

RINGKASAN

Pada mulanya, Lapangan FAR adalah lapangan minyak, dimana minyak diproduksi melalui Sumur U1 dan Sumur U43. Namun kemudian terdapat temuan gas pada Sumur U42 yang menembus Lapisan B40-Series yang memiliki potensi untuk dikembangkan. Berdasarkan hasil analisa geologi dan geofisika, diketahui OGIP dalam Reservoir B40-Series adalah 28 bcf. Untuk memperoleh data-data karakteristik reservoir yang dibutuhkan, dilakukan serangkaian uji tekanan dan uji aliran dalam DST#1 pada Sumur U42. Untuk merencanakan strategi pengembangan Lapangan FAR, perlu diketahui laju optimum sumuran dan laju optimum produksi gas Lapangan FAR yang harus dipenuhi.

Penelitian diawali dengan mengumpulkan data reservoir, sifat fisik fluida, data OGIP, data sumuran, data PBU dan data uji deliverabilitas. Data uji PBU kemudian dianalisa menggunakan *software* Saphir dengan Metode Pressure Derivatif. Sedangkan data hasil uji MIT dianalisa menggunakan Metode LIT dengan bantuan *software* PIPESIM. Dari analisa MIT tersebut dapat diketahui AOFP dan Kurva IPR Sumur U42. Laju optimum sumur dapat diperkirakan dari besarnya harga AOFP, namun untuk mendapat hasil yang lebih mewakili perlu juga dilakukan perhitungan *erosional rate* sebagai batas maksimal laju alir sumuran. Selanjutnya analisa nodal dilakukan untuk mengetahui perubahan ukuran *choke* yang harus digunakan untuk memperoleh laju alir yang optimal seiring dengan turunnya tekanan sumur. Selanjutnya dilakukan simulasi produksi dengan beberapa skenario harga laju produksi lapangan (*contract rate*) menggunakan simulator FPT-PIPESIM. Masing-masing skenario terdiri dari beberapa tahapan yang bertujuan untuk mempertahankan *plateau contract rate* selama mungkin. Tahapan yang dilakukan dapat berupa penambahan sumur dan pemasangan *well head compressor*.

Dari hasil analisa PBU diketahui tekanan reservoir rata-rata adalah 1849 psia, dengan permeabilitas 185 mD, dan faktor skin sebesar (+) 17,5. Sementara dari hasil analisa deliverabilitas sumur diketahui besarnya AOFP adalah 80 MMscfd. Dari perhitungan diketahui harga *erosional rate* adalah 5,9 MMscfd, sehingga ditentukan laju alir optimum sumuran adalah 5 MMscfd. Dengan memperhitungkan *pressure loss* yang terjadi dari *well head* hingga ke *sales point*, tekanan *well head* minimum adalah 350 psia. Namun angka ini dapat diturunkan hingga 100 psia apabila dilakukan pemasangan *well head compressor*. Skenario I adalah memproduksi gas Lapangan FAR dengan *rate* lapangan 5 MMscfd menggunakan 2 sumur. Skenario II adalah memproduksi Lapangan FAR dengan *rate* lapangan 10 MMscfd menggunakan 2 sumur. Skenario III Adalah memproduksi Lapangan FAR dengan *rate* lapangan 15 MMscfd dengan 3 sumur.