batubara. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

➤ **Formasi Duri**

Merupakan bagian paling atas dari Kelompok Sihapas. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Bekasap dan diperkirakan berumur N9 (Miosen Awal) pada lingkungan barrier bar complex dan prodelta shelf. Litologi penyusunnya berupa batupasir mikaan berukuran halus sampai medium diselingi serpih dan sedikit batugamping. Ketebalan formasi ini maksimum 900 ft.

c. Formasi Telisa

Formasi Telisa yang berumur Miosen Awal-Miosen Tengah (N9-N14) diendapkan secara menjari dengan bagian paling atas Grup Sihapas (Formasi Duri). Formasi ini tersusun dari suksesi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batugamping dan batupasir glaukonitik berbutir halus yang menunjukkan lingkungan pengendapan litoral dalam dan luar. Pengaruh laut terlihat semakin jelas ke arah atas. Perubahan lithologi dan fauna yang cukup jelas terlihat pada bagian atas Formasi Telisa dan menunjukkan awal fase regresif Miosen Tengah dari siklus Neogen yaitu awal pengendapan Formasi Petani.

d. Formasi Petani

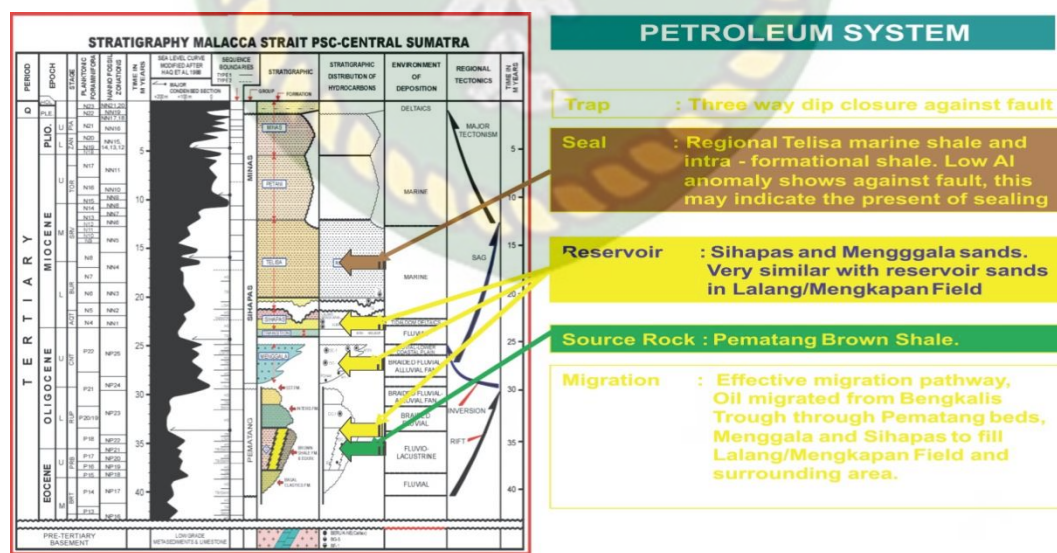
Formasi Petani diendapkan tidak selaras di atas Formasi Telisa dan Kelompok Sihapas, pada kala Miosen Tengah-Pleistosen pada lingkungan laut yang berubah menjadi daerah payau sampai darat. Formasi Petani merupakan awal dari fase regresif yang mengakhiri periode panjang transgresi di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini tersusun oleh sikuen monoton serpih–mudstone dan interkalasi batupasir minor dan batulanau yang kearah atas menunjukkan pendangkalan lingkungan pengendapan dan penyusutan pengaruh laut. Kontak antara Formasi Petani dengan Formasi Telisa kecuali di areal paling barat merupakan suatu hiatus yang diindikasikan oleh zona fauna yang hilang.

e. Formasi Minas

Formasi Minas merupakan endapan Kuartar yang menumpang secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Formasi ini tersusun oleh lapisan-lapisan tipis kerikil, pasir dan lempung yang mencirikan endapan alluvial. Proses pengendapan Formasi Minas masih berlangsung sampai saat ini.

3.3 Petroleum System

Unsur-unsur pembentuk dalam suatu sistem hidrokarbon untuk Cekungan Sumatera Tengah dapat dikelompokkan menjadi batuan reservoir, batuan induk (source rock) dan batuan tudung (cap rock). Batuan reservoir diendapkan sejak kurun waktu Oligocene hingga Miocene. Batuan reservoir yang paling banyak menghasilkan hidrokarbon adalah Formasi Manggala, pada umumnya merupakan fasies fluvial; Formasi Bekasap (fasies fluvial hingga marine, delta). Selain hidrokarbon dapat diproduksi dari formasi tersebut masih terdapat batuan pembawa minyak yang lain meliputi rekahan batuan dasar, Red Bed Bagian Bawah, Red Bed Bagian Atas dan Formasi Bangko. Sketsa tatanan sistem hidrokarbon cekungan Sumatera Tengah seperti terlihat pada gambar 3.13.



Gambar 3. 13 Tatanan Sistem Hidrokarbon Dalam Kerangka Stratigrafi

Regional Cekungan Sumatera Tengah

(modifikasi dari Haq et al., 1988 dalam Wain et al., 1995) ⁽¹⁾

Batuan induk berasal dari Formasi Brown Shale dimana merupakan endapan lempung lakustrin yang terendapkan pada kurun waktu Oligocene bawah. Formasi tersebut banyak mengandung palimarphus air tawar seperti Magnastriatites howardii, Botryococcus dan serbuk sari Proxaperitites spp. Selain itu pada formasi ini ditemui lapisan tipis batu pasir yang juga merupakan reservoir.

Sedangkan batuan tudung utama terbentuk dari Formasi Telisa. Semua daerah akumulasi minyak yang terdapat di Cekungan Sumatera Tengah mempunyai batuan tudung dan sekat Formasi Telisa. Batuan Brown Shale juga ditemukan menjadi tudung dan penyekat pada bagian lebih bawah Palung Pematang. Batuan ini mempunyai penyebaran yang tidak begitu luas dan menjadi bagian paleosol di dalam Formasi Red Bed Bagian Atas.

Cebakan hidrokarbon terbentuk pada kurun tektonik ekstensional, sesar strike-slip dan pembalikan kompresional selama kurun waktu 28 juta tahun yang lalu hingga sekarang. Aktivitas yang paling aktif dalam pembentukan cebakan ini terjadi sekitar 5 juta tahun yang lalu. Generasi migrasi akumulasi hidrokarbon terjadi sekitar 26 juta tahun yang lalu hingga sekarang. Generasi maksimum hidrokarbon terjadi pada palung yang lebih dalam pada kurun waktu antara 11 hingga 3 juta tahun yang lalu.

3.3.1 Batuan Reservoir

Sejumlah 85% hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah diproduksi dari Kelompok Sihapas. Kelompok ini terdiri dari 5 formasi yaitu Manggala, Bangko, Bekasap, DuridanTelisa. HeidrickdanAulia, 1993, meringkas karakter dari formasi-formasi tersebut seperti dijelaskan dibagian bawah ini.

Formasi Menggala mempunyai umur Miocene Bawah dengan satuan batuan batupsir yang mempunyai ukuran butir menengah hingga kasar. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 50 feet. Dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter system track pada Low Stand (LST). Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter blocky. Reservoir dari formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 21.6%

Formasi Bekasap mempunyai umur Miocene Bawah dengan satuan batuan batupasir bersih. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 25 - 30 feet. Dimana

sekuen pengendapan mempunyai karakter system track pada Incised Valley dan Transgresif. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter menghalus keatas. Reservoir dibagi menjadi 2 unit yaitu A1 dibagian atas dan A2 di bagian bawah. Formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 25.8% dan permeabilitas rata-rata 3500 md (A1) dan 3900 md (A2).

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

Di Formasi Telisa juga terdapat reservoir dengan jumlah sedikit. Minyak yang di produksi dari formasi ini kecil 40 - 400 bopd seperti pada Lapangan Balam Selatan. Formasi ini mempunyai umur Miocene Tengah dengan satuan batuan lempung gampingan yang mempunyai ukuran butir halus hingga sangat halus. Ketebalan rata-rata formasi ini adalah 60 - 100 feet. Dimana sekuen pengendapan mempunyai karakter system track Transgresif. Dari respon log terlihat bahwa formasi ini mempunyai karakter serrated. Reservoir dari formasi ini mempunyai porositas rata-rata sebesar 30% dan permeabilitas rata-rata 75 md.

Formasi Petani juga merupakan reservoir. Dibagian lehih atas mengandung sekuen regresi yang merupakan reservoir pasir yang berselang-seling dengan batubara. Batu pasir ini diinterpreatasikan sebagai endapan delta mount bar dan delta front. Di cekungan Sumatera Tengah formasi ini tidak mnghasilkan minyak. Tetapi di Cekungan Sumatera Utara dan Selatan menghasilkan minyak yang melimpah.

Selain formasi dengan kandungan minyak yang melimpah di CSB juga terdapat beberapa reservoir yang juga memproduksi minyak dalam jumlah sedikit. Reservoir batuan pre-tercier yang tersusun pada batuan batuan granit, quarsit, batugamping dan marmer, graywacke termetamorfosa dan batupasi. Reservoir ini telah berproduksi sebesar 70.000 barel minyak. Pematang batuan ini merupakan target eksplorasi hidrokaron di masa mendatang. Minyak yang berasal

dari formasi inilah terproduksi sebesar 200 juta barel. Formasi Red Bed Bawah terdiri dari sekuen menghalus keatas dari endapan meander bar dan dataran banjir. Mempunyai porositas dan permeabilitas rata-rata sebesar 15% dan 200-400 md. Formasi Brown shale yang merupakan batuan yang terendapkan pada lingkungan lakustrin yang terdiri dari endapan batupasir turbidit dan distal fan. Formasi Red Bed Bagian Atas merupakan formasi dengan sinuisitas rendah dan teramalgamasi, yang merupakan endapan batupasir channel hingga braided channel. Mempunyai porositas dan permeabilitas rata-rata sebesar 20% dan 800 md.

3.3.2 Lapisan Tudung/ Seal

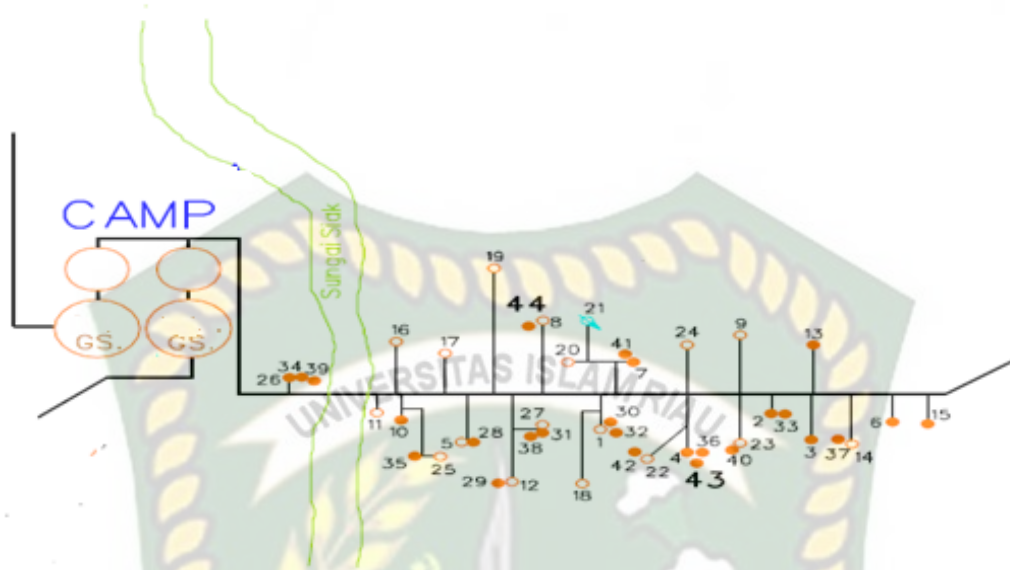
Formasi yang merupakan lapisan tudung utama di Cekungan Sumatra Tengah adalah Formasi Telisa. Formasi ini terendapkan sejak Awal Miocene. Selain itu Formasi Petani Bagian Bawah yang terendapkan diatas Formasi Telisa juga merupakan formasi tudung. Selain itu juga terdapat lapisan penyekat yang baik untuk reservoir pada Formasi Pematang. Lapisan ini mengandung batulempung merah yang merupakan endapan tanah purba.

3.4 Sejarah Pengeboran

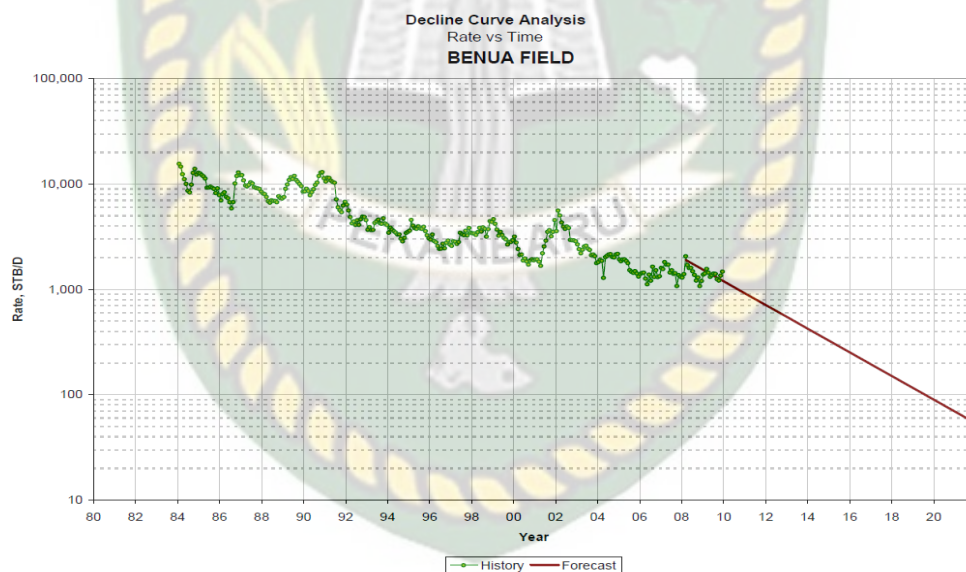
Lapangan Y pertama kali ditemukan pada tahun 1978 dan mulai dilakukan pengeboran pertama kali pada tahun 1984. Sampai saat ini sumur produksi di lapangan Y berjumlah 41 sumur.

3.5 Sejarah Produksi

Lapangan Y pertama kali ditemukan pada tahun 1978 dan mulai di produksi pada tahun 1984. Saat ini jumlah sumur produksi di lapangan Y sebanyak 41 sumur diproduksi secara commingle. Secara struktur Lapangan Y terdiri dari 3 zona produktif yaitu 1960' SD, 2080' SD dan 2120' SD. Produksinya dilakukan secara *commingle* dengan laju produksi hingga saat ini 1332 bopd. Recovery factor 43% dengan kondisi recovery primer yang diproduksi mulai tahun 1984. *Remaining oil in place* 28.317 MSTB.



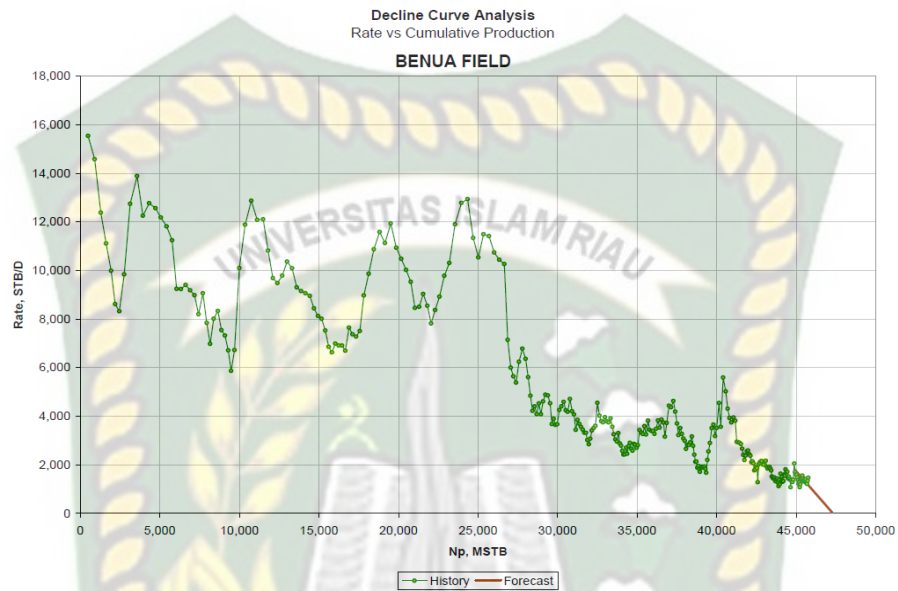
Gambar 3.14 Peta penyebaran Sumur pada lapangan Y⁽¹⁾



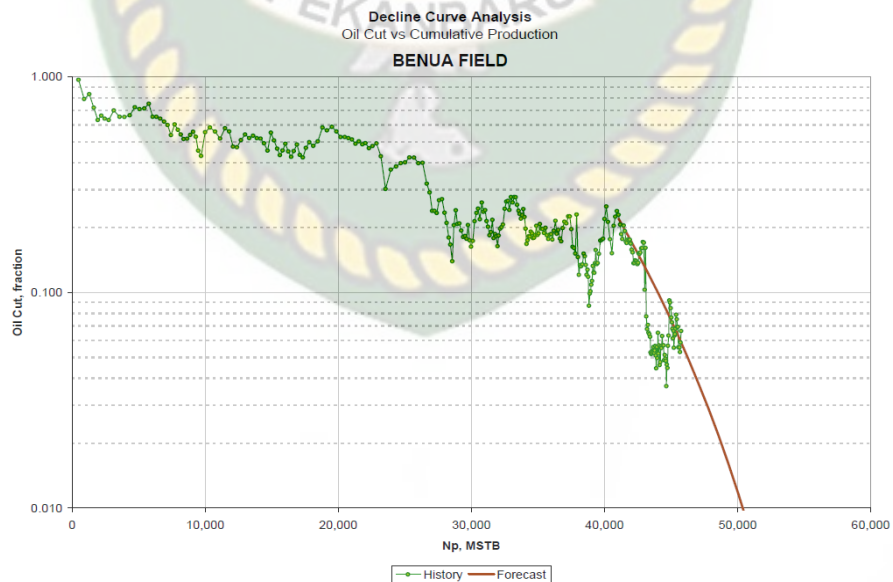
**Gambar 3.15 Rate VS Time Lapangan Y
(BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2012)⁽¹⁾**

Berdasarkan dari decline curve analisis produksi minyak di lapangan Y (gambar 3.14 – gambar 3.16) dapat dilihat bahwa produksi minyak di lapangan Y setiap tahunnya mengalami penurunan dengan direncanakan penambahan titik serap baru untuk *Infill drilling* diharapkan adanya kenaikan produksi agar sisa

cadangan minyak pada lapangan Y bisa diproduksi secara optimal dan *life time* sumur bertambah panjang karena cadangan pada lapangan Y yang masih tersisa cukup besar yaitu sebesar 28.317 MSTB.



**Gambar 3.16 Rate VS Cumulative Production Lapangan Y
(BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2012)**



**Gambar 3.17 Oil Cut VS Cumulative Production Lapangan Y
(BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu)**