

RINGKASAN

Sumur “LGS” pada Lapangan “RSK” merupakan sumur eksplorasi (*wild cat*) yang berlokasi sekitar 50 km timur laut Provinsi Jambi. Sebelum dilakukan produksi, kita harus melakukan evaluasi formasi untuk mengetahui karakteristik suatu formasi reservoir untuk menentukan parameter produktivitas sumur seperti laju alir, *skin*, *productivity index* dan *flow efficiency*. Salah satu cara yang dilakukan untuk mengetahui karakteristik dari suatu reservoir adalah analisa *transient* tekanan. Analisis *transient* tekanan yang digunakan adalah *Pressure Build-Up Test*.

Pada penulisan tugas akhir ini dilakukan perbandingan dalam menganalisa data analisa *transient* tekanan dengan metode *Pressure Build Up* secara manual dengan metode *Horner* dan menggunakan simulator *Ecrin v 4.02*. Pelaksanaan *Pressure Build Up* dilakukan dengan memproduksi sumur dengan laju alir tetap (konstan) selama satu selang waktu tertentu, kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Tahapan – tahapan analisa *Pressure Build Up* dengan metode *Horner* adalah persiapan data pendukung seperti data produksi (Q_o , r_w , P_{wf} , t_p), data reservoir (h , \emptyset), data PVT (μ , B_o , C_t) dan data PBU (P_{ws} , t), kemudian membuat grafik log – log plot dengan plot Δt vs ΔP . Dari hasil plot tersebut diperoleh nilai *end of wellbore storage* dan terakhir membuat grafik semilog plot (*Horner Plot*), dari hasil *Horner* plot dan *end of wellbore storage* diperoleh harga slope, P_{1jam} dan P^* yang akan digunakan untuk menghitung harga permeabilitas, *skin*, *productivity index* dan *flow efficiency*.

Hasil analisa *Pressure Build Up* test pada sumur “LGS” dengan metode *Horner* secara manual diperoleh $P_{wf} = 1786.87$ psia, q_o test = 1465 bopd, $P^* = 2101.4$ psia, $k_o = 2922.25$ mD, $skin = 52.5$, $\Delta P_{skin} = 268.92$ psia, $PI = 4.66$ bbl/d/psia, $FE = 0.15$ dan $r_i = 2303.78$ ft. Hasil analisa *Pressure Build-Up Test* pada sumur “LGS” dengan menggunakan *Simulator Ecrin v 4.20* diperoleh $P_{wf} = 1786.87$ psia, q_o test = 1465 bopd, $P^* = 2102$ psia, $k_o = 2930$ mD, $skin = 52.8$, $\Delta P_{skin} = 270.46$, $\omega = 0.502$, $\lambda = 1.45 \times 10^{-7}$, $PI = 4.65$ bbl/d/psia, $FE = 0.14$, $r_i = 2959$ ft, dengan *wellbore model vertical*, *reservoir Two Porosity Pss*, serta *boundary model intersecting fault*. Harga faktor kerusakan formasi (*skin factor*) berdasarkan analisa *pressure build-up* dengan metode *Horner* secara manual sebesar 52.5 dan analisa dengan simulator *Ecrin v 4.02* sebesar 52.8, dengan harga *skin* yang positif (+) dapat mengidentifikasi bahwa formasi tersebut mengalami kerusakan. Harga *skin* yang positif menyebabkan adanya penurunan tekanan. Harga *flow efficiency* berdasarkan analisa *pressure build-up* dengan metode *Horner* secara manual sebesar 0.15 dan analisa dengan simulator *Ecrin v 4.02* sebesar 0.14, nilai *flow efficiency* yang kecil atau kurang dari 1 (satu) menunjukkan bahwa permeabilitas formasi di sekitar lubang sumur mengecil akibat adanya kerusakan pada formasi (*formation damage*).