

RINGKASAN

Lapangan “G” (\pm 73 km Selatan kota Jambi) termasuk di dalam wilayah kerja PT Pertamina Hulu Energi Jambi Merang, Sumatera Selatan. Terdapat 3 prospek struktur di Lapangan “G” yaitu struktur BRF, TAF dan Basement. Namun, pada saat dilakukan pemboran hanya struktur BRF yang potensial. Reservoir IGAB pada Lapangan “G” yang masih berstatus wilayah eksplorasi yang merupakan reservoir karbonat pada *reef build up* Formasi Batu Raja (BRF) mendominasi penemuan hidrokarbon di daerah ini dan baru memiliki 1 sumur. Lapangan “G” perlu dilakukan pengembangan dengan menambah jumlah sumur setelah dilakukan eksplorasi.

Sumur Eksplorasi AG-001 di Lapangan “G” ditajak pada tahun 2022. Sumur AG-001 dilakukan uji sumur dengan menggunakan metode *welltesting Modified Isochronal Test* (MIT) dianalisa *Pressure Transient Analysis* (PTA) dengan simulator Ecrin untuk mendapatkan parameter C, n & radius investigasi, dilakukan perkiraan cadangan OGIP secara volumetrik dengan menggunakan parameter dari PTA dan PVT, dialukan analisa *Inflow Performance Relationship* (IPR) dengan menggunakan simulator PROSPER dengan parameter PTA dan *well diagram* serta sensitifitas jumlah sumur yang optimum dari simulator MBAL dengan menggunakan hasil analisa performa sumuran dari PROSPER. Kemudian dilakukan perhitungan keekonomian.

Hasil analisa yang telah dilakukan dari data PTA didapatkan C = 0.021578 MMSCF/D/ psia² dan n = 0.8988. Besarnya OGIP berdasarkan metode volumetrik sebesar 117.33 BSCF. Analisa VLP dan IPR mendapatkan AOFD sebesar 56.31 MMSCFD dengan laju gas potensial dari sumur AG-001 sebesar 16.9 MMSCFD. Dengan target laju alir gas kontrak PJBG sebesar 20 MMSCFD selama 10 tahun, jumlah sumur yang optimum dari Reservoir IGAB Struktur BRF sebanyak 4 sumur dengan parameter keekonomian NPV = 22 MUSD, IRR = 25%, POT = 3 Tahun.

Kata Kunci: Uji Sumur, Cadangan Gas, PJBG.

ABSTRACT

Field "G" (± 73 km South of Jambi) is included in PT PHE Jambi Merang exploration working area, South Sumatra. There are 3 structural prospects in Field "G", namely BRF, TAF and Basement structures. However, at the time of drilling only the potential BRF structure and needs to be developed by increasing the number of wells after exploration.

AG-001 is the exploration well was drilled in 2022 and it was tested using the Modified Isochronal Test (MIT) method, analyzed by Pressure Transient Analysis (PTA) with the Ecrin simulator to obtain parameters C , n & radius of investigation, OGIP reserves using volumetric method, Inflow Performance Relationship (IPR) and Vertical Lift Performance analysis using PROSPER, sensitivity of the optimal number of wells from the MBAL and economic calculations with gas commercial (PJBG) for 10 years.

The results of the analysis from PTA data obtained $C = 0.021578$ MMSCF / D / psia² and $n = 0.8988$. The amount of OGIP is 117.33 BSCF. VLP and IPR analysis obtained an AOFD of 56.31 MMSCFD with a potential gas rate of 16.9 MMSCFD. The GSA target 20 MMSCFD for 10 years with optimum number of wells is 4 wells with positive economic parameters NPV = 22 MUSD, IRR = 25%, POT = 3 Years.

Keywords: gas sales agreement (PJBG), OGIP, well testing