

RINGKASAN

Sumur LNG#2 adalah sumur gas yang terdapat di lapangan AR-15 Tuban Block yang saat ini dikelola bersama-sama oleh PT.Petamina EP & Petrochina East Java (JOB P-PEJ). Saat ini laju produksi gas sumur tersebut 5 MMscf per hari atau setara dengan energi sebesar 5 MMbtu per hari. Kondisi ini harus dipertahankan hingga 5 tahun terhitung mulai September 2009, sesuai kontrak kerjasama dengan pihak pembeli. Untuk itu diperlu dilakukan kajian apakah kondisi reservoir dan kondisi peralatan produksi permukaan masih dapat menunjang untuk memenuhi kontrak kerjasama tersebut. Sumur LNG#2 mulai diproduksi sebagai sumur gas efektif terhitung mulai September 2009 dengan laju alir gas rata-rata mencapai 5 MMscf per hari. Jenis fluida (gas) sumur ini termasuk kategori *dry gas* dimana kandungan terbesar berasal dari metana (C1 : 91 %-mol) dengan kandungan pengotor (*impurities*) berasal dari nitrogen (N2 : 0,3 %-mol) dan karbon dioksida (CO2 : 0,5 %-mol).

Optimasi produksi sumur gas LNG#2 dilakukan dengan metode perubahan ukuran choke (*bean-up & bean-down*) dan modifikasi pengaturan tekanan kerja separator untuk menjamin ketersediaan pasokan gas sesuai dengan kontrak yang ada. Untuk melihat seberapa besar kemampuan gas untuk berproduksi sebesar 5 mmscf per hari dengan kondisi peralatan produksi permukaan yang ada, maka dilakukan simulasi menggunakan simulator Pipesim & FPT. Pipesim digunakan untuk melihat kinerja sumuran secara statis, sedangkan FPT digunakan untuk melihat kinerja sumuran yang dipengaruhi oleh peralatan produksi permukaan secara dinamis. Hasil yang diperoleh nantinya akan memberikan gambaran mengenai kemampuan sumur dan peralatan produksi permukaan.

Dari hasil simulasi yang diselenggarakan pada desember 2009 diperoleh dengan kondisi peralatan produksi yang sudah ada (*existing*) sumur LNG#2 mampu mengalirkan gas sebesar 5.0.45 MMscf per hari dengan ukuran choke 24/64” dan tekanan separator 415 psi hingga *sales point* selama 1220 hari dengan kumulatif gas terproduksi sebesar 6229,32 MMscf dan *recovery factor* sebesar 51,9 %. Setelah melihat performa sumur tidak mampu lagi dengan memenuhi pasokan gas sebesar 5 MMscf per hari, maka dilakukan pengembangan yang disebut **Tahapan 1** dengan melakukan optimasi. Optimasi dengan melakukan perubahan ukuran choke dari 24/64”

menjadi 31/64” tanpa melakukan perubahan tekanan kerja separator. Dengan cara ini sumur LNG#2 mampu mengalirkan gas sebesar 5,069 MMscf per hari selama 240 hari dengan kumulatif gas yang terproduksi sebesar 1216.8 MMscf dan *recovery factor* sebesar 10,14 %. Melihat performa sumuran yang sudah tidak mampu lagi mengalirkan gas sebesar 5 MMscf per hari, maka dilakukan optimasi kembali dengan cara menurunkan tekanan kerja separator dari 415 psi menjadi 150 psi, tanpa melakukan perubahan ukuran *choke* dan tahapan optimasi ini disebut **Tahapan 2**. Berdasarkan hasil simulasi diketahui bahwa sumur LNG#2 masih bisa mengalirkan gas sebesar 5.040 MMscf per hari selama 360 hari dengan kumulatif gas terproduksi sebesar 1843,56 MMscf dan *recovery factor* sebesar 15,36 %.

Dari hasil keseluruhan optimasi produksi dan perubahan pada sistem kerja peralatan produksi permukaan maka diperoleh hasil sebagai berikut : produksi kumulatif aktual terhitung mulai September 2009 selama 88 hari sampai Desember 2009 sebesar 392,13 MMscf dan kinerja produksi berdasarkan simulasi Pipesim & FPT terhitung mulai penyelarasan pada bulan Desember 2009 selama 1820 hari sampai November 2014 sebesar 9253,39 MMscf. Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan, sumur LNG#2 mampu berproduksi selama 1908 hari (5,3 tahun) dengan laju produksi gas sebesar 5 MMscf per hari (setara dengan 5 MMbtu per hari) dan menghasilkan gas terproduksi sebesar 9654,52 MMscf dengan *recovery factor* sebesar 80,37 %. Hasil ini menunjukkan bahwa sumur LNG#2 lapangan AR-15 memenuhi kontrak kerjasama selama 5 tahun terhitung sejak September 2009.