

ABSTRAK

Lapisan 'S' yang terletak pada struktur 'SS' memiliki kandungan minyak awal di tempat (OOIP) sebesar 9.2 MMSTB, dan mulai produksi sejak tahun 2014 dengan kumulatif produksi mencapai 79.3 MSTB dan *recovery factor* sebesar 0.86%, hingga saat ini (Juni 2015) lapisan 'S' baru terdapat 2 sumur sumur produksi, masih kecilnya kumulatif perolehan minyak serta jumlah sumur, membuat lapisan 'S' memiliki kemungkinan untuk dilakukan pengembangan.

Studi perencanaan pengembangan dilakukan dengan menggunakan simulator, untuk membuat model reservoir yang akan digunakan, perlu melalui tahap pengolahan data, *inputting* data, inisialisasi dan *history matching* terlebih dahulu. Hasil akhir tahapan inisialisasi diperoleh beda model dan aktual untuk OOIP sebesar 0,5% dan tekanan sebesar 0.26%. Hasil akhir *history matching* adalah model memiliki *trend* yang sama serta perbedaan kumulatif model dan aktual tidak jauh beda (beda kumulatif model dengan aktual untuk *liquid*, minyak, dan air adalah 0.2%, 0.9%, dan 0.2%). Jika telah melalui kedua tahap tersebut maka model baru dapat dipergunakan untuk studi perencanaan pengembangan.

Pemilihan lokasi sumur produksi baru didasarkan pada parameter *Oil Producing Potential*. *Oil Producing Potential* merupakan parameter baru yang diperoleh dari modifikasi *Oil per Unit Area* dengan *Flowrate Capability*. Parameter *Oil per Unit Area* adalah parameter yang menggambarkan ketebalan reservoir pada *grid* yang berisi minyak dalam suatu luasan area. Parameter *Flowrate Capability* merupakan parameter yang menggambarkan besarnya kemampuan dari suatu ketebalan reservoir tertentu untuk dapat mengalirkan fluida reservoir yang mengalami penekanan oleh tekanan di dalam reservoir. Kriteria pemilihan lokasi sumur injeksi diantaranya kedalaman, distribusi permeabilitas, dan distribusi saturasi air

Studi pengembangan lapisan 'S' dilakukan tanpa mempertimbangkan faktor keekonomian, dimana skenario pengembangan yang disusun untuk diterapkan yaitu: *basecase*, merupakan produksi *existing* tanpa melakukan upaya pengembangan lapangan, diperoleh kumulatif minyak 0.66 MMSTB dengan *RF* sebesar 7,15%. Skenario I, merupakan *basecase* ditambah 1 *workover* (melakukan *reperforasi*), diperoleh kumulatif minyak 0.7 MMSTB dengan *RF* sebesar 7,61%. Skenario II, merupakan skenario I ditambah 6 sumur produksi, diperoleh kumulatif minyak 1.49 MMSTB dengan *RF* sebesar 16.24%. Skenario III, merupakan skenario II ditambah 5 sumur injeksi sebagai *pressure maintenance* dan terbagi dalam 5 skenario (skenario III-A hingga III-E untuk studi sensitivitas), Hasil perbandingan sensitivitas performa produksi pada skenario III menunjukkan bahwa *rate* injeksi 1500 BWPD dan tekanan injeksi 1000 psi (skenario III-B) merupakan kondisi optimum dimana didapatkan kumulatif minyak 2.01 MMSTB dengan *RF* sebesar 21.85 %.

Dari keempat skenario yang telah diterapkan, skenario III-B (8 sumur produksi dan 5 sumur injeksi air dengan *rate* injeksi 1500 BWIPD dan tekanan injeksi 1000 psi) merupakan skenario terbaik karena memberikan kumulatif produksi minyak paling tinggi yaitu sebesar 2.01 MMSTB dan *recovery factor* 21.85% atau mampu meningkatkan *recovery factor* sebesar 14.7%.