

RINGKASAN

Struktur Limau Barat merupakan salah satu dari beberapa struktur yang dimiliki oleh Lapangan Limau yang berada di Prabumulih, Sumatera Selatan. Hingga saat ini, Struktur Limau Barat memiliki 67 sumur yang didominasi oleh sumur minyak 3 diantaranya adalah sumur gas dan 13 sumur LTC yang menembus zona gas dengan total cadangan Gas in Place sebesar 139.99 BSCF. Adanya terjadi penurunan produksi gas dari sumur *associated* mengakibatkan kurangnya supply gas untuk kebutuhan *own use* sehingga mempengaruhi operasional lapangan hingga berpotensi terjadinya *LPO (Loss Production Opportunity)* dan kemudian pada tahun 2019 dilakukan kegiatan workover sumur *Long Term Close (LTC)* untuk produksi gas, akan tetapi terdapat penemuan permasalahan di Lapangan dengan adanya indikasi terjadinya liquid loading pada sumur gas tersebut. Dengan demikian semua hal itu menjadi dasar dilakukannya kajian dalam pengembangan Lapangan wet gas ini.

Kajian pengembangan Lapangan Limau dilakukan berdasarkan dengan menganalisa permasalahan penurunan gas pada sumur LTC yang telah diproduksi, Mengetahui cadangan gas pada struktur limau barat dengan melakukan simulasi reservoir pada reaktivasi sumur *long term close*, melakukan penentuan skenario terbaik dalam pengembangan lapangan gas ini dengan memperhitungkan nilai keekonomian proyek berdasarkan perbandingan jenis *production sharing contract cost recovery* atau *gross split*.

Hasil kajian pengembangan lapangan dari sumur gas dilakukan produksi gas diatas rate critical yang telah dilakukan perhitungan dengan metode turner. Hasil simulasi untuk laju alir optimum dan ramalan produksi yang dilakukan untuk sumur L5A-170 dan LMC-13 diperoleh nilai rate gas sekitar 1-3 MMscfd dengan lama waktu produksi sekitar 5-8 tahun lamanya. Skenario 3 di pilih merupakan pengembangan daripada skenario 2 lalu penambahan 3 sumur *workover*, sehingga total sumur gas yang di produksi sebanyak 9 sumur LTC dari 19 sumur workover. Hasil nilai keekonomian yang didapatkan pada skenario 3 adalah dengan menggunakan *PSC Cost Recovery* mendapatkan hasil dengan total invesment cost sebesar USD 12,936,913, NPV USD 15,207,879, ROR sebesar 70,84% dan PBP 3.16 tahun, sedangkan *PSC Gross split* mendapatkan hasil dengan total invesment cost sebesar USD 12,936,913, NPV sebesar USD 74,278,759, ROR sebesar 108,6% serta PBP sebesar 1.92 tahun.

Kata Kunci : Pengembanga, LTC, Liquid Loading, Simulasi, Keekonomian, PSC

ABSTRACT

The Limau Barat structure is one of several structures owned by the Limau Field in Prabumulih, South Sumatra. Until now, the Limau Barat structure has 67 wells which are dominated by oil wells, 3 of which are gas wells and 13 LTC wells that penetrated the gas zone with a total Gas in Place reserve of 139.99 BSCF. There was a decrease in gas production from the well *Associated* and then in 2019 a Long Term Close (LTC) well workover was carried out for gas production, but there were problems in the field with indications of liquid loading in the gas well. Thus, all of these things become the basic for conducting studies in the development of this wet gas field.

The study on the development of the Limau Field was carried out based on analyzing the problem of reducing gas in the LTC wells that have been produced, Knowing the gas reserves in the Limau Barat structure by conducting reservoir simulations on reactivation of long term close wells, determining the best scenario in the development of this gas field by calculating the economic value of the project based on a comparison of the types *production sharing contract cost recovery* or *gross split*.

The results of the field development study from gas wells carried out gas production above the critical rate that has been calculated using the turner method simulation results for the optimum sales and production forecasts for the well L5A-170 and LMC-13 obtained a gas rate value of about 1-3 MMscfd with a long production time of about 5-8 years. Scenario 3 was chosen as an expansion of scenario 2 and the addition of 3 workover wells, so that the total gas wells produced were 9 LTC wells from 19 workover wells. The results of the economic value obtained in scenario 3 are using PSC Cost Recovery to get results with a total investment cost of USD 12,936,913, NPV USD 15,207,879, ROR of 70.84% and PBP 3.16 years, while PSC Gross split get results with a total investment cost of USD 12,936,913, NOR of USD 74,278,759 108.6% and the PBP of 1.92 years.

Keywords : Development, LTC, Liquid Loading, Simulation, Economy, PSC.