

BAB III

GAMBARAN LAPANGAN

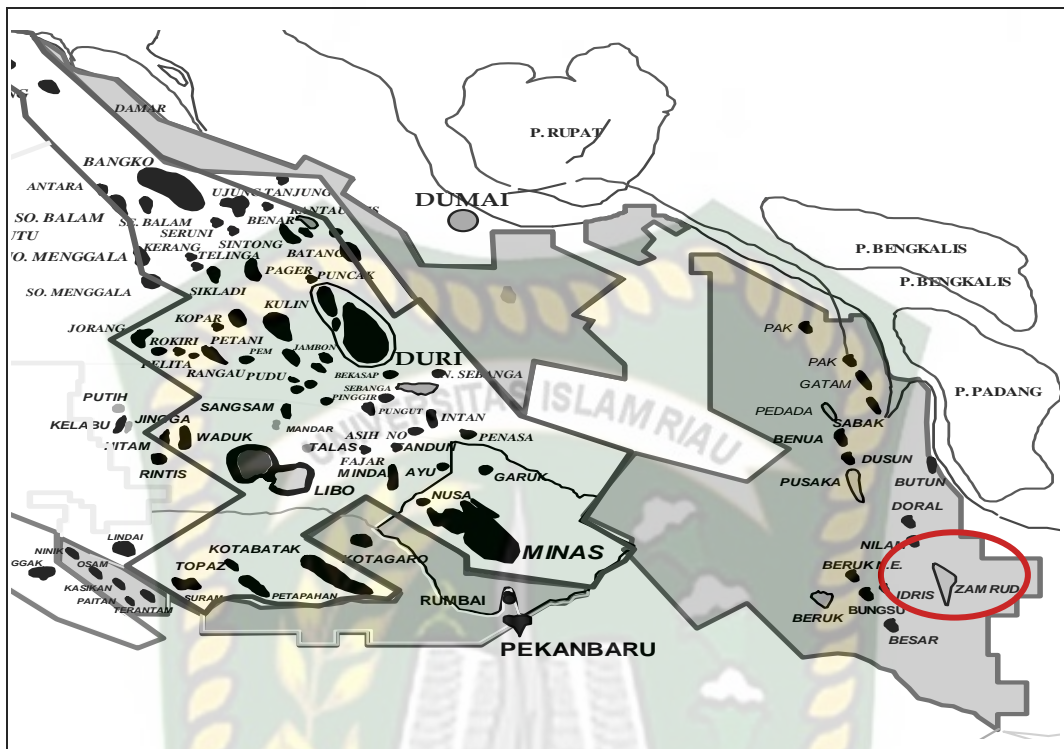
3.1. Sejarah Lapangan RAMA

Lapangan RAMA adalah salah satu lapangan minyak yang dikelola oleh BOB PT. BSP – Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (*Production Sharing*) dengan pemerintah Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura, Provinsi Riau.

Dulunya lapangan ini dikelola oleh PT Caltex Pasific Indonesia (2002). Lapangan ini bagian dari termasuk kedalam Blok Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1978 yang mempunyai 10 formasi seluas 1101 *acre*. Lapangan RAMA diproduksi dimulai pada tahun 1984 dan memiliki 13 sumur produksi.

Produksi lapangan RAMA semuanya berasal dari lapisan formasi BK Sand dengan kedalaman berkisar antara 5800 sampai 6400 *ft*. Sejak pertama ditemukan hingga sekarang jumlah sumur yang sudah dibor mencapai 95 sumur, dengan 41 sumur aktif yang menghasilkan minyak sebesar 46838 *Mbo* dan 54 sumur yang sudah tidak aktif.

Lapangan RAMA memiliki Total produksi fluida 55.072 BFPD (2015) dimana jumlah air yang terproduksinya mencapai 48.075 BWPD. Sekarang jumlah air yang terproduksi telah mencapai 55.628 BWPD. Air yang terproduksi ini sebagian diinjeksikan ke sumur-sumur injeksi guna meningkatkan produksi minyak, sebagiannya lagi dibuang ke sumur disposal. Untuk mengatasi meningkatnya jumlah air pada sumur produksi dilakukan beberapa metode diantaranya dengan menggunakan metode chemical dan melakukan reperforasi. Pompa yang digunakan untuk sumur produksi adalah *Electrical Submersible Pump/ESP* (25 sumur), *Progressing Cavity Pump/PCP* (30 sumur), dan *Sucke Rod Pump/SRP* (40 sumur). Lapangan RAMA ini mengandung pasir yang dapat merusak pompa (SRP), karena itu lebih banyak menggunakan PCP dan ESP



Gambar 3.1 Lokasi Lapangan RAMA (Data OFM BOB PT. BSP-PERTAMINA HULU, 2016)

Pemboran pada Lapangan Rama ini Dilakukan Secara Directional Drilling Dimana Target Operasi Pemboran ini yaitu Pada Kedalaman 6385,97 TVD Dan Dalam Skala 11678 ft MD.

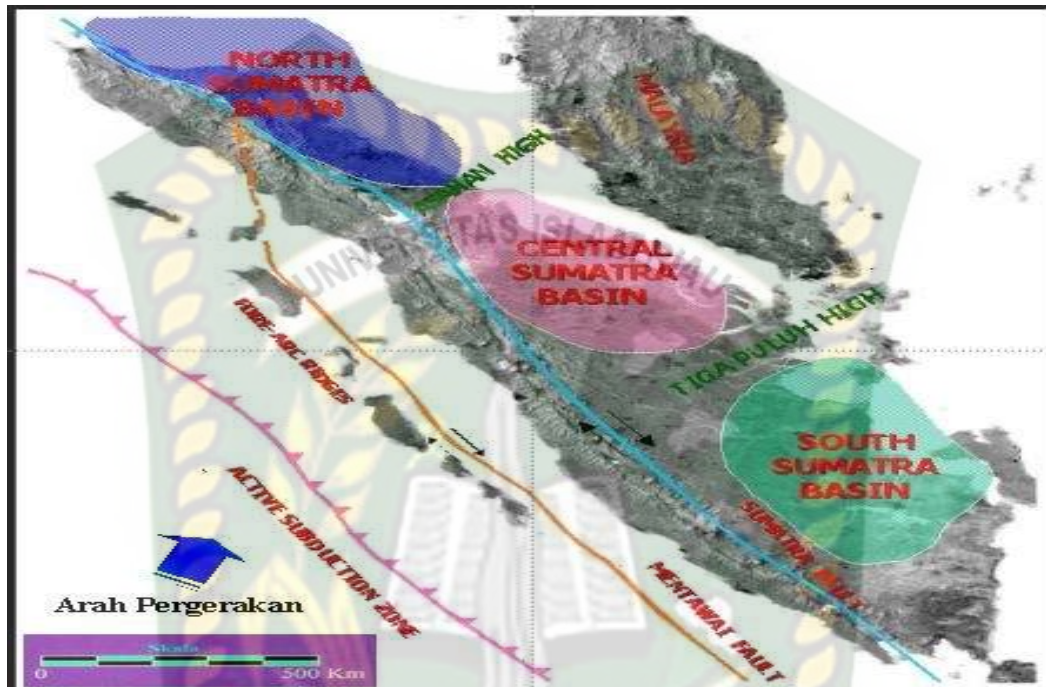
3.2. Keadaan Geologi Regional

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan penghasil minyak terbesar di Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura,Provinsi Riau.

Daerah konsesi BOB PT. BSP – Pertamina Hulu adalah bagian dari cekungan ini, dimana lapangan minyak Rama sebagai lapangan penghasil minyak yang terletak di alva *field* BOB PT. BSP – Pertamina Hulu.

Secara fisiografis, Cekungan Sumatera Tengah terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan yang dibatasi oleh Dataran

Tinggi Asahan di sebelah utara dan barat laut, Tinggian Tiga Puluh di sebelah tenggara, Paparan Sunda di sebelah timur, serta Bukit Barisan di bagian barat dan barat daya.



Gambar 3.2 Fisiografi Cekungan Sumatera Tengah. (Data Geologi Lapangan RAMA”,BOB PT. BSP.2016)

3.2.1 Struktur Geologi Cekungan Sumatra

Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan yang terletak dalam sistem busur dalam (back-arc basin) dan berada pada tepi cekungan Sunda. Sistem cekungan busur dalam ini diawali dari cekungan Sumatera Tengah kemudian secara sejajar mengikuti pola zona tumbukan antara lempeng Samudera Hindia dan Eurasia.

Menurut Mertosono dan Nayoan (1974), pola struktur utama di Cekungan Sumatera Tengah dapat dikelompokkan menjadi 2 (dua) bagian, yaitu pola utara-selatan untuk struktur-struktur yang tua dan pola barat laut-tenggara untuk struktur-struktur yang lebih muda.

Struktur geologi di Cekungan Sumatera Tengah terbentuk dari beberapa fase yang berbeda, mulai dari kurun Mesozoikum sampai akhir zaman Tersier. Pada kurun Mesozoikum Tengah terjadi deformasi yang menyebabkan batuan

fold yang ada menjadi 4 (empat) episode pembentukan (Gambar 3.2), yaitu F0, F1, F2 dan F3 (Gambar 3.3). F0 terbentuk sebelum zaman Tersier.

Pada kala Eosen - Oligosen terjadi *rifting* (episode F1) dengan arah *strike* timur laut, diikuti oleh reaktivasi struktur-struktur tua yang terbentuk sebelumnya (F0). Episode F1 terjadi pada waktu 45 – 25,5 ma dan menghasilkan geometri *horst* dan *graben*. Pada saat yang sama terjadi pengendapan Kelompok Pematang ke dalam *graben-graben* yang terbentuk.

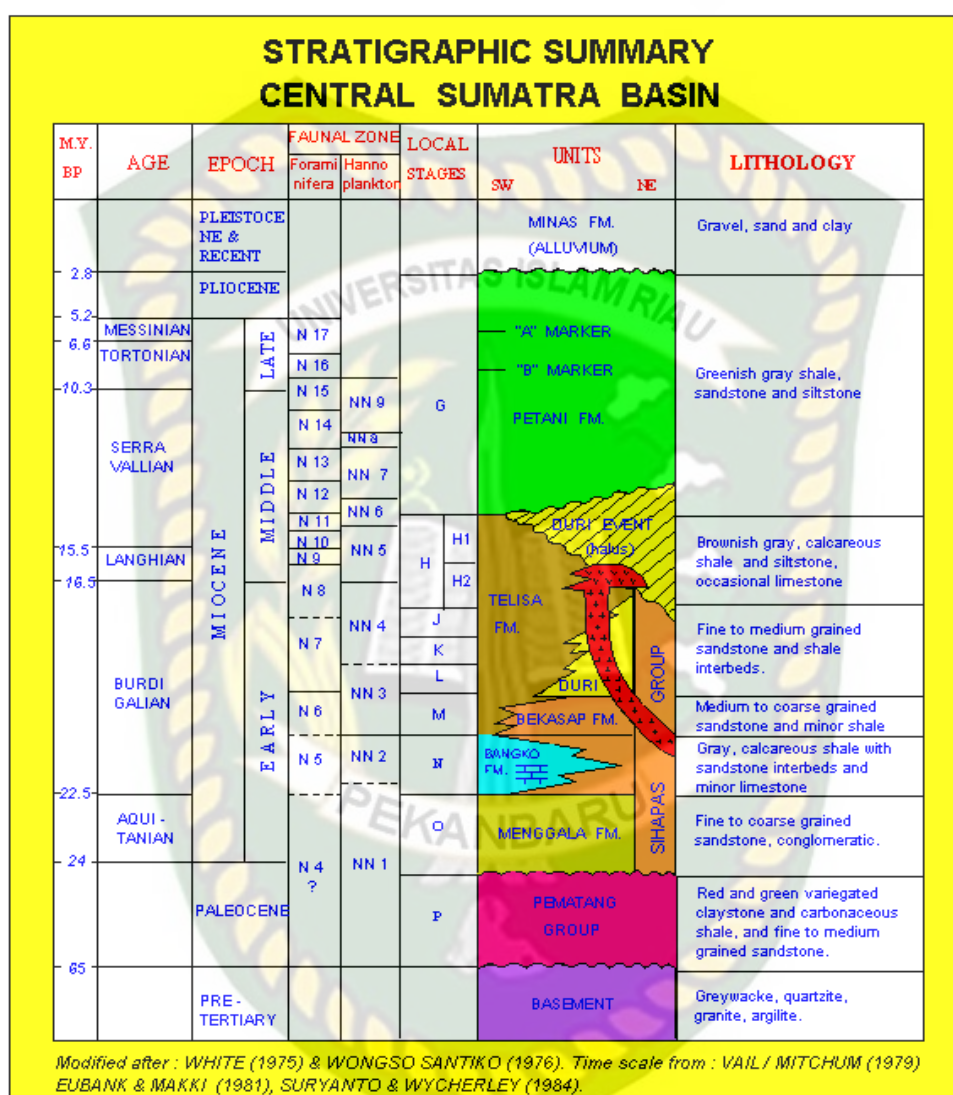
Pada kala Miosen Awal terjadi fase amblesan (*sag phase*) (episode F2) diikuti oleh pembentukan *dextral wrench fault* secara regional dan pembentukan *transtensional fracture zone*. Struktur yang terbentuk berarah relatif barat laut – tenggara. Pada struktur tua yang berarah timur laut – barat daya terjadi *release*, sehingga terbentuk *listric fault*, *normal fault*, *graben* dan *half graben*. Episode F2 terjadi bersamaan pengendapan Kelompok Sihapas, yaitu antara 25,5 – 13,8 ma.

Pada kala Miosen Tengah terjadi gaya kompresi (episode F3) yang menghasilkan struktur *reverse* dan *thrust fault* sepanjang jalur *wrench fault* yang terbentuk sebelumnya. Proses kompresi ini terjadi bersamaan dengan pembentukan *dextral wrench fault* di sepanjang Bukit Barisan. Struktur yang terbentuk umumnya berarah barat laut – tenggara. Bersamaan dengan struktur ini terendapkan Formasi Petani dan Formasi Azri, mulai 13,5 *ma*. Dan formasi ini masih berkembang hingga saat ini.

3.2.2. Stratigrafi Cekungan Sumatra

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 kelompok tersebut yaitu Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani dan terakhir Formasi Minas.

Tabel 3.1 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Hendrick dan Aulia,1993).⁽¹¹⁾



1. Formasi Pematang

Formasi Pematang berumur Eo-Oligosen (50-24 Ma) menumpang tidak selaras di atas batuan dasar. Formasi ini terjadi akibat tektonik ekstensi yang membentuk *half graben*. Distribusi sedimen diperkirakan berasal dari blok yang mengalami pengangkatan melalui proses *fluviatil*, sedangkan blok lain yang turun menjadi danau. Sedimen-sedimen pada kelompok ini umumnya didominasi fasies danau dan fasies sungai. Fasies danau terdiri dari batu lempung dan batu pasir

halus berselingan dengan serpih kaya organik dan menjadi batuan induk di Cekungan Sumatra Tengah. Fasies sungai / aluvial terdiri dari konglomerat, batu pasir kasar dan batu lempung aneka warna.

2. Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Pematang pada Kala Oligosen Akhir sampai Miosen Awal dan menjadi sekuen transgresif yang menghalus ke atas. Kedua kelompok tersebut saling berhubungan secara genetik. Kelompok ini didominasi oleh endapan batu pasir dan serpih. Kelompok Sihapas meluas ke seluruh cekungan dan tertutup oleh sedimen laut di bagian atas (Formasi Telisa) yang menunjukkan puncak proses transgresi. Kelompok Sihapas terbagi menjadi empat Formasi, dari bagian bawah yaitu:

A. Formasi Menggala

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

B. Formasi Bangko

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan berumur N5 atau Miosen Awal. Lingkungan pengendapan Formasi ini adalah *open marine shelf* dipengaruhi oleh intertidal dan laut. Litologinya berupa serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan Batu pasir halus sampai sedang. Ketebalan formasi ini mencapai 300 ft.

C. Formasi Bekasap

Diendapkan secara selaras di atas 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 batu pasir glaukonitan di bagian atas serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan batu bara. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

D. Formasi Duri

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

E. Formasi Telisa

Formasi Telisa yang berumur Miosen Awal - Miosen Tengah (N9-N14) diendapkan secara menjari dengan bagian paling atas Kelompok Sihapas (Formasi Duri). Formasi ini tersusun dari sukseksi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batu gamping dan batu pasir glaukonitik berbutir halus yang menunjukkan lingkungan pengendapan litoral dalam dan luar. Pengaruh laut terlihat semakin jelas ke arah atas. Perubahan litologi 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.

F. 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 sekuen monoton serpih – *mudstone* dan interkalasi batu pasir minor dan batu lanau yang ke arah 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.

G. Formasi Minas

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

3.3. Kondisi Geologi Lapangan Rama

Dari sejarah Geologi dan struktur bumi lapangan minyak Rama berada pada cekungan Sumatera Tengah. Disebelah barat daya cekungan tidak simetris dibatasi oleh sesar serta singkapan batuan pra-tercier yang terangkat sepanjang kaki pegunungan Bukit Barisan. Disebelah timur laut dibatasi oleh ketinggian lempung dan suatu dataran tinggi yang terletak sejajar dengan pantai timur Sumatera sedangkan sebelah utara dan barat laut dibatasi oleh tinggian Asahan, disebelah barat laut Pekanbaru cekungan ini dibatasi oleh batuan pra – terciar.

3.4. Karakteristik Lapangan Rama

Secara umum perangkat minyak bumi (*reservoir map*) pada lapangan minyak Rama merupakan kombinasi antara lipatan dan patahan (*anticlin dan fault*) sedangkan tenaga pendorong alamiah reservoirnya adalah air (*strong water drive*). Reservoir lapangan Rama termasuk kedalam Formasi Bekasap pada 350 sand, 550 sand dan 700 sand yang terjebak pada perangkat antiklin atau patahan.

3.5. Lingkungan Pengendapan

Analisa lingkungan pengendapan sangat penting untuk diketahui dalam menentukan karakteristik reservoir karena berhubungan dengan distribusi, kekontinyuan, dan heterogenitas batuan reservoir.

Lapangan Rama merupakan reservoir batu pasir hasil pengendapan delta yang terdiri dari *channel* dan *bar*. Lingkungan pengendapan delta adalah hasil pengendapan yang terjadi dimana sungai menyalurkan bahan-bahan sedimennya ke dalam suatu wadah air yang besar, biasanya di danau.