

RINGKASAN

Pada Lapisan “F”, Lapangan “J” terdapat 10 sumur produksi dengan metode produksi *Gas Lift*, dan sumur injeksi untuk *water flooding*. Dari hasil simulasi reservoir yang telah dilakukan diketahui mekanisme pendorong reservoir pada Lapisan “F”, Lapangan “J” yaitu *solution gas drive* dengan *Recovery Factor* sebesar 17,61% sehingga memungkinkan dilakukan injeksi *liquefied CO₂* untuk meningkatkan perolehan minyak.

Untuk melakukan analisa injeksi CO₂ secara *full scale* telah dilakukan beberapa studi tentang kelayakan injeksi CO₂ dengan melakukan analisa PVT dan simulasi reservoir. Untuk mengimplementasikan hasil studi simulasi reservoir secara *full scale* diperlukan simulasi produksi dalam perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ menggunakan *central scenario*. *Central scenario* yaitu penggunaan satu *source* berupa tangki penimbun fluida CO₂ untuk menyalurkan CO₂ keseluruhan sumur injeksi. Perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ dilakukan dengan tahap *repressurize* dan tahap pendesakan

Pada perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ ini digunakan tangki dengan *retention time* selama 4 jam dan separator dengan *retention time* selama 30 detik. Pada perancangan *network* dan *surface facilities* injeksi CO₂ ini digunakan daya pompa sebesar 22 HP untuk dapat menginjeksikan *liquefied CO₂* ke seluruh sumur injeksi dengan *flowline* dan *pipeline* berbahan *stainless steel schedule 80*, dengan NPS sebesar 2 dan 3 inch. Tahap *repressurize* yang terdiri dari 3 tahapan berhasil meningkatkan tekanan reservoir pada kondisi *existing* mendekati tekanan *initial* reservoir sebesar 1750 psi dan tahap pendesakan yang juga terdiri dari 3 tahapan berhasil mencapai *rate* optimal sebesar 1250 STB/D.