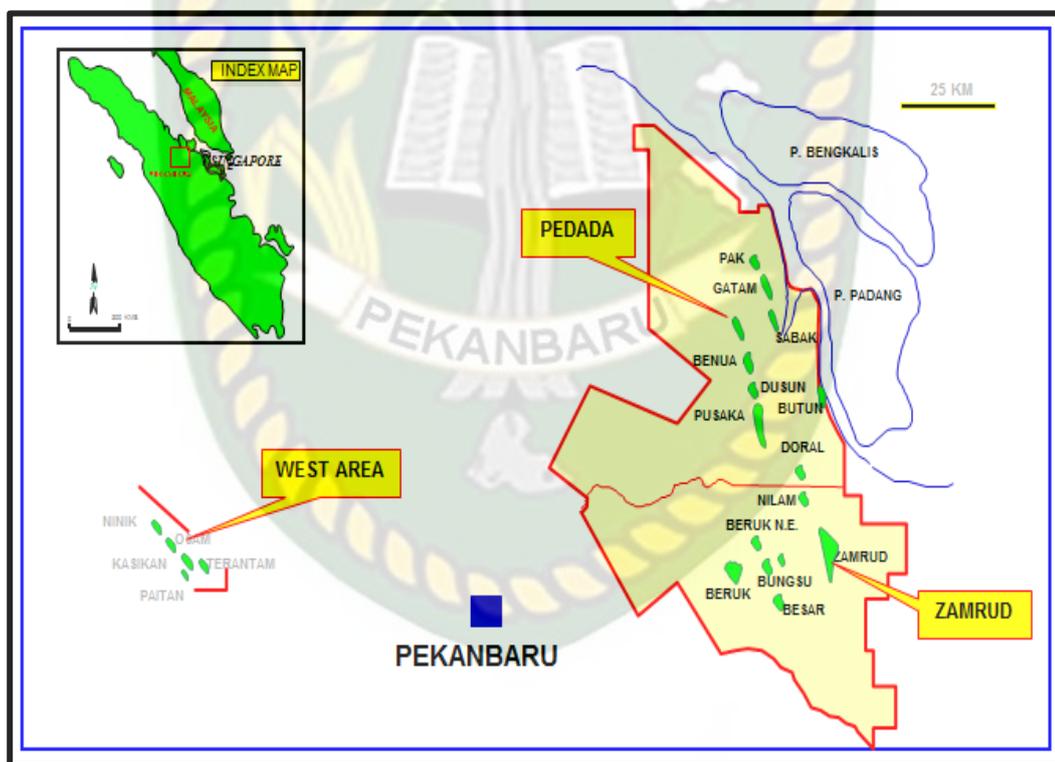


## BAB III

### GAMBARAN LAPANGAN

#### 3.1 Sejarah Lapangan SGA

Lapangan SGA merupakan salah satu lapangan yang terletak di Blok *Coastal Plains* Pekanbaru (CPP). Saat ini lapangan SGA dioperasikan oleh Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) semenjak 9 Agustus 2002. Secara geografis Lapangan SGA terletak  $\pm$  30 km Barat Laut kota Pekanbaru Riau Gambar 3.1. Ditemukan pada tahun 1969 oleh PT. Caltex melalui sumur HS-01.

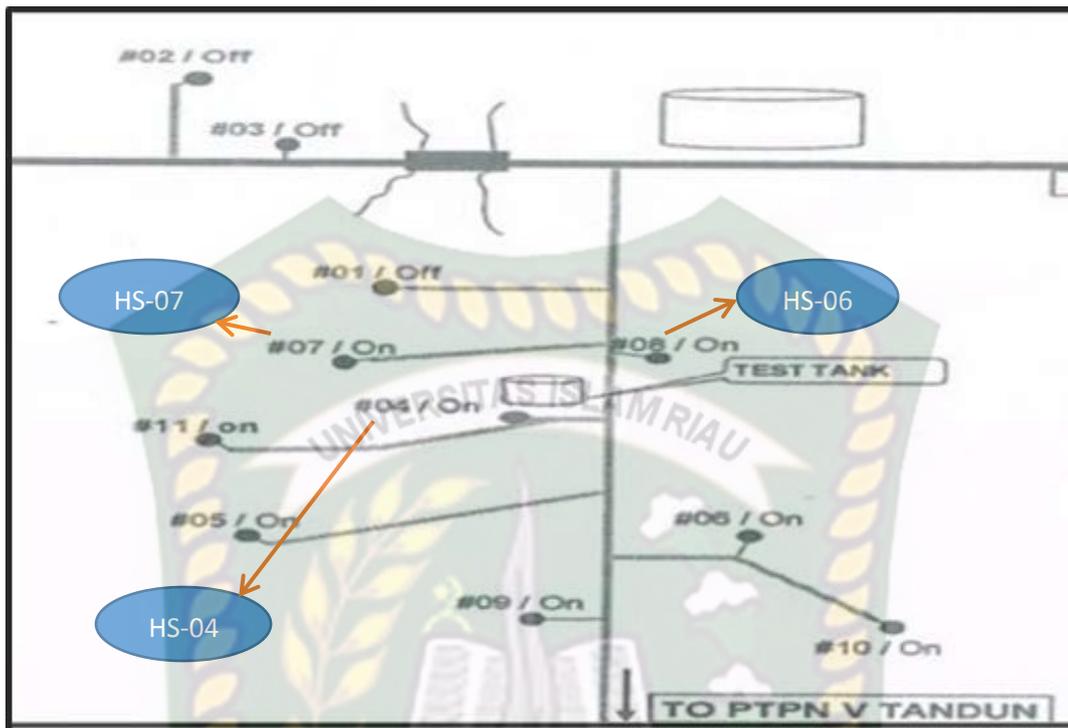


**Gambar 3.1** Peta Lokasi Lapangan SGA (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu)

Lapisan produktif di lapangan SGA dinamakan Bekasap Sd yang termasuk di dalam Sihapas Group terdapat pada kedalaman 600 ftSS s/d 640 ftSS. Ketebalan lapisan Bekasap ini berkisar antara 10 ft s/d 50 ft dengan porositas rata-rata sebesar 22 % dan Sw rata-rata 40 %. Lapangan SGA di Bekasap Sd., terbagi

dalam 4 zona, yang masing masing zona terpisahkan oleh adanya *flooding surface (FS)*.

Struktur Lapangan SGA memanjang relatif dari Utara – Selatan dan dibatasi oleh patahan normal sepanjang Utara sampai Selatan. Akuisisi Seismik 3D telah dilakukan pada tahun 2004 untuk mengenal lebih detail struktur dan karakter reservoir di Lapangan SGA. Diperkirakan kandungan awal isi minyak ditempat (OOIP) adalah sebesar  $\pm 25,7$  MMSTB. Produksi di lapangan SGA telah dimulai semenjak bulan Januari 1979 yang diproduksi oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (PT. CPI) sampai tahun 2001 dan diproduksi oleh Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) semenjak 9 Agustus 2002 sampai sekarang. Hampir seluruh bagian dari struktur SGA telah dieksploitasi dan sebagai lapangan tua lapangan SGA sudah memasuki periode *Secondary Recovery*. Hingga saat ini lapangan SGA berproduksi dengan *Water Cut (WC)* yang sangat tinggi mencapai 98%. Kumulatif produksi minyak pada lapisan A 6,52 MMSTB dan pada lapisan B 0,64 MMSTB dengan faktor perolehan minyak (RF) pada lapisan A sebesar 44,96 % dan RF di lapisan B sebesar 5,71 dengan laju produksi minyak sebesar (20 – 100) BOPD di Lapisan A 600 ft dan sebesar  $\pm (100 - 350)$  BOPD di Lapisan B 640 ft. Jumlah sumur di lapangan SGA sebanyak 11 sumur dengan status 3 sumur tidak berproduksi (HS-01, HS-02, HS-03) sehingga total yang berproduksi hanya 8 sumur (HS-04, HS-05, HS-06, HS-07, HS-08, HS-09, HS-10 dan HS-11).



**Gambar 3.2** Sumur-sumur di Lapangan SGA (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu)

Kumulatif produksi minyak hingga Desember 2016 adalah  $\pm 7,16$  MMSTB atau dengan faktor perolehan minyak (RF) sebesar 27,86 % dan dengan laju produksi minyak sebesar  $\pm (20 - 100)$  BOPD di Lapisan A dan sebesar  $\pm (100 - 350)$  BOPD di Lapisan B.

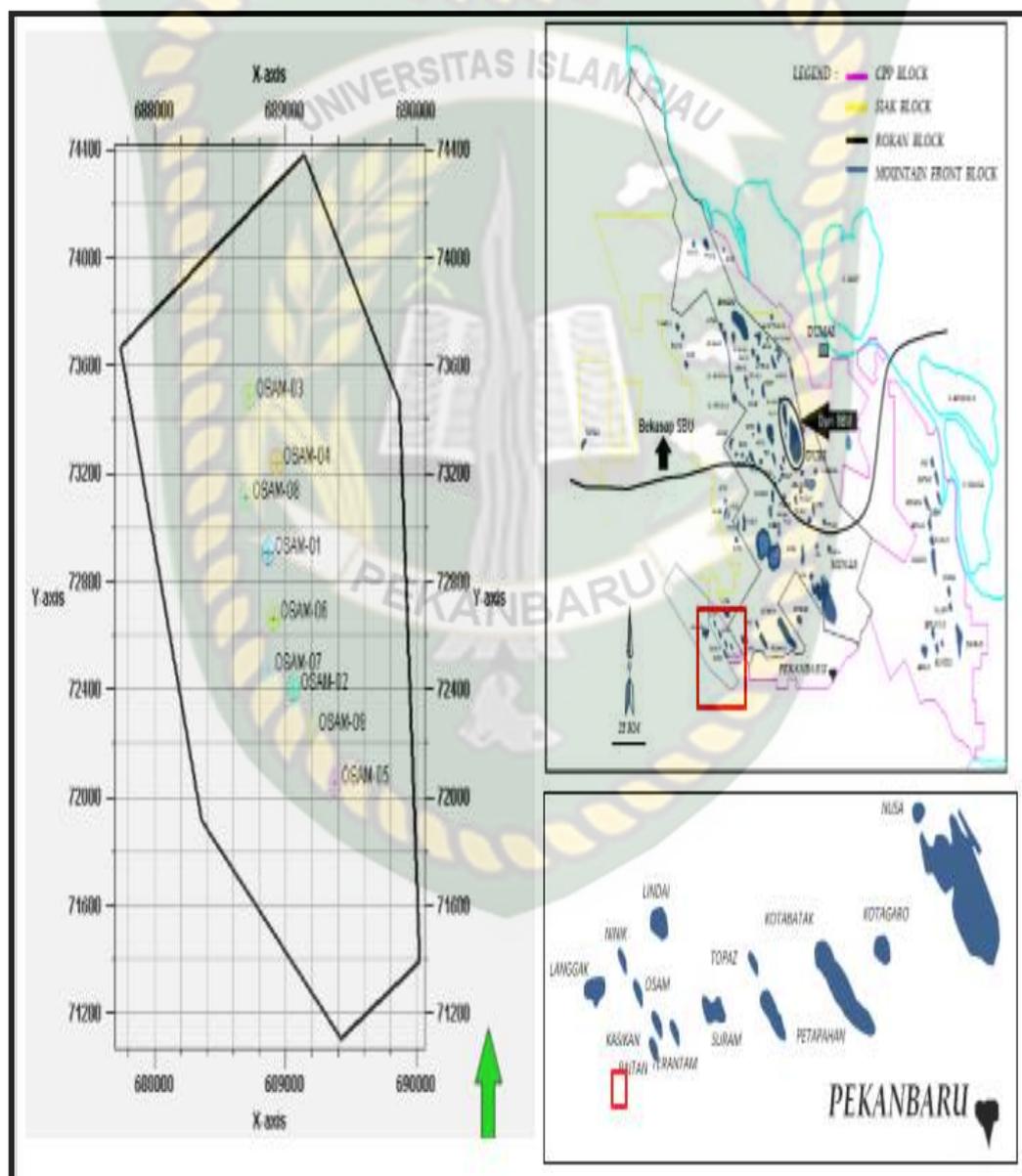
## 3.2 Stratigrafi Cekungan

### 3.2.1 Stratigrafi Regional

Lapangan SGA berada pada Cekungan Sumatera Tengah yang umumnya memiliki batuan reservoir berupa batu pasir. Reservoir batu pasir tersebut termasuk dalam Kelompok Sihapas dengan ciri memiliki efisiensi *recovery factor* yang cukup rendah yaitu sekitar 16,96 %. Hal ini disebabkan oleh beberapa hal yaitu API gravity yang kecil, *driving* solusi yang rendah dan heterogenitas reservoir. Tubuh batupasir pada Lapangan SGA merupakan *multistories channel* yang berada pada lingkungan yang dipengaruhi oleh pasang surut (tidal).

Pada bagian bawah ditemukan sedimen yang terutama diendapkan pada lingkungan *fluvial* dan *lacustrine* dengan adanya pengerosian dibagian dasar sehingga menjadi batas sekuen. Endapan inilah yang menjadi batuan induk pada

Lapangan SGA yaitu pada Kelompok Pematang. Kelompok Sihapas merupakan endapan batupasir *fluvial- tidal channel* hingga ke *tidal channel* dan adanya fase transgressif menyebabkan semakin keatas terjadi perubahan tipe endapan yang semakin kearah laut. Adapun peta persebaran sumur di lapangan SGA dapat dilihat pada Gambar 3.3 di bawah ini:



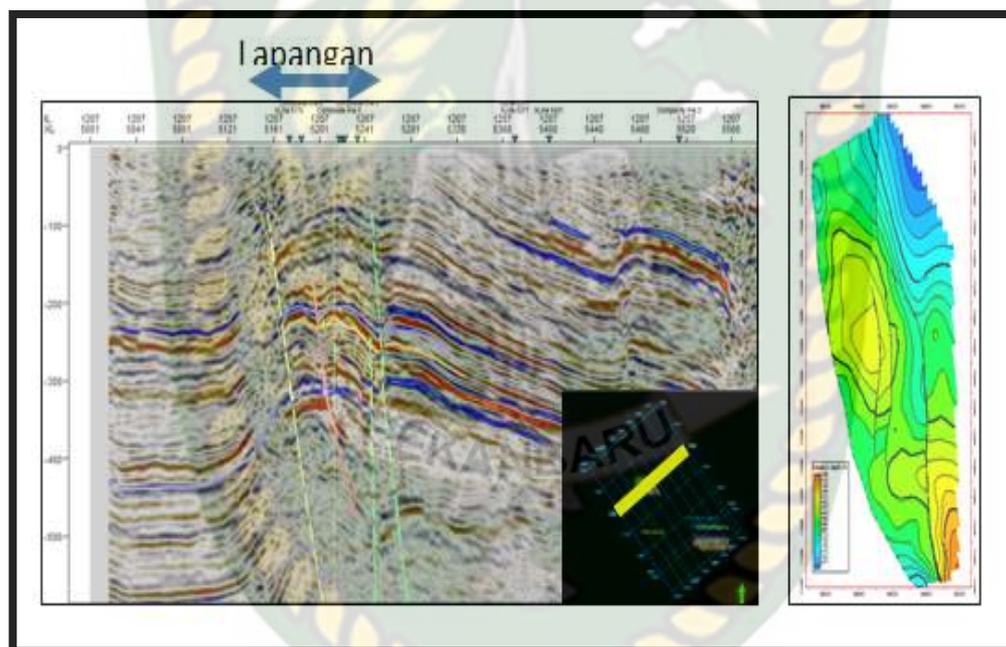
**Gambar 3.3** Peta Persebaran Sumur pada Lapangan SGA (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu)



### 3.3 Aspek Geologi Lapangan SGA

#### Analisis Struktur Lapangan SGA

Berdasarkan hasil studi regional, Lapangan SGA berada pada daerah Tinggian yang dikenal sebagai Tinggian SGA. Pemetaan Struktur pada *Seismik* 3D yang dikontrol oleh data sumur menunjukkan area studi berada pada tinggian yang relatif berarah Barat laut – Tenggara. Gambar Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan SGA yang memperlihatkan struktur yang berkembang di Lapangan ini dapat dilihat pada Gambar 3.5.



**Gambar 3.5** Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan SGA yang memperlihatkan struktur yang berkembang di Lapangan ini (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu)

Struktur – struktur geologi yang berkembang pada Lapangan SGA terlihat pada penampang seismik berarah NE - SW yang memperlihatkan adanya 2 struktur utama yaitu:

- a. Sesar Naik yang berarah NW – SE
- b. Sesar Normal yang berarah N – S hingga NW – SE

Sesar – sesar tersebut merupakan hasil inversi dari Periode Tektonik pada Fase F3 yang merupakan Fase Kompresi yang terjadi pada Miosen Akhir hingga Plio – Plistosen. Selain itu terdapat juga 2 sesar minor yang merupakan antitetik dari sesar utama. Arah Sesar minor tersebut yaitu N – S hingga NNE – SSW. Pola tektonik dan stratigrafi pada Lapangan SGA masih mengikuti Pola Regional yaitu pada Fase F1 hingga Fase F3. Berdasarkan Sumur HS-01 diperoleh stratigrafi Lapangan SGA yaitu: *Basement*, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas. Keterdapatannya Kelompok Pematang yang berfungsi sebagai batuan induk, Kelompok Sihapas sebagai Batuan Reservoir dan Penutup (*sealing*), serta proses tektonik yang membentuk perangkap dan migrasi yang tepat pada Lapangan SGA menyebabkan Lapangan SGA memiliki Sistem *Petroleum* yang lengkap dan menjadikannya berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon.

### 3.4 Karakteristik Reservoir dan Fluida

#### 3.4.1 Initial Condition

*Initial condition* yaitu kondisi awal reservoir seperti: Tekanan ( $P_i$ , Psi), suhu ( $T_i$ , °F), *formation volume factor* ( $B_{gi}$ , Bbl/SCF), *solution gas oil ratio* ( $R_{si}$ , SCF/STB), *oil formation volume factor* ( $B_{oi}$ , Bbl/STB), *bubble point pressure* ( $P_b$ , Psi).

**Tabel 3.1** *Initial Condition* lapangan SGA

No	Parameter	Nilai
1	$P_i$ , Psia	320
2	$T_i$ , °F	120
3	$R_{si}$ , scf/stb	3,6
4	$B_{oi}$ , bbl/stb	1,024
5	$P_b$ , Psia	32

Tabel 3.2 *Initial Condition* Lapangan SGA.

TEMP	TEKANAN		Bo- BBL/STB		$\mu$ o - CP		$^{\circ}$ API	DENS OIL	RS
	$^{\circ}$ F	Datum 487 ft	PB	Awal	PB	Awal			
120	240	22	1.021	1.021	19,4	18,5	28,7	0,8621	0,5

### 3.4.2 *Fluid Properties*

Untuk Lapangan SGA data PVT menggunakan data PVT minyak yang di diperoleh dari sumur HS-01 pada 21 Oktober 1974 dan HS-02 pada 14 September 1989. Dilihat dari hasil analisis PVT dan catatan produksi, maka minyak di Lapangan SGA mempunyai jenis minyak berat dengan kisaran harga viskositas minyak antara (19 – 23) CP. Sedangkan dari hasil pencatatan produksi dapat dikatakan tidak adanya gas yang terproduksi ataupun gas yang terlarut, karena hasil dari analisis PVT menunjukkan bahwa Rs (gas terlarut) adalah sangat kecil yaitu 0.5 SCF/STB. Dan juga dapat dikatakan bahwa reservoir Lapangan SGA adalah bersifat *under saturated reservoir*.

**Tabel 3.3** Sifat Fisik Sampel Fluida Lapangan SGA

Depth,F T-SS	Temp °F	Tekanan, Psia			Bo-Bbl/Stb		μo - Cp		°API	Dens Oil,	RS
		Depth	Datum 438 Ft- SS	PB	Awal	PB	Awal	PB		gr/cc	scf/stb
355	120	255	286	32	102,564	10,270	200,386	194,021	32,5	0,8679	0,5
394	120	260	276	50	103,204	10,339	253,007	239,686	28,0	0,8755	7
377	120	260	286	41	102,884	10,305	226,242	216,558	30,7	0,8717	3,75

Sifat fisik fluida lainnya seperti halnya density minyak, density air dan density gas masing masing adalah sebesar 50.1978 Lb/ft<sup>3</sup>, 63.02 Lb/ft<sup>3</sup> dan 0.0482 Lb/ft<sup>3</sup>. Sedangkan harga *Bwi* (*Water Formation Volume Factor*), harga viskositas air (*μwi*) dan *Rock Compressibility* (*Cr*) pada tekanan awal sebesar 286 Psia adalah masing masing sebesar 1.037925 BBL/STB, 0.6148 CP dan 3.75E-06 Psia.

### 3.5 Sejarah Produksi Lapangan SGA

Diperkirakan kandungan awal isi minyak ditempat (OOIP) adalah sebesar ± 25.7 MMSTB. Produksi di lapangan SGA telah dimulai semenjak bulan Januari 1975 yang diproduksi oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (PT. CPI) sampai tahun 2001 dan diproduksi oleh Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) semenjak 9 Agustus 2002 sampai sekarang. Hampir seluruh bagian dari struktur SGA telah dieksploitasi dan sebagai lapangan tua, lapangan SGA sudah memasuki periode *Secondary Recovery*. Hingga saat ini lapangan SGA memproduksi dengan *Water Cut* (*WC*) yang sangat tinggi mencapai lebih dari 98. Pada 1 Januari 2012 jumlah sumur di lapangan SGA sebanyak 11 sumur, dengan status 3 sumur tidak memproduksi (HS-01, HS-02 dan HS-03), sehingga total yang memproduksi hanya 8 sumur (HS-04, HS-05, HS-06, HS-07, HS-08, HS-09, HS-10 dan HS-11).

Sifat minyak di lapangan SGA adalah *high pour point* dengan viskositas minyak  $\pm 20$  CP pada temperatur reservoir  $120^{\circ}\text{F}$ , sehingga laju aliran minyak sering tersendat.

**Gambar 3.6** Sejarah Produksi Lapangan SGA

