

ABSTRAK

STUDI RENCANA PENGEMBANGAN INJEKSI POLIMER PADA LAPANGAN “KAF” LAYER C MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

Oleh
Muchlis Alkaff
NIM: 113190102
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Lapangan “KAF” merupakan lapangan minyak yang berada di stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan yang sudah mulai berproduksi sejak 1986. Hingga bulan juni 2014 lapangan ini telah memiliki total sumur sebanyak 59 sumur dengan 32 sumur aktif, 4 sumur *shut in*, 10 sumur injeksi dan 13 sumur *suspended*. Lapangan “KAF” memiliki nilai OOIP sebesar 69.93 MMSTB dengan produksi minyak total sebesar 15.84 MMSTB dan *current recovery factor* sebesar 22.65%. Potensi lapangan ini masih besar oleh karena itu dilakukan pengembangan lapangan dengan metode injeksi polimer untuk mengetahui pengaruh polimer terhadap penyapuan minyak pada lapangan dalam upaya mengoptimalkan *recovery factor*.

Studi ini melakukan beberapa skenario, pertama dengan *forecasting* tanpa melakukan apapun atau NFA (*no further action*) sebagai *basecase*. Kemudian dilakukan injeksi polimer dengan 2 sumur injeksi *existing* dan 4 sumur CTI. Polimer yang digunakan ada jenis HPAM. Untuk mendapatkan hasil yang optimal, pada skenario ini dilakukan sensitivitas terhadap konsentrasi polimer, laju injeksi dan *pore volume injected*. Selanjutnya dilakukan analisa terhadap hasil skenario untuk mendapatkan *recovery factor* yang optimum.

Konsentrasi polimer pada skenario terbaik sebesar 1000 ppm dan dilanjutkan dengan *flush* menghasilkan kumulatif produksi minyak sebesar 18.16 MMSTB, *water cut* sebesar 0.9, dan *recovery factor* sebesar 25.93%. Skenario ini memiliki kenaikan nilai *recovery factor* sebesar 1.64%

Kata kunci: EOR, injeksi polimer, *recovery factor*, simulasi reservoir.

ABSTRACT

PILOT PROJECT STUDY OF POLYMER INJECTION IN “KAF” LAYER C FIELD USING tNAVIGATOR RESERVOIR SIMULATION

By
Muchlis Alkaff
NIM: 113190102
(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The "KAF" Field is an oil field located in the stratigraphy of the South Sumatra Basin and has been in production since 1986. As of June 2014, the field comprises a total of 59 wells, including 32 active wells, 4 shut-in wells, 10 injection wells, and 13 suspended wells. The field has an Original Oil in Place (OOIP) of 69.93 MMSTB, with a cumulative oil production of 15.84 MMSTB and a current recovery factor of 22.65%. Due to the field's remaining potential, a development strategy using polymer injection is proposed to evaluate the impact of polymer on oil displacement and to optimize the recovery factor.

This study evaluates several scenarios, starting with a No Further Action (NFA) forecast as the base case. Polymer injection is then simulated using two existing injection wells and four converted CTI wells. The polymer used is of the HPAM type. To achieve optimal results, sensitivity analyses are conducted on polymer concentration, injection rate, and pore volume injected. The results of these scenarios are analyzed to determine the optimum recovery factor.

The best-case scenario uses a polymer concentration of 1000 ppm followed by a flush, resulting in a cumulative oil production of 18.16 MMSTB, a water cut of 0.9, and a recovery factor of 25.93%. This scenario yields an increase in the recovery factor of 1.64%.

Keywords: *enhanced oil recovery, polymer injection, recovery factor, reservoir simulation*