

SARI

Produksi minyak bumi di Indonesia terus mengalami penurunan sehingga diperlukan upaya peningkatan produksi melalui evaluasi ulang lapangan yang masih berpotensi yang salah satunya di Lapangan "S". Lapangan tersebut adalah salah satu lapangan penghasil minyak yang berada di Sub-Cekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan. Reservoir A dan B pada Lapangan "S" telah dikembangkan dalam suatu sistem produksi hidrokarbon, namun diperlukan evaluasi ulang terhadap estimasi cadangan hidrokarbon untuk memastikan perkiraan yang lebih akurat seiring dengan bertambahnya data produksi. Metode perhitungan ulang cadangan hidrokarbon pada penelitian ini menerapkan metode Monte Carlo. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui nilai parameter petrofisika (*volume shale*, porositas, dan saturasi air), menentukan estimasi cadangan hidrokarbon, serta menentukan parameter yang paling berpengaruh dalam estimasi cadangan hidrokarbon. Metode penelitian meliputi pengolahan data log secara kualitatif dan kuantitatif, pengolahan data seismik untuk parameter luas area, menghitung estimasi cadangan hidrokarbon menggunakan rumus volumetrik dengan metode Monte Carlo, serta analisis sensitivitas untuk menentukan parameter yang paling berpengaruh dalam estimasi cadangan hidrokarbon. Hasil penelitian menunjukkan dua interval reservoir, yaitu reservoir A dan reservoir B pada Formasi Talang Akar di Lapangan "S". Reservoir A mempunyai parameter petrofisika berupa rata-rata *volume shale* sebesar 25,11%, porositas total 20,93%, porositas efektif 17,54%, dan saturasi air sebesar 61,47%. Sedangkan, reservoir B mempunyai nilai parameter petrofisika berupa rata-rata *volume shale* sebesar 25,72%, porositas total 16,52%, porositas efektif 13,18%, dan saturasi air sebesar 60,2%. Parameter tersebut digunakan untuk estimasi cadangan hidrokarbon menggunakan rumus volumetrik dengan metode Monte Carlo, dimana penentuan luasan area yang akan dihitung dilakukan dengan pendekatan probabilistik (P90, P50, dan P10). Hasil estimasi cadangan hidrokarbon pada reservoir A dengan skenario *low estimate* (P90) sebesar 1.146.724,58 STB atau 1,15 MMSTB, *best estimate* (P50) sebesar 2.882.664,40 STB atau 2,88 MMSTB, dan *high estimate* (P10) sebesar 6.705.086,37 STB atau 6,71 MMSTB. Sedangkan, pada reservoir B estimasi cadangan hidrokarbon menunjukkan cadangan berupa minyak pada skenario *low estimate* (P90) sebesar 4.336.537,43 STB atau 4,34 MMSTB, *best estimate* (P50) sebesar 8.392.781,72 STB atau 8,39 MMSTB, dan *high estimate* (P10) sebesar 14.713.111,45 STB atau 14,71 MMSTB. Untuk analisis sensitivitas, ketebalan efektif dan saturasi air merupakan faktor utama yang menentukan ketidakpastian estimasi cadangan hidrokarbon baik pada reservoir A dan reservoir B.

Kata kunci: Petrofisika, Volumetrik, Monte Carlo, Sensitivitas

ABSTRACT

Oil production in Indonesia continues to decline, requiring efforts to increase production through re-evaluation of fields that still have potential, one of which is “S” field. The Field is one of the oil-producing fields located in the South Palembang Sub-basin, within the South Sumatra Basin. Reservoirs A and B in the “S” Field have been developed as part of a hydrocarbon production system. However, a re-evaluation of hydrocarbon reserves is required to obtain more accurate estimates in line with the increasing availability of production data. In this study, the Monte Carlo simulation method was applied for reserve re-estimation. The objectives of this study are to (1) determine the petrophysical parameters, including shale volume, porosity, and water saturation; (2) estimate the hydrocarbon reserves; and (3) identify the parameters that most significantly influence the reserve estimation. The research methodology includes both qualitative and quantitative well log analysis, seismic data interpretation for reservoir area delineation, hydrocarbon reserve estimation using the volumetric method with the Monte Carlo approach, and sensitivity analysis to determine the most influential parameters controlling the uncertainty in reserve estimation. The results indicate the presence of two main reservoir intervals, namely Reservoir A and Reservoir B, which belong to the Talang Akar Formation in the “S” Field. Reservoir A has average petrophysical parameters consisting of a shale volume of 25.11%, total porosity of 20.93%, effective porosity of 17.54%, and water saturation of 61.47%. Meanwhile, Reservoir B has an average shale volume of 25.72%, total porosity of 16.52%, effective porosity of 13.18%, and water saturation of 60.20%. These petrophysical parameters were used to estimate hydrocarbon reserves using the volumetric formula combined with the Monte Carlo simulation, where the areal extent of the reservoir was determined probabilistically based on P90, P50, and P10 values. The hydrocarbon reserve estimation results for Reservoir A show a low estimate (P90) of 1,146,724.58 STB (1.15 MMSTB), a best estimate (P50) of 2,882,664.40 STB (2.88 MMSTB), and a high estimate (P10) of 6,705,086.37 STB (6.71 MMSTB). Reservoir B indicates hydrocarbon reserves with a low estimate (P90) of 4,336,537.43 STB (4.34 MMSTB), a best estimate (P50) of 8,392,781.72 STB (8.39 MMSTB), and a high estimate (P10) of 14,713,111.45 STB (14.71 MMSTB). The sensitivity analysis results show that effective thickness and water saturation are the primary parameters influencing the uncertainty in hydrocarbon reserve estimation for both Reservoir A and Reservoir B.

Keywords: Petrophysics, Volumetric, Monte Carlo, Sensitivity.