

## RINGKASAN

Lapangan “NTN” adalah lapangan gas yang terletak di lepas pantai yang berada di area Kakap PSC *Block-Laut Natuna* di Provinsi Kepulauan Riau. Lapangan ini akan dilakukan pengembangan lapangan dengan waktu proyek 20 tahun untuk meningkatkan produktivitas gas dan memperoleh keuntungan dengan menggunakan skema PSC *Cost Recovery*. Keekonomian pada suatu lapangan yang diperhitungkan secara tepat, diharapkan akan menghasilkan keuntungan yang sesuai baik untuk pemerintah maupun KKKS. Selain itu, dengan dilakukannya analisa keekonomian dapat membantu menentukan skenario terbaik yang layak untuk dikembangkan dalam suatu lapangan sehingga meminimalisir kerugian dimasa yang akan datang.

Analisa keekonomian yang dilakukan mulai dari perhitungan *cash flow*, indikator keekonomian, dan analisa sensitivitas terhadap perubahan parameter seperti *oil production, gas production, gas price, oil price, operating cost, dan investment*. Terdapat beberapa asumsi yang digunakan dalam pengembangan yaitu *gas price, oil price, tax*, metode depresiasi, *tangible cost, intangible cost, escalation rate* dan *discount rate*. Untuk perhitungan ASR akan dimasukkan kedalam perhitungan *investment* untuk mengetahui berapa harga *tangible* dan *intangible cost*-nya. Harga dari *gas price* sebesar 9 USD/MSCF, *oil price* sebesar 60 USD/BBL, *tax* sebesar 44%, metode depresiasi yang digunakan yaitu metode *straight line* yang dilakukan selama 5 tahun, dengan *tangible cost* total untuk semua skenario yang digunakan sebesar 88,11 MMUSD, *intangible cost* total untuk semua skenario yang digunakan sebesar 204,598 MMUSD, OPEX *split for gas* sebesar 50%, OPEX *split for oil* sebesar 50%, *escalation rate* sebesar 2% dan *discount rate* sebesar 10%. Harga dari *contractor share oil before tax* yaitu sebesar 26,8%; *contractor share gas before tax* sebesar 62,5%; *government share oil before tax* 73,2%; *government share gas before tax* sebesar 37,5%.

Pada lapangan ini terdapat 3 skenario yang dianalisa yaitu Skenario 1 (*basecase*), Skenario 2 (*basecase+1 sumur infill subsea*), dan skenario 3 yaitu *basecase* dengan penambahan 6 sumur infill (1 *subsea* dan 5 *directional*). Ketiga skenario tersebut akan saling dibandingkan untuk menentukan skenario mana yang paling ekonomis. Berdasarkan analisa perhitungan *cash flow*, dan indikator keekonomia dapat diketahui bahwa skenario 3 merupakan skenario terbaik baik dalam sudut pandang pemerintah maupun kontraktor dengan % *revenue* untuk *government take* dan *contractor take* sebesar 67,66%, dan 8,48%. Harga indikator keekonomian skenario 3 juga lebih besar jika dibandingkan dengan skenario lainnya yaitu dengan NPV sebesar 246,69 MMUSD; ROR sebesar 27,3%; PIR sebesar 5,844; DPIR sebesar 1,364; dan POT sebesar 6,69 *year*. Setelah itu analisa sensitivitas dilakukan dengan parameter yang digunakan dalam sensitivitas ini meliputi *gas production, oil production, oil price, gas price, OPEX, dan investment*. Dari analisa parameter tersebut yang mengalami kenaikan maupun penurunan sebesar 20%, skenario 3 tetap memiliki keuntungan dengan parameter yang tidak jauh berbeda dengan 100% *cash flow* yaitu *gas production* dan *gas price*.