

SARI

Lapangan Oscar pada Formasi Duri, Cekungan Sumatra Tengah merupakan reservoir minyak berat (heavy oil reservoir) yang memiliki tingkat heterogenitas tinggi akibat pengaruh lingkungan pengendapan dan variasi kualitas batuan reservoir. Heterogenitas tersebut memengaruhi distribusi properti petrofisika, kontinuitas lapisan, serta konektivitas reservoir yang menjadi aspek penting dalam perencanaan pengembangan lapangan. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi karakteristik litologi dan lingkungan pengendapan, menganalisis distribusi parameter petrofisika, mengevaluasi zona net reservoir dan net pay, menganalisis konektivitas reservoir, serta mengestimasi Original Oil in Place (OOIP) pada Lapangan Oscar. Penelitian ini menggunakan data well log dari 13 sumur OP, marker sumur, data inti (core), dan data mineralogi sebagai validasi. Analisis petrofisika dilakukan menggunakan metode Schlumberger Chart untuk menentukan volume shale (Vsh), metode Bateman dan Konen untuk menghitung porositas efektif (PHIE), metode Simandoux untuk menentukan saturasi air (Sw), serta persamaan regresi porositas inti dan permeabilitas inti untuk mengestimasi permeabilitas. Analisis lingkungan pengendapan dilakukan melalui interpretasi elektrofases, deskripsi inti, dan korelasi fasies antarsumur, sedangkan estimasi cadangan dihitung menggunakan metode volumetrik. Hasil penelitian menunjukkan bahwa reservoir Formasi Duri tersusun oleh litologi unconsolidated sandstone hingga shaly sand yang diendapkan pada lingkungan tide-dominated estuary. Distribusi fasies, keberadaan shale break, dan zona tight sand mengontrol heterogenitas reservoir serta memengaruhi kontinuitas lapisan dan konektivitas antarzona reservoir. Pada zona pay, diperoleh nilai Vsh sebesar 0,09–0,25 v/v, PHIE sebesar 0,31–0,40 v/v, dan saturasi minyak (So) sebesar 0,48–0,63 v/v yang menunjukkan kualitas reservoir tergolong baik. Zona net pay ditentukan menggunakan nilai cut-off $Vsh \leq 0,34$ v/v, $PHIE \geq 0,30$ v/v, $Sw \leq 0,70$ v/v, dan $Rt \geq 10$ Ωm . Analisis korelasi menunjukkan bahwa interval AB memiliki konektivitas lateral terbaik dengan ketebalan net pay berkisar 28–45 ft, sedangkan interval AB dan AC dipisahkan oleh shale break setebal 10–20 ft yang berperan sebagai flow barrier. Estimasi volumetrik menghasilkan total OOIP sebesar 145,88 MMSTB, dengan Area 2 direkomendasikan sebagai prioritas pengembangan karena memiliki kualitas reservoir, ketebalan net pay, dan konektivitas reservoir yang lebih baik. Karakteristik reservoir minyak berat pada area tersebut menunjukkan potensi penerapan metode steam injection untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon.

Kata kunci: Formasi Duri, *heavy oil*, petrofisika, konektivitas reservoir, estuari pasang surut, steam injection.