

## Abstrak

Lapangan “X” merupakan lapangan gas di lepas pantai yang terletak di utara provinsi Jawa Barat. Lapangan ini telah berproduksi sejak 31 desember 2014 dan dikelola PT.PHE ONWJ. Lapangan ini memproduksi gas melalui 3 sumur horizontal yang berproduksi dari batuan reservoir karbonat “Y”. Pada awalnya kontrak penjualan gas dengan PT.Pertamina RU sebesar 30 MMSCFD secara konstan selama 10 tahun, namun pada pelaksanaannya PT.PHE ONWJ tidak mampu memproduksi sebesar itu. Kemudian dilakukan negosiasi ulang penjualan gas yang disetujui kedua pihak yaitu sebesar 21 MMSCFD secara konstan selama 10 tahun. PT.PHE ONWJ perlu melakukan studi pengembangan lapangan untuk mengetahui bagaimana skenario yang optimum guna memenuhi target produksi 21 MMSCFD secara konstan selama 10 tahun masa kontrak.

Tahapan-tahapan dalam studi pengembangan menggunakan software *eclipse* yaitu pengumpulan data dinamik reservoir dan data produksi, dilanjutkan dengan preparasi dan pengolahan data, input data pada model geologi statik, inisialisasi OGIP dan tekanan awal reservoir dari hasil simulasi dengan volumetrik, *history matching* laju produksi gas, laju produksi air dan tekanan kepala sumur antara simulasi dengan aktual. Kemudian dibuat skenario yang digunakan untuk dapat memenuhi target produksi sebesar 21 MMSCFD, namun sebelumnya harus ditentukan *constrain* tekanan kepala sumur dan *peak* produksi gas terlebih dahulu. Dilanjutkan dengan melakukan analisa keekonomian untuk menghitung indikator keekonomian. Setelah itu dilakukan uji sensitivitas untuk mengetahui bagaimana pengaruh perubahan parameter produksi gas, harga gas, biaya operasi dan investasi terhadap nilai indikator keekonomian NPV dan IRR.

Hasil inisialisasi OGIP dan tekanan awal reservoir masing-masing mempunyai perbedaan 0.348 % dan 0.189 %. *History matching* yang dilakukan menghasilkan perbedaan kumulatif produksi gas antara simulasi dan aktual tidak memiliki perbedaan dan perbedaan kumulatif produksi air sebesar 3.36 %. Analisa penentuan jumlah sumur optimum menunjukkan bahwa 5 sumur merupakan yang paling optimal dalam menguras reservoir “Y”. Dari 4 skenario yang dibuat, skenario IV adalah skenario yang dapat mempertahankan laju produksi gas sebesar 21 MMSCFD secara konstan sampai 10 tahun masa kontrak dengan kumulatif produksi gas 77.21 BCF dan *recovery faktor* 49.25 %. Berdasarkan analisa keekonomian skenario IV layak dilakukan dengan indikator keekonomian yang meliputi *government share* sebesar 50.49 %, NPV 33,179,306.90 USD, IRR 17.36 %, PIR 1.886, PI 1.218, DPIR 0.218 dan POT 4 tahun. Hasil uji sensitivitas menunjukkan bahwa parameter yang paling dominan mempengaruhi perubahan indikator keekonomian NPV dan IRR adalah produksi gas, kemudian diikuti secara berurutan oleh harga gas, investasi dan biaya operasi. Dengan perubahan produksi gas menjadi 25% lebih kecil, nilai IRR akan sama dengan nilai MARR.