UNIVERSITAS
GADJAH MADA
PENENTUAN INDEKS KUALITAS RESERVOIR BERDASARKAN SIFAT PETROFISIKA PADA FORMASI MENGGALA DI LAPANGAN
HKM, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH
Muhammad Arief Al Hakeem, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T. ; Prof. Dr. Ir. Sugeng Sapto Surjono, S.T., M.T., IPU., A
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

INTISARI

Formasi Menggala merupakan salah satu formasi yang termasuk dalam reservoir di Cekungan Sumatera Tengah. Interval batupasir pada Formasi Menggala memiliki karakter dan kualitas yang heterogen ditunjukkan dengan kehadiran batupasir, batupasir tinggi serpih, batupasir rendah serpih, dan serpih. Heterogenitas reservoir adalah variasi secara vertikal maupun lateral dalam litologi, porositas, permeabilitas yang sangat memengaruhi performa reservoir melalui pengendalian aliran fluida. Heterogenitas tersebut menyebabkan kualitas reservoir yang beragam. Permasalahan ini perlu dipecahkan untuk menentukan interval batupasir terbaik yang akan menjadi kandidat zona prospek hidrokarbon menggunakan analisis petrofisika dan analisis kualitas reservoir. Penelitian ini terdapat pada Sumur HKM 01,04,05,09,10,15D,16,17 dengan data yang digunakan berupa *wireline log*, *marker,* RCAL, dan SWC. Penentuan litologi dianalisis menggunakan metode intepretasi log. Volume serpih ditentukan menggunakan metode linear dari log *gamma ray*. Nilai porositas total dan efektif dihitung menggunakan metode densitas-neutron dan divalidasi dengan RCAL. Nilai permeabilitas dihitung menggunakan metode *core to core single regression* dan *multiple regression* lalu divalidasi dengan RCAL. Saturasi air dianalisis menggunakan metode Indonesia dan Simandoux lalu divalidasi dengan RCAL.

Hasil analisis menunjukkan Formasi Menggala pada Lapangan HKM tersusun oleh batupasir, batupasir serpihan, dan serpih. Litologi yang berperan sebagai reservoir adalah batupasir. Reservoir pada Lapangan HKM memiliki nilai rentang parameter petrofisika yaitu nilai rata-rata volume serpih 0,072-0,232 v/v, nilai rata-rata porositas efektif 0,109-0,232 v/v, nilai rata-rata saturasi air 0,202-0,588 v/v dan nilai rata-rata permeabilitas 91,19828-715,5315 mD. Interval reservoir dengan kualitas yang paling baik untuk dikembangkan pada zona prospek hidrokarbon di Lapangan HKM adalah unit B dengan *net pay* 45,96 *feet*, rata-rata volume serpih 0,123 v/v, rata-rata porositas efektif 0,181 v/v, rata-rata saturasi air 0,257 v/v, rata-rata permeabilitas 252,606 dan memiliki nilai indeks kualitas reservoir terbaik sebesar 0,966 μm. Lapangan HKM memiliki 19 interval sebagai zona prospek hidrokarbon primer.

Kata kunci: Formasi Menggala, analisis petrofisika, indeks kualitas reservoir, zona prospek hidrokarbon

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
PENENTUAN INDEKS KUALITAS RESERVOIR BERDASARKAN SIFAT PETROFISIKA PADA FORMASI MENGGALA DI LAPANGAN HKM, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH
Muhammad Arief Al Hakeem, Dr. Ir. Sarju Winardi, S.T., M.T. ; Prof. Dr. Ir. Sugeng Sapto Surjono, S.T., M.T., IPU., A
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRACT

The Menggala Formation in the Central Sumatra Basin exhibits heterogeneous characteristics and quality, as evidenced by the presence of clean sandstone, shaly sandstone, and shale. Reservoir heterogeneity refers to vertical and lateral variations in lithology, porosity, and permeability, which significantly influence reservoir performance. This heterogeneity results in varying reservoir quality. Consequently, a comprehensive petrophysical and reservoir quality index (RQI) analysis is required to identify the best sandstone intervals and quantify viable hydrocarbon prospect zones. This study integrates wireline logs, markers, RCAL, and SWC data from eight wells (HKM 01,04,05,09,10,15D,16,17) within the HKM field. Interpretation log analysis was utilized for lithological identification. Shale volume (Vsh) was computed via the linear gamma-ray index. Total (PHIT) and effective porosity (PHIE) were derived from the calculation of neutron-density log and calibrated against RCAL data. Permeability was estimated utilizing core to core single regression method and multiple regression method, and then validated with RCAL. Water saturation (Sw) was quantified using the Indonesian and Simandoux models and then validated with RCAL. Reservoir quality index analysis was performed using the RQI formula calculation method.

The analysis results indicate that the Menggala Formation in the HKM Field consists of sandstone, shaly sandstone, and shale. The sandstone plays the role of a reservoir. The reservoirs in the HKM Field exhibit a range of petrophysical parameters, characterized by average shale volumes of 0.072–0.232 v/v, average effective porosities of 0.109–0.232 v/v, average water saturations of 0.202–0.588 v/v, and average permeabilities ranging from 91.20 to 715.53 mD. The reservoir interval with the best quality in the hydrocarbon prospect zone of the HKM Field is B unit, accumulating a massive net pay of 45.96 *feet. The petrophysical properties of Unit B exhibit an average Vsh of 0.123 v/v, PHIE of 0.181 v/v, Sw of 0.257 v/v, and permeability of 252.61 mD, culminating in an optimum RQI of 0.966 µm. Ultimately, this integrated evaluation successfully delineates 19 discrete intervals as primary hydrocarbon prospect zones within the Menggala Formation.*

Keyword: *Menggala Formation, petrophysical analysis, reservoir quality index, hydrocarbon prospect zone*