

RINGKASAN

Sumur FR saat ini diproduksi dengan menggunakan *artificial lift* disebabkan oleh tekanan reservoir alami sudah tidak mampu lagi mendorong fluida ke permukaan secara ekonomis. Pengangkatan buatan yang digunakan pada sumur tersebut adalah *continuous gas lift*. Seiring dengan berjalannya waktu produksi terjadi perubahan tekanan reservoir sehingga *continuous gas lift* perlu di desain ulang untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal.

Maksud dan tujuan dari optimasi sumur minyak dengan mendesain ulang *continuous gas lift* ini adalah untuk mendapatkan desain *gas lift* yang sesuai dengan kondisi formasi sehingga dapat meningkatkan performa sumur *Continuous Gas lift* untuk mendapatkan laju produksi minyak yang optimum.

Dalam optimasi ini, diperlukan beberapa tahapan yaitu pertama dengan evaluasi kemampuan produktivitas sumur dengan cara menghitung *inflow performance relationship* (IPR), metode yang digunakan untuk menghitung IPR adalah metode Wiggins. Metode Wiggins digunakan dalam menentukan produktivitas dari sumur FR, hal ini berkaitan dengan asumsi yang digunakan pada metode tersebut. Setelah evaluasi IPR, yaitu dengan tahap kedua adalah mengevaluasi *vertical lift performance*-nya (VLP). Metode yang digunakan untuk menghitung VLP ini adalah metode Hagedorn dan Brown. Metode Hagedorn dan Brown digunakan untuk menghitung kehilangan tekanan dalam pipa vertikal yang mana memperhitungkan adanya *slip* namun tanpa mempertimbangkan pola aliran. Setelah mengevaluasi VLP, dilanjutkan dengan perencanaan *gas lift*. Perencanaan *gas lift* ini dilakukan secara manual dengan output mendapatkan laju produksi yang optimal, laju injeksi gas dan GLR total Optimum.

Hasil perhitungan laju alir minyak maksimum dari sumur FR yaitu 38,37 BOPD dengan harga laju produksi aktual yaitu 18 BOPD dengan laju gas injeksi sebesar 0,5147 MMscfd mengindikasikan bahwa sumur-sumur kajian masih memiliki potensi untuk dilakukan optimasi. Setelah dilakukan perencanaan ulang untuk meningkatkan laju alir minyak dengan penambahan kedalaman injeksi gas dari kedalaman 4330 ft menjadi 5331 ft yang mempengaruhi *flowing bottom hole pressure* yaitu dari 1930 psia menjadi 1300 psia dan laju produksi minyak dari 18 BOPD menjadi 23,069 BOPD dengan laju gas injeksi 0,456 MMscd. Semakin dalam titik injeksi *gas lift* akan memperkecil tekanan alir bawah sumur sehingga laju produksi sumur menjadi meningkat.

Namun bila dilihat dari besarnya *water cut* (98%) sebenarnya kegiatan optimasi dan redesain ini perlu dilakukan tinjauan ulang, karena dengan tingginya *water cut* optimasi dengan penambahan gas injeksi akan merugikan secara keekonomian. Dari hasil optimasi dapat dianalisa dengan besarnya harga *water cut* maka kenaikan produksi minyak yang dihasilkan cukup kecil.