RINGKASAN

Pada penulisan skripsi ini dikaji satu sumur yaitu Sumur A#01 yang terletak di Lapangan Alpha. Pelaksanaan *hydraulic fracturing* dilakukan pada formasi Telisa-2. Alasan dilakukannya metode stimulasi *hydraulic fracturing* adalah penurunan laju produksi formasi Telisa-2 Sumur A#01 dan formasi Telisa-2 memiliki permeabilitas yang lebih kecil (18,75 mD) dari dua formasi produktif lainnya pada sumur A#01 yaitu formasi Bekasap A-1 dan Bekasap C-1

Latar belakang dilakukannya evaluasi *hydraulic fracturing* adalah mengevaluasi keberhasilan pelaksanaan *hydraulic fracturing* yang dianalisis dari segi geometri rekah, konduktivitas rekahan, peningkatan produksi dan analisis *Pay Out Time* (POT) sehingga dapat dijadikan referensi pelaksanaan *hydraulic fracturing* Formasi Telisa-2 pada sumur-sumur yang berdekatan lainnya.

Evaluasi yang dilakukan pada skripsi ini diantaranya adalah evaluasi geometri rekahan 2D maupun P3D, evaluasi peningkatan produksi dan evaluasi dari segi keekonomiannya. Evaluasi geometri rekah yang terbentuk setelah *hydraulic fracturing* dilakukan dengan menggunakan fracCADE* (P3D) dan metode perhitungan manual PKN (2D). Evaluasi perkiraan peningkatan produksi dilakukan dengan menggunakan metode McGuire-Sikora. Di samping itu, dievaluasi laju produksi aktual dengan pemasangan tipe pompa *electric submersible pump* yang sama sebelum dan setelah *hydraulic fracturing* (D725N/238/60 Hz). Dari segi keekonomian, dilakukan perhitungan POT (*Pay Out Time*).

Berdasarkan analisis geometri rekah simulasi desain didapatkan hasil panjang rekah sebesar 314,3 ft, lebar rekahan rata-rata sebesar 0,118 in dan *net pressure* sebesar 847 psi. Berdasarkan analisis simulasi fracCADE* data aktual setelah *hydraulic fracturing* didapatkan panjang rekah sebesar 408,5 ft, lebar rekahan rata-rata sebesar 0,098 in dan *net pressure* sebesar 912 psi. Berdasarkan analisis perhitungan manual 2D metode PKN didapatkan analisis panjang rekah sebesar 434,76 ft, lebar rekahan rata-rata sebesar 0,32 in dan *net pressure* sebesar 1590 psia. *Productivity index* formasi Telisa-2 sebelum *hydraulic fracturing* sebesar 0,15 bpd/psi dan setelah *hydraulic fracturing* menggunakan hasil analisis simulasi data aktual diperoleh peningkatan PI dengan metode McGuire-Sikora sebesar 0,78 bpd/psi dan *productivity index* aktual setelah *hydraulic fracturing* sebesar 1,22 bpd/psi. Skin sebelum pelaksanaan *hydraulic fracturing* sebesar 4,24 dan skin setelah *hydraulic fracturing* -6,04. Berdasarkan analisis sensitivitas dengan Pipesim, semakin panjang rekahan yang dihasilkan maka peningkatan *productivity index* akan semakin besar dan panjang rekah optimum melalui perhitungan dengan metode McGuire-Sikora sebesar 491 ft. *Pay out time* pekerjaan *hydraulic fracturing* formasi Telisa-2 sumur A#01 sebesar 14,14 hari sehingga dapat dikatakan bahwa pelaksanaan *hydraulic fracturing* berhasil.