

Indonesia memiliki potensi coalbed methane yang cukup besar. Potensi yang dimiliki sebesar 453,3 TCF yang tersebar di 11 cekungan, Salah satunya adalah di daerah Kalimantan Timur. Seam X Lapangan Y merupakan lapangan coalbed methane mulai berproduksi pada tanggal 17 Oktober 2011 dengan 1 sumur yang masih melakukan dewatering hingga saat ini. Cadangan gas mula-mula seam X Lapangan Y adalah 172 Bcf. Dalam tugas akhir ini akan membahas studi simulasi reservoir CBM seam X Lapangan Y dengan simulator CMG. Masalah yang dihadapi dalam studi simulasi ini adalah terbatasnya data, walaupun demikian studi ini tetap dilakukan untuk memberikan gambaran mengenai besarnya cadangan serta produksi gas metan pada seam X Lapangan Y. Studi diawali dengan persiapan data mulai dari data batuan, data fluida, data produksi serta model geologi. Model Geologi didapat dari model yang ada dalam Petrel. Dalam model ini porositas dan permeabilitas adalah homogen karena keterbatasan data yang ada. Untuk data fluida terdapat data analisa adsorption isotherm yaitu Langmuir volume sebesar 15.7 cm<sup>3</sup>/g dan Langmuir pressure sebesar 2434 kPa. Data kandungan gas (Gas Content) dalam lapisan batubara untuk seam X sebesar 7.5 cm<sup>3</sup>/g. Tekanan reservoir sebesar 750 psi. Pada tahap inisialisasi, Gas inplace actual lapangan sebesar 172 Bcf sedangkan Gas inplace hasil simulasi sebesar 172.71 Bcf, ini memiliki perbedaan sebesar 0,41 %. Tekanan reservoir aktual lapangan sebesar 750 psi sedangkan tekanan reservoir hasil simulasi sebesar 750.7 psi, ini memiliki perbedaan sebesar 0,081 %. Langkah inisialisasi dilakukan dengan merubah nilai net to gross sebesar 0,2. Sedangkan pada proses history matching dilakukan dengan melakukan perubahan nilai permeabilitas relative air maupun gas. Tahap prediksi terdapat 3 skenario hingga tahun 2041 yaitu: Skenario I (Spacing antar sumur 80 acre), Skenario II (Spacing antar sumur 160 acre) dan skenario III (Spacing antar sumur 320 acre). Seluruh penambahan sumur produksi dilakukan dengan melakukan kontrol terhadap rate gas sebesar 200 mscf/day. Hasil kumulatif produksi gas untuk skenario I sebesar 80.3 Bcf, RF 46,7%, lama plateau 11 tahun dengan rate 11 mmscf/day. Skenario II sebesar 62 Bcf, RF 35,5%, lama plateau 13 tahun dengan rate 6.2 mmscf/day. Skenario III sebesar 33 Bcf, RF 19,2%, lama plateau 18 tahun dengan rate 18 mmscf/day. Pemilihan skenario sebaiknya disesuaikan dengan kebutuhan atau besarnya gas yang akan dijual dan juga gas rate yang akan digunakan.