

RINGKASAN

Sumur "X" pada lapisan *sand* A lapangan "Y" aktif berproduksi sejak awal November 2001 dengan menggunakan metode produksi *continuous gas lift*. Seiring diproduksikannya fluida, maka terjadi penurunan laju produksi minyak. Keadaan ini mendorong usaha untuk dilakukannya suatu evaluasi untuk mengoptimalkan produksi sumur "X" pada lapisan tersebut dan kebijakan yang diambil oleh *PT. Chevron Indonesia Company* dalam rangka optimasi sumur untuk menaikkan laju produksi minyak adalah merubah metode produksi dengan *Progressive Cavity Pump (PCP)*.

Evaluasi sumur "X" pada lapisan A mencakup perhitungan cadangan minyak mula-mula reservoir lapisan A, peramalan perilaku produksi, perkiraan cadangan minyak sisa, serta umur reservoir tersebut sampai *economic limit*. Selanjutnya, mengevaluasi produktifitas formasi dan performa sumur produksi (*gas lift*) saat ini, kemudian dilakukan optimasi produksi dengan instalasi PCP, dan perhitungan keekonomian yang akan membantu dalam memberi keputusan apakah proyek tersebut ekonomis atau tidak. Metode yang digunakan dalam perkiraan cadangan reservoir lapisan A adalah *decline curve analysis (DCA)*, dan untuk pembuatan kurva IPR, *gas lift performance curve*, serta desain PCP menggunakan simulator produksi *PROSPER 7.5*.

Berdasarkan analisa *decline curve*, besarnya cadangan minyak yang masih bisa diproduksi sampai batas ekonomisnya (25 STB/d) terhitung dari bulan Juli 2013 adalah sebesar 16.321 bbl, dan masa produksi reservoir akan berakhir pada bulan Oktober 2014, sehingga EUR yang diperoleh adalah 1.490.951 bbl dengan RF 35,14 %. Produktifitas formasi (PI) yang diperoleh yaitu sebesar 1 STB/day/psi pada tekanan reservoir saat ini 1200 psi dan laju alir fluida maksimum sebesar 1197,2 STB/day. Berdasarkan *gas lift performance curve*, performa sumur *gas lift* saat ini sudah optimum sehingga tidak perlu dinaikkan laju gas injeksinya. Berdasarkan hasil desain PCP, tipe pompa yang dipilih adalah 300TP1800, dan laju produksi meningkat menjadi 54,2 BOPD. Berdasarkan hasil analisa keteknikan dan keekonomian kedua skenario (*gas lift* dan PCP) : Dari segi keteknikan, instalasi PCP pada sumur "X" dapat menaikkan laju produksi minyak namun dari segi keekonomisan, keuntungan yang diperoleh lebih besar dengan tetap menggunakan metode produksi *gas lift*. Hasil perhitungan keekonomian pada skenario pertama yaitu meneruskan sumur *gas lift* saat ini sampai *economic limit* dengan perolehan produksi 46 BOPD maka diperoleh NPV sebesar 1.471.169 USD, sedangkan pada skenario kedua yaitu instalasi PCP dengan perolehan produksi 54,2 BOPD akan diperoleh NPV sebesar 1.202.601 USD, dan jangka waktu kembalinya investasi atau POT adalah 6,68 bulan, sehingga rekomendasi untuk sumur "X" adalah meneruskan kondisi existing yaitu dengan metode pengangkatan *continuous gas lift*, sampai mencapai *economic limit* di bulan Oktober 2014.