

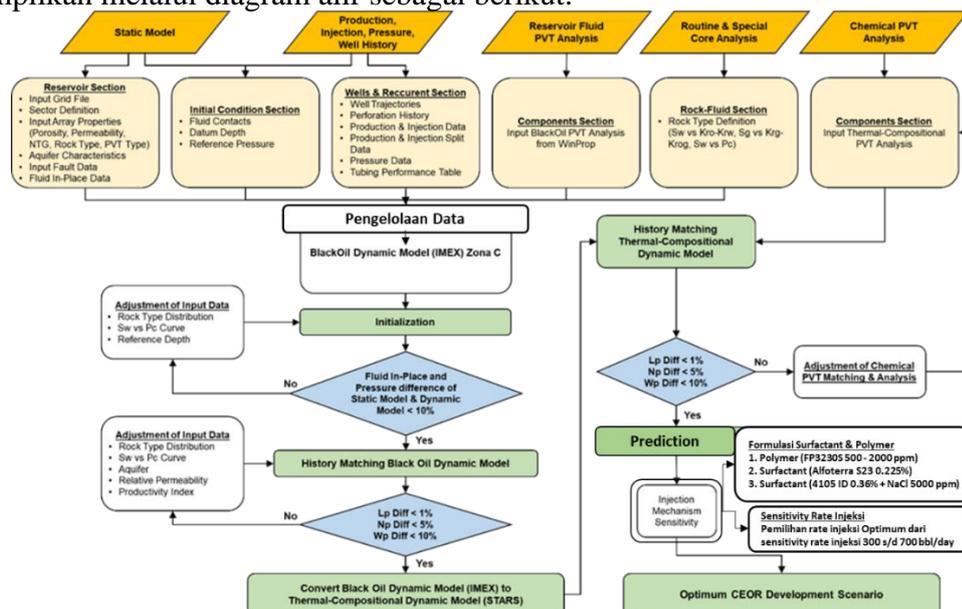
## RINGKASAN

Lapangan TBG berproduksi dari 6 lapisan sandstone yaitu lapisan A, B, C, D, E, F, dan satu lapisan basement yaitu zona P. Puncak produksi pada tahap primary terjadi pada Maret 1963 sebesar 47,963 BOPD. Implementasi Full Scale Waterflood dengan pattern injeksi staggered line drive mulai diimplementasikan pada Juli 1995 oleh JOB Pertamina-Talisman Tanjung (Ltd) (sekarang oleh PT PERTAMINA EP) dan puncak produksi pada tahap secondary recovery terjadi pada Januari 1999 sebesar 10,095 BOPD. Total sumur di Lapangan TBG hingga saat ini berjumlah 193 sumur. Zona C pada lapangan TBG sebagai target sand dalam penelitian ini telah memiliki hasil polimer field trial pada salah satu pattern sehingga dapat memberikan gambaran awal dalam perencanaan injeksi chemical enhanced oil recovery (CEOR).

Injeksi chemical enhanced oil recovery (CEOR) adalah Upaya tertiary recovery dalam pelaksanaan eksploitasi minyak bumi, dengan perolehan minyak menggunakan metode primary dan secondary sudah maksimal, maka langkah yang tepat untuk meningkatkan perolehan minyak adalah menggunakan tertiary recovery serta metode yang digunakan khususnya pada lapangan TBG adalah injeksi chemical enhanced oil recovery (CEOR).

Pada Lapangan TBG lapisan Zona C adalah sebagai target sand dalam penelitian ini, karena telah memiliki hasil polimer field trial pada salah satu pattern sehingga dapat memberikan gambaran awal dalam perencanaan injeksi chemical enhanced oil recovery (CEOR).

Metodologi dalam penelitian ini terbagi dalam beberapa langkah yang ditampilkan melalui diagram alir sebagai berikut.



Hasil analisis metode injeksi CEOR yang sesuai dengan Zona C lapangan TBG terdapat 3 yaitu

- Baseline Waterflood + Polymer (FP3230S 2000 ppm) (0.4 PV (P))
- Baseline Waterflood + ((Surfactant + Polymer)+ (Polymer)) ((Alfoterra S23 0.225% + FP3230S 500 ppm) + (FP3230S 2000 ppm)) (0.2 PV (SP) + 0.7 PV (P))
- Baseline Waterflood + ((Surfactant + Polymer)+ (Polymer)) ((4105 ID 0.36% + NaCl 5000 ppm) + [FP3230S 2000 ppm]) (0.2 PV (SP) + 0.7 PV (P))

Analisa penentuan skenario injeksi yang optimal berdasarkan peningkatan incremental Np sebesar 1.24 MMSTB dan recovery factor 0.974% untuk reservoir Zona C adalah Baseline Waterflood + ((Surfactant + Polymer)+ (Polymer) [Alfoterra S23 0.225% + FP3230S 500 ppm] + [FP3230S 2000 ppm] 0.2 PV (SP) + 0.7 PV (P).

Scenario	Remarks	Slug Size	OOIP Zona C (Dynamic), MMSTB	History Matching	Forecast to End of		Incremental to		Forecast to End of		Incremental to		
				Cut-off Date (June 2022)	PSC (Dec 2035)		Baseline Waterflood (Dec 2035)		Prediction (Dec 2065)		Baseline Waterflood (Dec 2065)		
				STARS	STARS		STARS		STARS		STARS		
Np (MMSTB)	RF (%)	Np (MMSTB)	RF (%)	Np (MMSTB)	RF (%)	Np (MMSTB)	RF (%)	Np (MMSTB)	RF (%)	Np (MMSTB)	RF (%)		
Basecase (NFA)	54 Producer & 19 Injector [Do Nothing]		126.84	30.40	23.97%	31.70	25.00%			34.72	27.37%		
Baseline Waterflood	62 Producer & 31 Injector (Jul 2022 - Jun 2024) 57 Producer & 33 Injector (Starting Jul 2024)					32.71	25.79%			36.28	28.60%		
1 Polymer	Baseline Waterflood + [FP3230S 2000 ppm] + Post Flush	0.4 PV [P]				33.75	26.61%	1.03	0.82%	37.28	29.39%	1.00	0.79%
2 (Surfactant-Polymer) + Polymer	Baseline Waterflood + [Alfoterra S23 0.225% + FP3230S 500 ppm] + [FP3230S 2000 ppm] + Post Flush	0.2 PV [SP] + 0.7 PV [P]				33.95	26.76%	1.24	0.97%	39.31	30.99%	3.03	2.39%
3 (Surfactant-Polymer) + Polymer	Baseline Waterflood + [(4105 ID 0.36%+NaCl 5000 ppm) + FP3230S 500 ppm] + [FP3230S 2000 ppm] + Post Flush	0.2 PV [SP] + 0.7 PV [P]				33.94	26.76%	1.23	0.97%	39.01	30.75%	2.73	2.15%

**Keywords:** Chemical EOR injection; Development scenario; Injection optimization