

RINGKASAN

Lapisan B pada lapangan “RAF” merupakan lapisan yang paling tipis. Lapisan ini memiliki ketebalan zona produktif rata – rata 45 ft dengan total ketebalan lapisan 750 ft. Permeabilitas pada lapisan B juga kecil, dengan rata – rata 280 mD sehingga, jika di produksikan dengan metode sumur vertikal, produksi sumur cepat mengalami penurunan. Untuk mendapatkan produksi minyak yang optimal dengan mempertahankan laju alir produksi sampai batas akhir kontrak, maka dilakukan pengeboran dengan metode horizontal.

Jumlah sumur produksi aktif lapangan “RAF” saat ini (Juli 2012) sebanyak 326 sumur produksi, terbagi menjadi 316 sumur vertikal, 10 sumur horizontal. Pada lapisan B OOIP 83 MMSTB, kumulatif produksi sebesar 24.87 MMSTB dengan *Recovery Factor* sebesar 30%. Pada lapisan B terdapat 17 sumur dengan status *shut in*, 25 sumur injeksi, 13 sumur Vertikal dan 3 sumur horizontal.

Metode penelitian ini menggunakan data hasil simulasi reservoir untuk menentukan lokasi mana pada lapangan ini yang paling optimum untuk dilakukan pemboran sumur horizontal. Setelah model selesai dibuat maka dipilih lokasi yang masih memiliki kantung – kantung minyak yang masih bisa diproduksi yang dapat dilihat dari peta HPT ($A \times S_o \times H \times P_o$). Metode yang digunakan untuk mendapatkan jumlah dan lokasi sumur horizontal yang optimal adalah dengan merubah banyaknya sumur horizontal yang akan di *infill*. Penambahan jumlah sumur ini dibagi menjadi 3 skenario simulasi sebagai berikut:

Base Case 16 Sumur (13 Sumur Vertikal dan 3 Sumur Horizontal)

Skenario I *Base Case* + Penambahan 8 Sumur Horizontal

Skenario II *Base Case* + Penambahan 11 Sumur Horizontal

Skenario III *Base Case* + Penambahan 20 Sumur Horizontal

Setiap skenario dilakukan prediksi selama 10 tahun, yaitu dari 2013 – 2022. Dan dari hasil simulasi dapat diamati perbedaan *reservoir properties* pada masing – masing scenario. Perbedaan reservoir properties ini dilihat dari besarnya nilai permeabilitas serta penurunan tekanan. Setelah diamati, skenario II dengan penambahan 11 sumur memiliki rata – rata nilai K paling besar yaitu 318 mD dan juga penurunan tekanan pada skenario II tidak terlalu kecil, dimana besarnya tekanan setelah akhir prediksi sebesar 1174 Psia . Dilakukan juga perhitungan laju alir sumur horizontal secara analitik, dan di dapat nilai q_h sumur horizontal pada skenario II lebih besar disbanding skenario lainnya. Dari semua analisa hasil simulasi reservoir yang dilakukan maka di dapat skenario II yang paling optimum untuk dilakukan pemboran sumur Horizontal.