ABSTRAK

Struktur "Illusia" merupakan struktur yang terletak di Lapangan "Realita", berlokasi di Cekungan Jawa Timur Utara, Desa Ngampel, Kecamatan Kapas, Kabupaten Bojonegoro, Jawa Timur. Struktur ini merupakan wilayah kerja PT. Pertamina EP Asset 4. Lapangan "Realita" merupakan lapangan minyak yang juga memproduksikan gas berupa *gas associated*. Lapangan "Realita" memiliki *initial gas in solution* sebesar 267,59 Bscf, *recovery factor* sebesar 61,08%, dan *Ultimate recovery gas* sebesar 163,45 Bscf. Menurut data produksi hingga Desember 2017, Lapangan "Realita" telah berproduksi dengan kumulatif gas (Gp) sebesar 96,8 Bscf. Maka, cadangan sisa yang masih bisa diproduksikan pada lapangan ini sebesar 66,65 Bscf. Gas yang terproduksi sebagian besar dijual ke Perusahaan Gasuma sejak 01 Januari 2018 sampai dengan 31 Desember 2035. Dalam kontrak, tidak ada kesepakatan *plateau rate* gas namun dalam skripsi akan direkomendasikan *plateau rate / rate* konstan maksimal yang dapat dicapai oleh Lapangan "Realita" sampai dengan akhir kontrak.

Studi ini dilakukan dengan menggunakan *simulator* produksi Pipesim dan sub program *Field Planning Tools*. Studi diawali dengan pengumpulan, pengelompokkan, dan validasi data lapangan berupa data reservoir, data sumur, data jaringan, dan data penunjang lainnya. Langkah selanjutnya adalah *inputting data* pada *simulator* berdasarkan model sumuran (*single branch*), jaringan, dan total sistemnya sebagai dasar dalam tahapan pengembangan lapangan. Studi pengembangan lapangan dilakukan dengan membuat beberapa tahapan, di antaranya *basecase* dan tahapan 1. *Basecase* dilakukan dengan memproduksikan lapangan *existing* dengan *constraint rate* sebesar 5MMscfd tanpa melakukan strategi pengembangan apapun. Tahapan *basecase* hanya mampu mempertahankan *plateau rate* sampai dengan 30 September 2022 dengan *recovery factor* sebesar 58,11% dan kumulatif produksi sebesar 155,5 Bscf. Sehingga dilakukan tahapan 1, yaitu dengan meneruskan tahapan *basecase* namun dilakukan penambahan ukuran bukaan *choke* sebesar 10% awal saat produksi mulai turun / *decline rate* terjadi. *Choke up* dilakukan pada 6 sumur dengan potensi sumuran terbesar. Tahapan 1 mampu mempertahankan *plateau rate* sampai dengan 31 Desember 2035 dengan *recovery factor* sebesar 59,67% dan kumulatif produksi sebesar 149,49 MMSTB dan 159,74 Bscf.

Selanjutnya, dilakukan analisa keekonomian terhadap tahapan pengembangan yang telah dibuat. Berdasarkan analisa yang dilakukan, didapatkan nilai *contractor share* tahapan 1 naik sebesar 8,97% dari *basecase* atau sebesar 507,1 MMUSD dibanding *basecase* sebesar 465,35 MMUSD. Dengan demikian mempertahankan *plateau rate* sampai dengan akhir kontrak menjadi jauh lebih menguntungkan dari pada membiarkan lapangan berproduksi tanpa adanya pengembangan lapangan.