

RINGKASAN

Reservoir minyak “KAS” mulai diproduksi sejak bulan Oktober 1957 hingga awal bulan Juni 2017. Pada akhir produksi Reservoir “KAS” terdiri dari 58 sumur aktif produksi, 2 sumur injeksi air *shut-in*, dan 13 sumur produksi *shut-in*. *Oil in place* Reservoir “KAS” sebesar 64,62 MMSTB dan kumulatif produksi pada akhir produksi bulan Juni 2017 sebesar 6,003 MMSTB (RF=9,29%). Jumlah cadangan sisa yang masih banyak dan seiring berjalannya waktu, Tekanan Reservoir akan terus menurun, hal ini menjadi dasar pengembangan lebih lanjut guna meningkatkan perolehan minyak dan *recovery factor* pada Reservoir “KAS”.

Tujuan dari tugas akhir ini adalah membuat skenario pengembangan produksi tahap kedua yaitu *waterflooding* menggunakan simulasi reservoir. Perencanaan yang akan dilakukan pada reservoir “KAS” terdiri dari 3 skenario pengembangan. Ketiga skenario ini mulai disimulasikan dari Juni 2017 sampai Juni 2047, yang terdiri dari Skenario I dengan memproduksi *basecase* dan 8 sumur *Convert To Injection* yang di konversi berdasarkan nilai *water cut* dan *cummulative oil* menggunakan *scatter plot*, Skenario II memproduksi *basecase*, 8 sumur *Convert To Injection* dan penambahan 2 sumur injeksi baru, di mana titik dan letak sumur-sumur injeksi baru ini dipilih berdasarkan peta distribusi *Oil Per Unit* dan metode *Spacing* dengan *assisted history matching* dengan 100 Skenario dan Skenario III memproduksi *basecase* dan 8 sumur injeksi yang laju injeksinya sudah di *sensitivity* oleh *assisted history matching* dengan 100 Skenario.

Dari ketiga skenario tersebut, *recovery factor* yang diperoleh oleh skenario I adalah sebesar 19,78%, skenario II sebesar 19,985%. Untuk skenario I dan skenario II *rate* injeksi dan BHP yang digunakan berdasarkan *rate* injeksi dan BHP dari sumur injeksi yang sudah ada dan yang paling bagus yaitu Sumur injeksi I2 sebesar 689,87 stb/day dan 892,65 psi. Penentuan *rate* injeksi dan BHP yang optimum pada skenario III ditentukan dengan metode *assisted history matching* menggunakan 100 skenario. Untuk skenario III *rate* injeksi dan BHP optimum adalah 1499,71 stb/day dan 1187,88 psi sehingga *recovery factor* yang di peroleh 21,06%. Dari ketiga macam skenario *waterflood* yang diaplikasikan pada Reservoir “KAS” ini, Skenario terbaik yang dinilai berdasarkan hasil *running* simulasi dan unsur keteknikan adalah Skenario III, tanpa mempertimbangkan unsur keekonomiannya.

Kata kunci: *Convert To Injection, Waterflooding, Oil Per Unit, Recovery Factor*

ABSTRACT

Oil reservoir "KAS" began production from October 1957 to early June 2017. At the end of production The reservoir "KAS" consists of 58 active production wells, 2 shut-in water injection wells, and 13 shut-in production wells. Oil in place Reservoir "KAS" amounted to 64.62 MMSTB and cumulative production at the end of June 2017 amounted to 6.003 MMSTB (RF=9.29%). The amount of residual reserves is still large and over time, the Reservoir Pressure will continue to decrease, this is the basis for further development to increase oil recovery and recovery factor in the "KAS" Reservoir.

The purpose of this final project is to create a scenario for the development of the second phase of production, namely waterflooding using reservoir simulation. Planning to be carried out on the reservoir "KAS" consists of 3 development scenarios. These three scenarios began to be simulated from June 2017 to June 2047, consisting of Scenario I by producing basecase and 8 Convert To Injection wells converted based on water cut and cumulative oil values using scatter plots, Scenario II producing basecase, 8 Convert To Injection wells and the addition of 2 new injection wells, where the point and location of these new injection wells were selected based on the Oil Per Unit distribution map and assisted Spacing method history matching with 100 scenarios and scenario III produces basecases and 8 injection wells whose injection rates have been sensitized by assisted history matching with 100 scenarios.

Of the three scenarios, the recovery factor obtained by scenario I is 19.78%, scenario II is 19.985%. For scenario I and scenario II the injection rate and BHP used are based on the injection rate and BHP of existing injection wells and the best is the I2 injection well of 689.87 stb / day and 892.65 psi. The determination of the optimum injection rate and BHP in scenario III was determined by assisted history matching method using 100 scenarios. For scenario III the optimum injection rate and BHP are 1499.71 stb / day and 1187.88 psi so that the recovery factor obtained is 21.06%. Of the three types of waterflood scenarios applied to this "KAS" Reservoir, the best scenario assessed based on the results of running simulations and engineering elements is Scenario III, without considering the economic elements.

Keywords: Convert To Injetion, Waterflooding