

## ABSTRAK

### PERENCANAAN *HYDRAULIC FRACTURING* TERHADAP RESERVOIR *TIGHT SAND* PADA SUMUR N35 LAPANGAN NILAM DAN ANALISIS KEEKONOMIAN SKEMA *GROSS SPLIT*

Oleh

Riki Darma

NIM. 213232009

(Program Studi Magister Teknik Perminyakan)

Sumur N35 berada pada suatu reservoir dengan karakteristik *tight sand* yang memiliki permeabilitas rendah, yaitu sekitar 3 mD. Kondisi ini menghambat kelancaran aliran fluida hidrokarbon menuju permukaan sehingga diperlukan upaya stimulasi berupa *hydraulic fracturing* guna meningkatkan permeabilitas efektif, khususnya pada Sumur N35 35 Lapangan Nilam.

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan Perencanaan *hydraulic fracturing* yang optimal melalui analisis menyeluruh terhadap data *reservoir*, data sumur, serta kajian literatur. Perancangan dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *FracCade*, yang mencakup penentuan geometri rekahan, jenis fluida perekah, pemilihan *proppant*, dan strategi pemompaan. Untuk memperoleh Perencanaan yang paling efektif, dilakukan analisis sensitivitas terhadap beberapa parameter dengan mempertimbangkan indikator keberhasilan berupa peningkatan nilai permeabilitas rata-rata ( $K_{avg}$ ), *productivity index* (PI), dan kurva *inflow performance relationship* (IPR).

Hasil simulasi menunjukkan bahwa fluida additif perekah YF135.HTD dan *proppant* tipe *Carbolite* berukuran 16/20 mesh memberikan hasil yang optimal. Pemompaan dilakukan dengan laju 15 bpm dalam delapan tahapan. Dari simulasi tersebut diperoleh panjang rekahan ( $X_f$ ) sebesar 697,8 ft, lebar rekahan ( $H_f$ ) 19,7 ft, nilai *fracture conductivity dimensionless* ( $F_{cd}$ ) sebesar 8,1, serta peningkatan permeabilitas hingga mencapai 168,185 mD. Temuan ini menunjukkan bahwa Perencanaan yang diusulkan mampu meningkatkan performa produksi secara signifikan pada reservoir bertipe *Tight sand*.

**Kata kunci:** *Hydraulic Fracturing*, *Proppant*, Fluida Perekah, *Tight sand Reservoir*

## **ABSTRACT**

### **HYDRAULIC FRACTURING DESIGN FOR A TIGHT SAND RESERVOIR IN WELL N35 OF THE NILAM FIELD AND ECONOMIC EVALUATION UNDER THE GROSS SPLIT PRODUCTION SHARING SCHEME**

By  
Riki Darma  
NIM. 213232009  
(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

*Well Nilam is located in a reservoir characterized as tight sand with low permeability, approximately 3 mD. This condition restricts the flow of hydrocarbon fluids to the surface, making stimulation through hydraulic fracturing necessary to enhance effective permeability, particularly in Well Nilam 35.*

*This study aims to Perencanaan an optimal hydraulic fracturing plan through a comprehensive analysis of reservoir data, well data, and supporting literature. The Perencanaan process is conducted using the FracCade simulator, which includes determining fracture geometry, selecting the fracturing fluid, choosing the type and size of proppant, and establishing an appropriate pumping schedule. A sensitivity analysis is applied to evaluate the effectiveness of various Perencanaan scenarios based on key performance indicators such as average permeability ( $K_{avg}$ ), productivity index (PI), and the inflow performance relationship (IPR) curve.*

*The simulation results indicate that the use of YF135.HTD as the fracturing fluid and Carbolkite 16/20 mesh as the proppant yields optimal outcomes. The pumping operation is carried out at a rate of 15 bpm in eight stages. The resulting fracture geometry includes a fracture half-length ( $X_f$ ) of 697.8 ft, a fracture height ( $H_f$ ) of 19.7 ft, a dimensionless fracture conductivity ( $F_{cd}$ ) of 8.1, and an increase in permeability of up to 168.185 mD. These findings demonstrate that the proposed hydraulic fracturing Perencanaan significantly improves well performance in low-permeability Tight sand reservoirs.*

**Keywords:** Hydraulic Fracturing, Proppant, Fracturing Fluid, Tight Sand Reservoir