

RINGKASAN

EVALUASI STIMULASI HYDRAULIC FRACTURING TERHADAP PENINGKATAN PRODUKSI PADA SUMUR “MRT-01” LAPANGAN “LIMAU”

Oleh
Martin

NIM: 113200006

(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Sumur “MRT-01” berada di Lapangan “LIMAU” yang diproduksi dengan *artificial lift* berupa SRP. Reservoir pada Sumur “MRT-01” merupakan reservoir *tight formation* dengan nilai permeabilitas formasi yang kecil, yaitu sebesar 8,7mD dengan lapisan batuan *sandstone*, dan tekanan reservoir yang cukup besar, yaitu 1627 psia, sehingga fluida yang diproduksi kecil. Operasi stimulasi *hydraulic fracturing* dilakukan sebagai salah satu tahapan optimasi untuk meningkatkan produktivitas sumur.

Metode yang dilakukan dalam evaluasi *hydraulic fracturing* pada sumur “MRT-01” diawali dengan mengumpulkan data reservoir, data kompleksi, data mekanika batuan, data produksi sebelum dilakukan stimulasi dan data *hydraulic fracturing*, *breakdown test*, *step rate test*, *minifrac* dan *mainfrac*. Perhitungan geometri rekahan setelah *hydraulic fracturing* menggunakan metode PKN 2D untuk menentukan x_f , h_f , w_0 , dan w_{avg} . Produktivitas formasi setelah *frac* dihitung meliputi k_{avg} dan PI. Perbandingan IPR *hydraulic fracturing* dilakukan untuk menentukan tingkat keberhasilan proses *hydraulic fracturing*.

Berdasarkan perhitungan geometri rekahan menggunakan metode PKN 2D didapatkan hasil panjang rekahan (x_f) sebesar 163,89 ft, lebar rekahan maksimum (w_0) sebesar 1,6 inch, lebar rekahan rata-rata (w_{avg}) sebesar 1 inch, dan tinggi rekahan (h_f) sebesar 88,58 ft. Permeabilitas rata-rata formasi setelah dilakukan *hydraulic fracturing* menggunakan metode Howard and Fast sebesar 33,23 mD. Permeabilitas sebelum *hydraulic fracturing* sebesar 8,7 mD meningkat 4 kali lipat. Sedangkan *productivity index* (PI) pada sumur “MRT-01” menggunakan metode Cinco-Ley, Samaniego & Dominique didapatkan nilai F_{cd} sebesar 11,7, *skin factor* sebesar -4,74, dan *fold of increase* (FOI) pada sumur “MRT-01” sebesar 3,064 kali lipat. Berdasarkan nodal *analysis* yang dilakukan menggunakan *software pipesim* terjadi peningkatan laju produksi optimum dari 76,22 BFPD, 50,32 BOPD saat sebelum dilakukan *hydraulic fracturing* menjadi 128,71 BFPD, 85,1 BOPD saat setelah dilakukannya *hydraulic fracturing*. Berdasarkan hasil tersebut proses *hydraulic fracturing* pada sumur MRT-01 dapat dikatakan berhasil.

Kata Kunci: *tight formation*, *hydraulic fracturing*, PI, PKN 2D, Cinco-Ley.

ABSTRACT

EVALUATION OF HYDRAULIC FRACTURING STIMULATION ON PRODUCTION INCREASE IN “MRT-01” WELL ON “LIMAU” FIELD

By
Martin

NIM: 113200006

(Program Sarjana Teknik Perminyakan)

The ‘MRT-01’ well is located in the ‘LIMAU’ field and is produced by artificial lift in the form of SRP. The reservoir in Well ‘MRT-01’ is a tight formation reservoir with a low formation permeability value of 8.7mD with sandstone rock layers, and a high reservoir pressure of 1627 psia, resulting in small fluid production. Therefore, hydraulic fracturing stimulation is carried out as one of the optimisation stages to increase well productivity.

The method used in the evaluation of hydraulic fracturing at the ‘MRT-01’ well begins with collecting reservoir data, completions data, rock mechanics data, production data before stimulation and hydraulic fracturing data. Hydraulic fracturing data includes type and size of proppant, type of fracturing fluid, breakdown test, step rate test, minifrac and mainfrac. Calculation of fracture geometry after hydraulic fracturing using 2D PKN method to determine x_f , h_f , w_0 , and w_{avg} . Formation productivity after frac is calculated including k_{avg} and PI. Comparison of IPR hydraulic fracturing was conducted to determine the success rate of hydraulic fracturing process.

Based on the fracture geometry calculation using PKN 2D method, the fracture length (x_f) is 163.89 ft, the maximum fracture width (w_0) is 1.6 inch, the average fracture width (w_{avg}) is 1 inch, and the fracture height (h_f) is 88.58 ft. The average permeability of the formation after hydraulic fracturing using the Howard and Fast method is 33.23 mD. Permeability before hydraulic fracturing of 8.7 mD increased 4 times. While the productivity index (PI) at the ‘MRT-01’ well using the Cinco-Ley, Samaniego & Dominique method obtained an F_{cd} value of 11.7, skin factor of -4.74, and fold of increase (FOI) at the ‘MRT-01’ well of 3.064 times. Based on nodal analysis conducted using pipesim software, there is an increase in the optimum production rate from 76.22 BFPD, 50.32 BOPD before hydraulic fracturing to 128.71 BFPD, 85.1 BOPD after hydraulic fracturing. Based on the results of hydraulic fracturing process in “MRT-01” well can be said to be successful.

keywords: tight formation, hydraulic fracturing, PI, PKN 2D, Cinco-Ley.