

RINGKASAN

Reservoir 'X' pada Lapangan 'Y' telah dilakukan pengambilan *conventional core* dari kedalaman 6787 ft hingga 6963 ft MD pada sumur eksplorasi 'A'. Dari hasil analisa *core* di laboratorium, diperoleh data analisa porositas (ϕ), permeabilitas (k) dan deskripsi *core*. Permeabilitas merupakan parameter petrofisik yang menentukan kemampuan suatu batuan dalam mengalirkan fluida reservoir, dan umumnya diperoleh dari analisa *core* yang dianggap paling akurat, akan tetapi biayanya mahal. Untuk itu perlu dilakukan prediksi permeabilitas dari korelasi nilai petrofisik yang lain seperti saturasi minyak dan porositas yang dapat diperoleh dengan mudah dari analisa logging.

Metodologi dari studi ini terdiri dari dua bagian, yaitu penentuan *rock type* dan prediksi permeabilitas. Penentuan *rock type* yaitu dengan *plot pore geometry-structure (PGS)* dimana *pore structure* k/ϕ^3 sebagai absis dan *pore geometry* $\sqrt{(k/\phi)}$ sebagai ordinat. Untuk meyakinkan *rock type* yang terbentuk, diperlukan integrasi hubungan *J-function* sebagai kurva penunjang dan letak titik data SCAL dalam plot PGS. Penentuan prediksi permeabilitas yaitu dengan mengintegrasikan persamaan *rock type* dengan persamaan saturasi minyak (S_o) sehingga diperoleh korelasi antara permeabilitas-porositas-saturasi minyak, yang mana harga permeabilitas estimasi kemudian divalidasi terhadap *k-core*, serta dibandingkan dengan metode permeabilitas Wyllie-Rose, Timur, Tixier, dan *transform* permeabilitas. Permeabilitas PGS kemudian digunakan untuk Penentuan korelasi permeabilitas inversi terhadap data saturasi minyak ($S_o = 1 - S_{wi} \log$).

Hasil studi ini ialah plot PGS memberikan satu *rock type* untuk *top sand* reservoir 'X'. Dari kelima metode prediksi permeabilitas, k-PGS merupakan metode yang paling mendekati *k-core* yang ditunjukkan dengan R^2_1 sebesar 0.9771. Persamaan k-PGS yaitu $k = 41007 \times \left(\frac{S_o^{36.31}}{\phi^{2.67}} \right)$ dapat digunakan untuk memprediksi permeabilitas pada sumur - sumur yang tidak memiliki data sampel *core* pada *top sand* reservoir 'X' Lapangan 'Y'. Permeabilitas inversi yang diperoleh dari korelasi k-PGS terhadap saturasi minyak ($S_o = 1 - S_{wi} \log$) menghasilkan persamaan k-inversi = $420632 (S_o^{29.803})$ dengan R^2 sebesar 0.9943. Hasil validasi permeabilitas inversi terhadap *k-core* memberikan $error_{avg}$ sebesar 6.30 %.