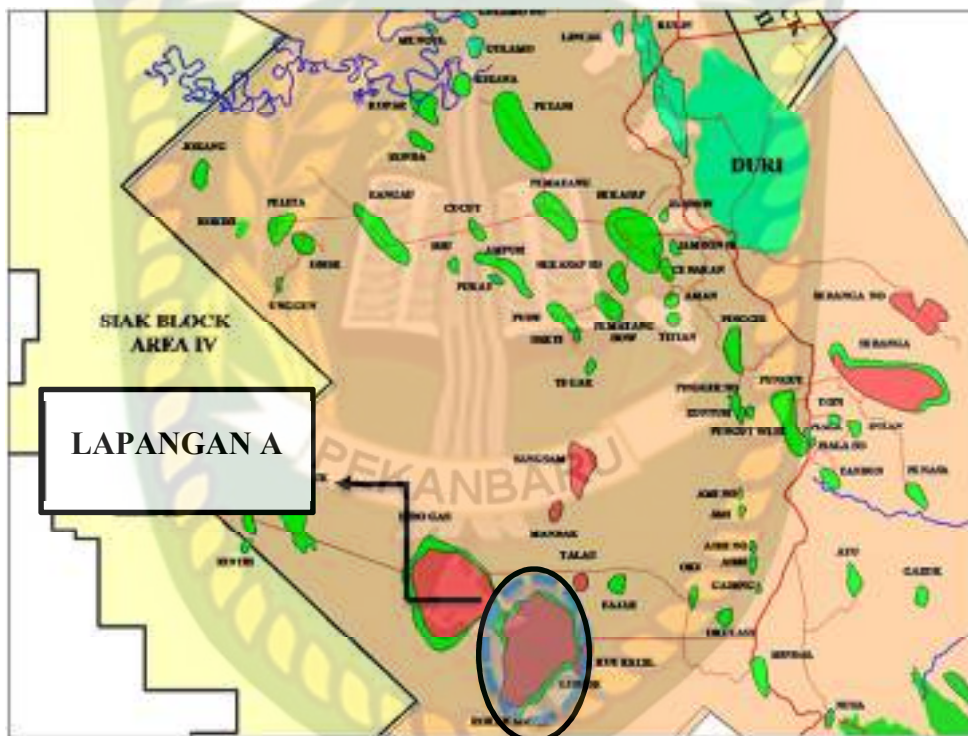


BAB III GAMBARAN LAPANGAN

3.1 Letak Geografis Lapangan A

Lapangan A adalah salah satu lapangan marginal di *Sumatra Light Oil Asset* Chevron Pacific Indonesia. Lapangan A berlokasi di Blok Rokan PSC berjarak sekitar 10 km NE ke Duri, 15 km SE ke lapangan Sebangka dan 100 km SE ke Kota Minas.



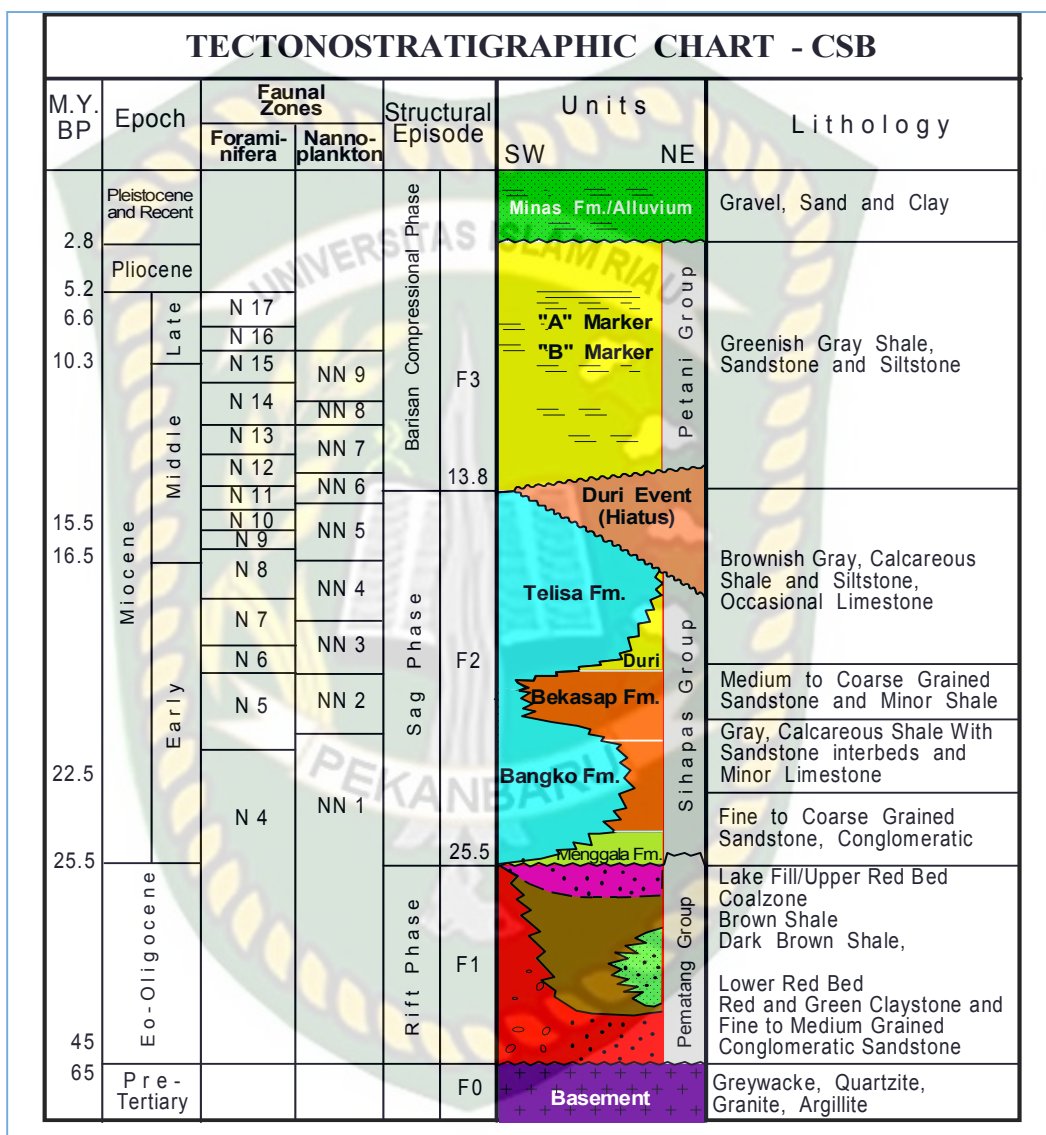
Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan A (Well File PT. CPI)

3.2 Stratigrafi Dan Litologi Regional

Secara stratigrafi, batuan di cekungan Sumatera Tengah dapat dikelompokkan menjadi 6 satuan lithostratigrafi yang tersusun sebagai berikut:

- a. Batuan dasar berumur pra-tercier.
- b. Formasi pematang berumur paleosen atas.
- c. Kelompok sihas berumur miosen bawah.
- d. Formasi TLSA berumur pertengahan miosen tengah-paleosen.

- e. Formasi minas berumur pertengahan miosen tengah-paleosen.
- f. Formasi MNS berumur kuartet.



Gambar 3.2. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Well File PT. CPI)

Secara umum stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah dari batuan dasar hingga ke batuan yang termuda dikelompokkan sebagai berikut:

1 Batuan dasar

Batuan dasar berumur pra-tersier ini berfungsi sebagai landasan bagi Cekungan Sumatera Tengah. Batuan ini tersusun oleh kumpulan *molase* yang

terdiri dari batuan kerak samudra (*ofiolit*) yang diliputi oleh sedimen abisal berumur trias yaitu batu rijang, radiolarian, serpih merah, metaargilit, batusabak, lapisan tipis batu gamping, batuan beku basal, *graywacke* dan intrusi granit.

2 Kelompok Pematang

Kelompok ini diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar dan berumur eosen-oligosen yang terdiri dari lower bed reds, brown shale dan *upper red beds*, merupakan endapan benua dalam *rifted basin* atau *half graben*.

Kelompok pematang tersusun oleh material klastik asal darat (*non marine*) dan material danau yang kaya akan bahan organik. Pembentukan kelompok batuan ini merupakan awal dari pengisian cekungan Sumatera Tengah sebagai hasil dari rombakan batuan dasar. Umumnya batuan induk penghasil hidrokarbon di cekungan Sumatera Tengah berasal dari serpih organik pada formasi Pematang.

3 Kelompok Sihapas

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas kelompok Pematang dengan proses sedimen yang bersifat transgresif, terdiri dari batu pasir dengan sisipan serpih, lapisan batu gamping setempat pada bagian bawah dan serpih pada bagian atas perlapisan.

Kelompok Sihapas ini terdiri dari formasi MGL, formasi BKO, formasi BKSP dan formasi DR. Kelompok Sihapas memiliki porositas dan permeabilitas tinggi dan merupakan suatu *reservoir* yang bagus. Ketebalan maksimum mencapai 3300 kaki yang merupakan angka ekonomis sebagai suatu batuan *reservoir* di cekungan Sumatera Tengah.

a Formasi MGL

Merupakan formasi paling tua dalam kelompok Sihapas, yang diperkirakan berumur N4 atau Miosen Awal. Formasi ini tersusun atas batu pasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan serta sedimen-sedimen klastik yang diendapkan pada *fluvial braided stream* dan secara lateral ke arah utara berubah menjadi *deltaic* dan *marine*. Formasi ini *onlap* terhadap batuan dasar. Pada bagian depocenter-nya formasi ini mempunyai ketebalan lebih dari 9000 kaki. Dengan rata-rata porositas > 20%, harga permeabilitas 1500 mD. Formasi MGL berubah secara lateral dan vertikal ke arah Barat menjadi *marine shale* yang

termasuk dalam Formasi BKO sedangkan ke arah Timur berubah menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka yang termasuk dalam Formasi BKSP.

b Formasi BKO

Diendapkan secara selaras di atas Formasi Mgl dan berumur Miosen Awal (N4 sampai N5). Lingkungan pengendapannya yaitu *open marine shelf* dan yang menghasilkan *maximum flooding surface* (MFS) pertama di Kala Miosen. Formasi ini disusun oleh serpih abu-abu bersifat karbonatan yang berselingan dengan batu pasir halus sampai sedang. Formasi Bko berfungsi sebagai batuan tudung (*seal rock*) bagi batu pasir yang ada dibawahnya. Batu pasir dalam formasi BKO merupakan *reservoir* yang bernilai dan telah diproduksi di lapangan PTNI, BKO, MGL dan Pinang. Ketebalan formasi ini bervariasi mulai dari 80 ft hingga 300 ft.

c Formasi BKSP

Formasi ini diendapkan selaras di atas Formasi Bko pada lingkungan transisi, laut terbuka dan delta dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8. Formasi ini disusun oleh batupasir glaukonitan di bagian atas serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan batubara. Batu pasir BKSP merupakan lapisan sedimen yang secara merata menutup Sumatera Tengah dan akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya. Formasi BKSP merupakan *reservoir* penting dan telah diproduksi di Lapangan Menggala, Duri, Kotabatak dan Zamrud. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

d Formasi DR

Formasi DR terbentuk dari Formasi BKSP secara vertikal berubah menjadi Formasi DR yang merupakan suatu seri batupasir yang terbentuk pada lingkungan *inner neritic deltaic* di bagian utara dan tengah cekungan. Seri tersebut dicirikan oleh batu pasir berbutir halus sampai menengah yang secara lateral menjadi batu lempung laut dalam dari Formasi TLSA. Formasi DR merupakan suatu *reservoir* utama yang telah diproduksi melalui lapangan minyak Duri, BKO, Petani. Formasi ini mempunyai tebal lebih dari 300 kaki dan berumur Miosen Awal (N6 sampai N7).

4 Formasi TLSA

Formasi TLSA berumur Miosen Awal-Miosen Tengah (N7 sampai N11) yang diendapkan secara menjari dengan bagian paling atas Formasi DR. Formasi ini tersusun dari suksesi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batu gamping dan batu pasir glaukonitan berbutir halus yang diendapkan pada lingkungan neritik luar yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Sumatera Tengah. Formasi TLSA merupakan suatu batuan penutup (*sealing rock*) regional bagi Kelompok Sihapas. Tebal formasi ini lebih dari 9000 kaki. Batupasir dalam Formasi TLSA merupakan *reservoir* yang potensial dan telah diproduksi melalui Lapangan Bulu Selatan, Beruk Timur laut, Kota Batak dan Minas.

5 Formasi PTNI

Tipe pengendapan laut dangkal sampai ke lingkungan delta yang menunjukkan *sequence* regresi. Terdiri dari *sandstone*, *shale*, *glaucaunic*, dan *limestone* pada bagian bawah. *Sandstone* pada formasi ini adalah *coarsening upward* yang terdiri dari *very fine coarse quartz* hingga *medium coarse*. Formasi PTNI ini terendapkan pada masa miosen-tengah sampai pleistosen. Batuan *Reservoir* gas terakumulasi pada formasi ini berupa gas biogenik yang di produksi oleh lapangan BKSP South dan lapangan Waduk.

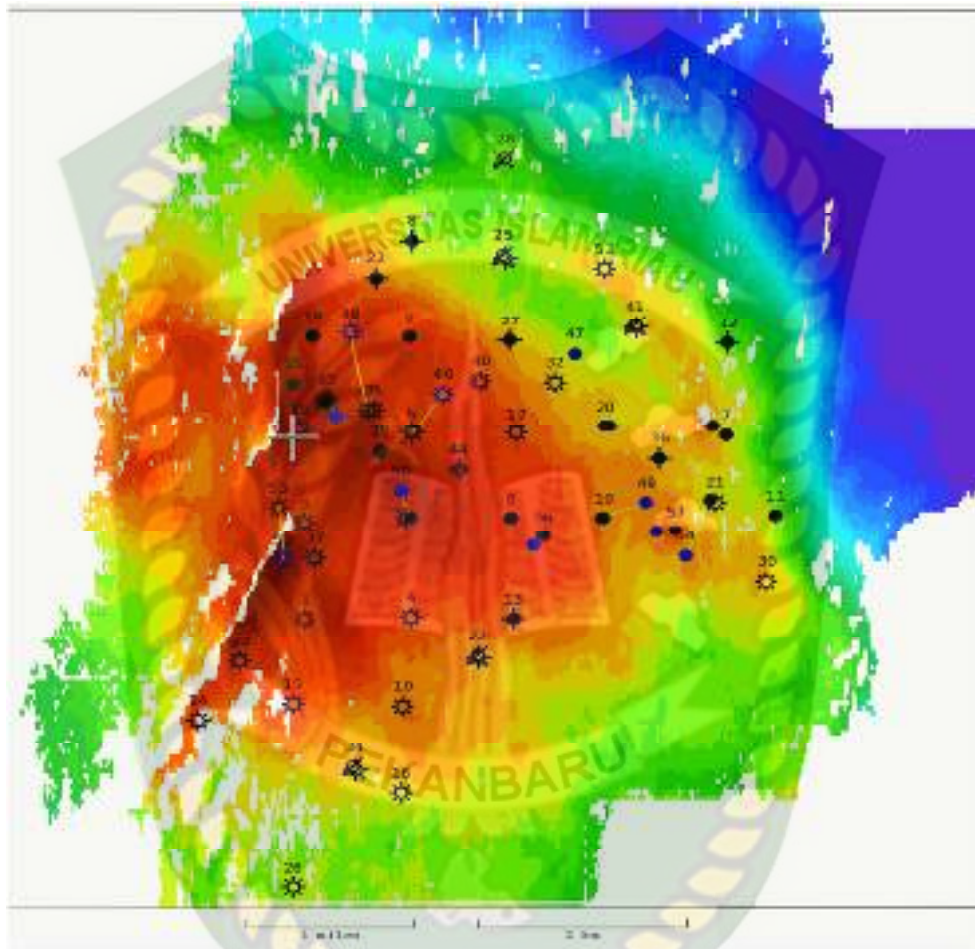
6 Formasi MNS

Formasi MNS mengandung batu pasir dan *clay*. Formasi ini merupakan sedimen termuda dari stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi PTNI dan diperkirakan berumur *Plio – Pleistocene*. Formasi ini terdiri dari pasir tidak kompak dan sedikit *clay* yang didapatkan pada lingkungan pengendapan *fluviomarine*. Formasi MNS memiliki ketebalan 3500 ft (1070 m).

3.3 Geologi Struktur Lapangan A

Lapangan A memiliki beberapa formasi produktif meliputi formasi BKSP, formasi BKO dan formasi MGL. Terlihat pada gambar 3.3 Formasi BKSP berada

puncak antiklin pada kedalaman 5300' sand, sedangkan formasi BKO berada pada kedalaman 5430' sand dan formasi MGL berada pada kedalaman 5680' sand.



Gambar 3.3 Peta Struktur Kedalaman Formasi Bksp, Formasi Bko dan Formasi Mgl (Well File PT. CPI)

3.4 Sejarah Lapangan A

Lapangan A ditemukan pada bulan agustus tahun 1973 dan mulai di produksikan pada september 1975 dengan jumlah OOIP awal sebesar 264,190 MBO dan OGIP sebesar 366,765 MMCF . RF pada lapangan A yaitu 43% jadi, masih ada potensi cadangan minyak dan gas yang masih belum dikeluarkan. Lapisan yang dinilai produktif yaitu pada formasi MGL lapisan 5680 ft sand yang merupakan 90% dari cadangan minyak yang ada di lapangan A. Lapangan A merupakan lapangan minyak yang memiliki GOR tinggi. Terlihat pada tabel 3.1

beberapa sumur di lapangan ini memiliki status sumur yang berbeda dengan jumlah total sumur sebanyak 57 sumur.

Tabel 3.1 Status sumur di lapangan A

Tipe Sumur	Status Sumur				
	ABD	LTC	OFF	ON	Total
GP	2	3	10	9	24
OP	1	6	2	15	24
WI				5	5
WS		4			4
Total	3	13	12	29	57

Sumber: Well File PT.CPI

Tabel 3.2. Stratigrafi umum di Lapangan A

Rock Formasi	Nama Pasir	Keterangan
	5300 'Sand	Gas Reservoir
BK	5350' Sand	Minyak dan Gas
	5430 'Sand	Gas Reservoir
	5600 'Sand	Oil Reservoir
MG	5680' Sand	Oil Reservoir

Sumber: Well File PT. CPI