

## RINGKASAN

Lapangan “HAF” terletak di bagian sebelah barat Blok I, Sumatra Selatan dan termasuk dalam wilayah kerja Perusahaan Z. Formasi Talang Akar merupakan reservoir utama pada lapangan ini. Lapangan ini terdiri dari Lapisan F, G dan H. Lapisan F terdiri dari 3 sub-lapisan yakni F-1, F-2, dan F-3. Pada studi sebelumnya oleh Farah Saufika Normaysti (2016), telah dilakukan simulasi reservoir pada Lapisan F dengan menggunakan simulator *Eclipse 300* yaitu perencanaan sumur pengembangan dan sumur injeksi air. Skenario optimum pada studi tersebut akan digunakan sebagai Skenario *Basecase* pada studi kali ini. Kemudian telah dilakukan pula skenario oleh Rambu Muhammad Ma'roefi (2019) berupa *basecase* ditambah dengan empat sumur injeksi CO<sub>2</sub> secara *immiscible* dan *miscible* pada zona minyak lapisan F-1. Berdasarkan hasil studi sebelumnya, selanjutnya akan dicoba pengembangan dengan penginjeksian CO<sub>2</sub> pada zona *gas cap* dengan simulator *GEM Computer Modelling Group* untuk melihat apakah terjadi penambahan kumulatif produksi minyak dan *recovery factor* bila dibandingkan dengan injeksi CO<sub>2</sub> pada zona minyak.

Simulasi reservoir digunakan untuk memprediksi besarnya laju produksi dan perolehan minyak. Simulator yang digunakan pada studi kali ini adalah *GEM Computer Modelling Group*. Simulator ini merupakan simulator tingkat lanjut yang mampu memodelkan komposisi di reservoir. Studi simulasi pada Lapangan “HAF” hanya memfokuskan kepada sub-lapisan F-1. Tahapan-tahapan simulasi reservoir dalam studi ini, yaitu: membuat beberapa skenario penginjeksian CO<sub>2</sub> pada zona *gas cap* dengan melakukan sentivitas pola, dengan pola terbaik kemudian dilakukan variasi laju injeksi CO<sub>2</sub>, dan setelah diperoleh laju injeksi terbaik kemudian dilakukan variasi tekanan injeksi untuk diperoleh skenario terbaik.

Berdasarkan hasil simulasi, Variasi pola injeksi pada Skenario I menunjukkan bahwa pola tidak begitu berpengaruh dalam menentukan keberhasilan injeksi CO<sub>2</sub> pada *gas cap*. Hal ini dikarenakan injeksi CO<sub>2</sub> pada *gas cap* dengan pola tidak berada pada titik injeksi yang optimum karena lebih memperhatikan posisi sumur produksi di sekitarnya. Kemudian variasi laju injeksi yang optimum adalah 2570 MSCFD (Skenario II-D). Apabila laju injeksi dinaikkan lagi maka akan menyebabkan matinya sumur produksi yang lebih awal karena GOR pada sumur sudah melebihi *constraint*. Dan Skenario III-B menunjukkan satu sumur injeksi dengan laju injeksi 2570 MSCFD akan optimum dengan tekanan injeksi 679 psi hal ini dikarenakan titik injeksi yang berdekatan dengan patahan sehingga tekanan yang berlebih dapat menyebabkan *loss* dan tidak memberikan perubahan terhadap kumulatif minyak dan tekanan reservoir.

Skenario III-B lebih optimum daripada skenario *immiscible* terbaik dari Rambu (2019) yaitu *Basecase* ditambah 4 sumur injeksi CO<sub>2</sub> di zona minyak dengan laju injeksi 1600 MSCFD karena dengan penambahan RF yang sama (yaitu 1,47%) hanya memerlukan 1 sumur injeksi CO<sub>2</sub>. Namun, akan lebih optimum skenario *miscible*-nya (skenario *immiscible* pada laju injeksi 2300 MSCFD dan tekanan injeksi di atas MMP) yang menghasilkan kenaikan RF sebesar 9,23% karena dapat menurunkan viskositas dan mengembangkan minyak, serta menurunkan *interfacial tension* antara batuan dan minyak.

Kata Kunci: Faktor Perolehan, *Gas Cap*, Injeksi CO<sub>2</sub>, Simulasi Reservoir