

# ANALISIS PERBANDINGAN GEOMETRI REKAHAN DESAIN DAN AKTUAL SERTA EVALUASI PEKERJAAN HYDRAULIC FRACTURING PADA SUMUR FS#03 LAPANGAN KDN

FITRIA SYAWALINA

NPM: 143210141

## ABSTRAK

Sumur FS#03 Lapangan KDN merupakan sumur pengembangan yang dibor dengan jenis reservoir *sandstone*, mempunyai permeabilitas 3,89 mD dengan produksi total fluida 510 BFPD, produksi minyak 5,1 BOPD dan *water cut* 99% dengan tekanan reservoir 566 psi, sehingga menjadi alasan untuk dilakukan stimulasi *hydraulic fracturing*. Ketidakcocokan antara fluida perekah yang dipilih, jumlah fluida perekah yang diinjeksi dan *proppant* yang digunakan akan menyebabkan kegagalan proses stimulasi. Oleh karena itu penting untuk melakukan analisis perbandingan antara desain dan hasil aktual *hydraulic fracturing*, serta evaluasi produktivitas lainnya.

Analisis stimulasi *hydraulic fracturing* sumur FS#03 ini meliputi evaluasi *project* yaitu membandingkan antara desain dengan aktual menggunakan *software FracCADE 5.1*, evaluasi perhitungan manual geometri rekahan KGD 2D secara *trial error* dan evaluasi produksi yaitu evaluasi peningkatan permeabilitas rata-rata, evaluasi peningkatan *productivity index* (PI) dan evaluasi data laju produksi minyak ( $Q_o$ ) sebelum dan sesudah perekahan.

Geometri rekahan dari hasil desain untuk *hydraulic fracturing* sumur FS#03 lapangan KDN yaitu hasil tinggi rekahan sebesar 167,8 ft, panjang rekahan 121,9 ft, lebar rekahan 0,064 in, dan konduktivitas rekahan 10102 mD.ft. Sementara berdasarkan data aktual diperoleh tinggi rekahan 141,6 ft, panjang rekahan 137,1 ft, lebar rekahan 0,152 in dan konduktivitas sebesar 12966 mD.ft. Peningkatan permeabilitas dari 3,89 mD menjadi 18,73 mD, kenaikan kelipatan produktivitas sebesar 3,4 kali dengan berbagai metode, serta peningkatan laju produksi minyak ( $Q_o$ ) pada  $P_{wf}$  yang sama sebesar 79 psi sebelum perekahan menghasilkan laju produksi minyak ( $Q_o$ ) 5,10 BOPD dan setelah perekahan menghasilkan  $Q_o$  sebesar 85,51 BOPD. Dengan menghitung *Pay Out Time* (POT) biaya investasi pekerjaan *fracturing* ini akan kembali dalam 58 hari. Sehingga stimulasi *hydraulic fracturing* yang dilakukan pada sumur FS#03 lapangan KDN ini dapat dikatakan berhasil.

**Kata Kunci :** *hydraulic fracturing, fracCADE, metode KGD 2D, permeability, productivity index, Pay Out Time (POT).*

# ANALYSIS OF COMPARISON BETWEEN THE FRACTURE GEOMETRY'S DESIGN AND ACTUAL AND EVALUATION OF HYDRAULIC FRACTURING JOB IN FS#03 WELL KDN FIELD

**FITRIA SYAWALINA**

**NPM: 143210141**

## ABSTRACT

FS#03 well KDN field is a development well was drilled of sandstone reservoir has 3,89 mD permeability with 510 BFPD total fluid production, 5,1 BOPD oil production and 99% water cut with 566 psi reservoir pressure which is the reason for hydraulic fracturing stimulation is carried out. The incompatibility between the selected fracking fluid, the amount of injection fluid injected and the proppant used will cause a failure of the stimulation process. Therefore it is important to do a comparative analysis between the design and the actual result of hydraulic fracturing, as well as other productivity evaluations.

The analysis of hydraulic fracturing stimulation in FS#03 well includes a project evaluation that is comparing the design and actual result using FracCADE 5.1 software, evaluating the KGD 2D fracture geometry by trial error manually and production evaluation namely evaluating the increase of average permeability, evaluating the increase of productivity index (PI) and evaluating oil production rate ( $Q_o$ ) data before and after fracturing.

The fracture geometry of the design for hydraulic fracturing of FS#03 well KDN field fracture height is 167,8 ft, fracture length is 121,9 ft, fracture width is 0,064 and fracture conductivity is 10102 mD.ft. While based on the actual data obtained fracture height is 141,6 ft, fracture length is 137,1 ft, fracture width is 0,152 in and fracture conductivity is 12966 mD.ft. The increase in permeability from 3,89 mD to 18,73 mD, increase in multiple productivity is 3,4 times with various methods, and increase in oil production rate ( $Q_o$ ) at the same  $P_{wf}$  79 psi before fracturing is 5,10 BOPD and after fracturing produced  $Q_o$  of 85,51 BOPD. By calculating the Pay Out Time (POT) investment cost this fracturing job will return in 58 days so that the hydraulic fracturing stimulation carried out on the FS#03 well KDN field is successful.

**Keywords : hydraulic fracturing, fracCADE, metode KGD 2D, permeability, productivity index, Pay Out Time (POT).**