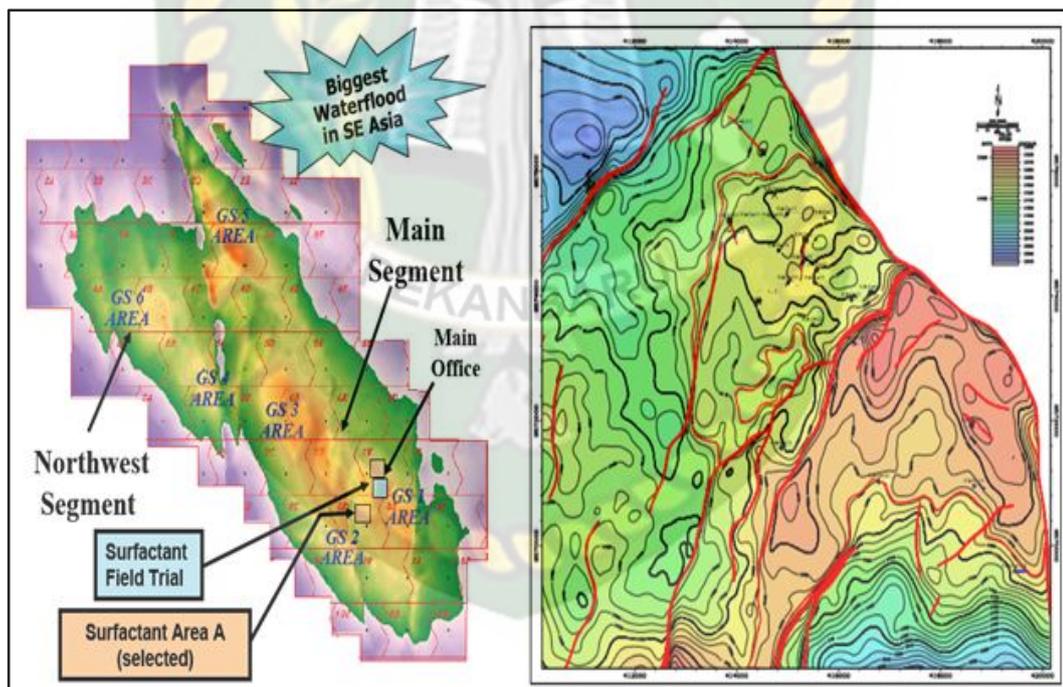


BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1 SEJARAH LAPANGAN MARIO

Mario merupakan salah satu lapangan *waterflood* terbesar di *south east asia*, yang terletak di Provinsi Riau Indonesia. Lapangan ini telah berproduksi lebih dari 59 tahun sejak ditemukan pada tahun 1944. *Recovery factor* lapangan Mario saat ini lebih dari 50% dari 9 BSTB *original oil in place*, yang berarti lapangan ini telah diproduksi 4,5 BSTB melalui *primary* dan *secondary recovery*. *Water cut* rata rata lapangan ini lebih dari 98%. (Hao et al., 2011)



Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan Mario (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

Lapangan Mario mulai diproduksi pada tahun 1952, awalnya jumlah sumur pada lapangan Mario sebanyak 35 sumur. *Perfomance* awal produksi lapangan Mario mengindikasikan bahwa sistem pendorong adalah *strong aquifer* dan pada desember 1958, 164 sumur berhasil diselesaikan. Pada tahun 1959

produksi minyak pada lapangan ini rata-rata 150.000 barrels (23.900 m³) *per day*, dengan *water cut* sekitar 2%. (Harman, & Salam, 1994)

Periode awal pengembangan lapangan Mario hingga tahun 1960 memiliki luas *well spacing* 214 acre (866.00 m²) per sumur pada sistem koordinat *triangular*. Pengelolaan reservoir pada tahun tersebut bertumpu pada memaksimalkan produksi minyak dari *commingled completions*. (Harman, & Salam, 1994)

Selain melakukan program *water shut off*, penambahan sumur dilakukan dengan jarak 71 acre (287.000 m²) yang dibor secara selektif untuk meningkatkan produksi. Namun, *water cut* terus meningkat. Kemudian lapangan ini menerapkan *electric submersible pump* (ESP) dan produksi semakin meningkat. Tetapi pada pertengahan 1960, *support aquifer* melemah seperti yang diprediksikan. (Harman, & Salam, 1994)

Pada tahun 1973 produksi lapangan Mario mencapai puncaknya yaitu 440.000 barrel (70.000 m³) *oil per day*. *Reservoir management* dari pertengahan tahun 1980 melakukan optimasi injeksi *peripheral* dan pemboran sumur pada jarak 24 acre (96.000 m²). Hasil dari perubahan interpretasi struktur, dengan jarak sumur 24 acre (96.000 m²) dibor pada lokasi struktural yang strategis untuk memperoleh *unswept oil*. (Harman, & Salam, 1994)

Konsep pengembangan sistem injeksi air berpola 7 titik terbalik (*Inverted Seven-Spots*) dimulai pada bulan Desember 1993, dengan maksud menjaga tekanan reservoir agar fluida tetap bisa mengalir ke permukaan. Awal tahun 1999 dimulai sistem injeksi uap yang berpola tujuh titik juga dengan maksud minyak yang tidak terdorong oleh air injeksi dapat terproduksi. (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

Pada bulan Maret 1999, jumlah sumur di Mario mencapai 1283 sumur yang terdiri dari 848 sumur produksi dan 289 sumur injeksi. Sementara itu, 146 sumur lainnya berproduksi 203 BOPD dan menginjeksikan air 6.319.000 BOPD. Berdasarkan data produksi tahun 1997, lapangan minyak telah menghasilkan produksi minyak kumulatif sebesar 4.056.254.000 barrel minyak dari 701 sumur

produksi dan kumulatif injeksi air sebesar 12.146.553.000 barrel air dari 253 sumur injeksi. (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

Dikarenakan produksi Lapangan Mario yang terus menurun, PT. CPI sejak tahun 2005 lalu mulai digunakan teknologi yang dikembangkan oleh Schlumberger, yaitu CHFR (*Cased Hole Formation Resistivity*) yang merupakan sebuah alat logging yang dijalankan setelah suatu sumur dipasang casing untuk melihat *performance* dari sumur lapisan sand produktif setelah diinjeksi air, apakah pada lapisan tersebut injeksi air berhasil mendorong minyak atau tidak. Oleh karena itu tim RCD (*Reservoir Characterization and Description*) mengembangkan sebuah teknologi yang dimaksudkan untuk mengimbangi penggunaan CHFR tersebut yang dinamakan dengan IPA System (*Injection Production Alignment*). Sistem ini bertujuan meningkatkan efektifitas injeksi air pada suatu lapisan. Dengan demikian, pada suatu pola dapat dikontrol lapisan mana yang harus diinjeksikan dan lapisan mana yang tidak perlu diinjeksikan. Hal tersebut berguna untuk mencegah terjadinya *by-passed oil*, *back flow*, *chanelling*, *water fingering*, *water cycling*, *water conning*. Apabila hal-hal tersebut dapat dicegah, maka sumur-sumur yang berada di Lapangan Mario dapat berproduksi secara efektif. (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

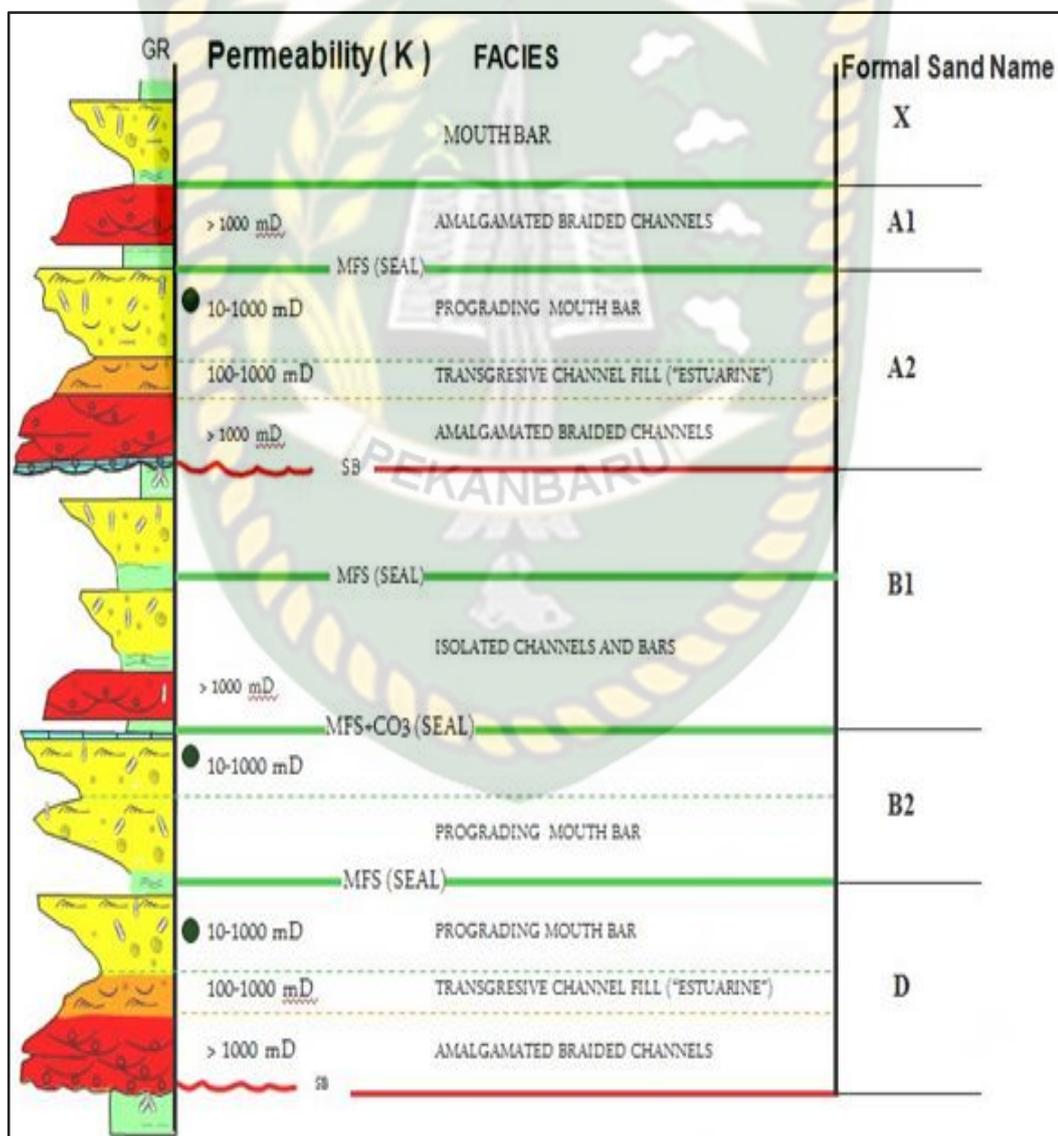
Sampai dengan bulan Agustus tahun 2006, total jumlah sumur di Lapangan Mario mencapai 1524 sumur, dengan produksi sekitar 90.000 BOPD dan injeksi air sebanyak 6 juta BOPD. Peningkatan produksi dengan teknologi baru terus dikembangkan untuk meningkatkan faktor perolehan minyak diantaranya adalah melalui proyek LOSF (*Light Oil Steam Flood*) dan penggunaan injeksi surfaktan yang masih terus dikaji untuk mengambil minyak yang masih tersimpan di reservoir Lapangan Mario. (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

3.2 KONDISI GEOLOGI

Ditinjau dari daerah geologisnya, Lapangan Mario diperkirakan berada pada cekungan Sumatera Tengah yang masa pembentukannya bersamaan dengan cekungan Sumatera Selatan. Mengenai struktur geologi regionalnya, Lapangan

Mario mempunyai dua reservoir utama yang dipisahkan oleh patahan besar yaitu *Main Segment* dan *North West Segment*. (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

lapangan Mario berada di *Central Sumatra Basin*, suatu antiklin yang diperkirakan panjangnya 10 km dan lebar 28 km. Reservoir utama terdiri dari 5 sand utama dalam formasi sihapas, yaitu A-1, A-2, B-1, B-2, dan D sand. Tipe log lapangan Mario yang menggambarkan sihapas sand ditunjukkan pada gambar 3.2. Sand tersebut mempunyai rata rata total *gross thickness* sekitar 260 ft dan terletak pada kedalaman sekitar 2000 ft. (Mikael, Asmadi, Marwoto, & Cease, 2000)



Gambar 3.2 Facies Model Lapangan Mario (Dokumentasi PT.CPI, 2009)

3.3 KARAKTERISTIK BATUAN RESERVOIR

Tabel 3.1 memberikan gambaran tentang karakteristik batuan reservoir lapangan Mario. Pada tabel 3.1 terdapat analisis batuan yang menunjukkan hasil porositas dan permeabilitas.

Tabel 3.1 Karakteristik Batuan Reservoir Lapangan Mario

| Lapisan Pasir | Harga Rata-rata Porositas (%) | Harga Rata-rata Permeabilitas (mD) |
|---------------|-------------------------------|------------------------------------|
| A1 | 26.60 | 3145 |
| A2 | 26.70 | 1365 |
| B1 | 27.60 | 1540 |
| B2 | 27.50 | 960 |
| D | 27.10 | 390 |
| S | 26.00 | 1420 |

Sumber : Dokumentasi PT.CPI (2009)

3.4 KARAKTERISTIK FLUIDA RESERVOIR

Analisis fluida hasil nilai GOR bervariasi dari 7–100 SCF/STB. Temperatur berkisar antara 180°F sampai 215°F dengan temperatur rata-rata 209°F dan tekanan 930 psi. sifat fisik minyak, air formasi dan gas lapangan Mario ditunjukkan pada tabel 3.2

Tabel 3.2 Karakteristik Fluida Reservoir Lapangan Mario

| Minyak | Gas | Air Formasi |
|------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| Pb = 200 Psia | $\Gamma_g = 1.27$ API | Salinitas = 1500-3000 ppm |
| Co = 1.10^{-5} Psi | Bg = $1.21 \cdot 10^{-3}$ bbl/stb | |
| $\rho_o = 0.8$ gr/cc | Mg = 0.0104 cp | $\mu_w = 0.32$ cp |
| Bo = 1.076 bbl/stb | | |
| $\mu_o = 3.3 - 3.5$ cp | | |
| Pr = 930 Psi | | |
| Sgo = 36^6 API | | |
| Tr = 200 °F | | |

Sumber : Dokumentasi PT.CPI (2009)