UNIVERSITAS GADJAH MADA
Pemodelan Statis Reservoar dan Estimasi Nilai Original Oil In Place (OOIP) Interval â€˜Aâ€™ & â€˜Bâ€™ Lapangan â€˜ABMâ€™, Formasi Talang Akar, Subcekungan Sumatra Selatan, Cekungan Sumatra Selatan
Armand Banu Melandri, Prof. Dr. Ir. Sugeng Sapto Surjono, S.T., M.T., IPU., ASEAN Eng.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

INTISARI

Formasi Talang Akar menyumbang sebagian besar produksi minyak Cekungan Sumatra Selatan, tetapi heterogenitas reservoar di Lapangan ‘ABM’ membuat estimasi cadangan bawah permukaan kurang akurat. Pemodelan statis reservoar pada Interval ‘A’ dan ‘B’ belum pernah dilakukan, sehingga estimasi *Original Oil In Place* (OOIP) masih bertumpu pada pendekatan konvensional. Penelitian ini bertujuan menentukan karakteristik fasies dan lingkungan pengendapan, membangun distribusi spasial fasies dan properti petrofisika berupa *volume clay,* porositas efektif, dan saturasi air, serta mengestimasi nilai OOIP kedua interval. Penelitian ini menggunakan log dari 25 sumur, *mudlog* dari tiga sumur, seismik tiga dimensi, dan peta struktur kedalaman. Ektrofasies dianalisis dan dintegrasikan dengan litofasies untuk menentukan asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan, kemudian dikorelasikan antar sumur sebagai kerangka pemodelan struktur. Fasies dimodelkan dengan algoritma *Sequential Indicator Simulation* (SIS) dan properti petrofisika *dengan Sequential Gaussian Simulation* (SGS). Kontak fluida ditentukan dari data *drill stem test* (DST) dan data petrofisika, lalu volumetrik dihitung dalam dua skenario ketidakpastian posisi kontak, yaitu *base case* dan *high case*. Interval ‘A’ tersusun atas batupasir sisipan batuserpih dengan asosiasi fasies *distributary channel* dan *interdistributary bay* pada *lower delta plain*, sedangkan Interval ‘B’ tersusun atas batupasir gradasi normal sisipan tuf dan batubara dengan asosiasi fasies *fluvial channel*, *crevasse splay*, dan *flood plain* pada lingkungan fluvial. Fasies kedua interval berorientasi timur laut - barat daya. Zona porositas tinggi dan saturasi air rendah pada Interval ‘A’ menerus mengikuti tubuh channel dan berimpit dengan puncak struktur sebagai lokasi akumulasi utama hidrokarbon, sedangkan akumulasi pada Interval ‘B’ berkembang setempat dan dikendalikan oleh sesar. OOIP *base case* sebesar 6,74 MMSTB (Interval ‘A’ 5,27 MMSTB dan Interval ‘B’ 1,47 MMSTB) dan *high case* sebesar 6,91 MMSTB (Interval ‘A’ 5,31 MMSTB dan Interval ‘B’ 1,60 MMSTB).

Kata kunci: Pemodelan Reservoar Statis, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatra Selatan, Estimasi OOIP, Probabilistik

UNIVERSITAS GADJAH MADA
Pemodelan Statis Reservoar dan Estimasi Nilai Original Oil In Place (OOIP) Interval â€˜Aâ€™ & â€˜Bâ€™ Lapangan â€˜ABMâ€™, Formasi Talang Akar, Subcekungan Sumatra Selatan, Cekungan Sumatra Selatan
Armand Banu Melandri, Prof. Dr. Ir. Sugeng Sapto Surjono, S.T., M.T., IPU., ASEAN Eng.
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRACT

The Talang Akar Formation supplies most of the oil produced in the South Sumatra Basin, yet reservoir heterogeneity in the 'ABM' Field limits the accuracy of subsurface reserve estimates. No static reservoir model had been built for Intervals 'A' and 'B', so the available Original Oil In Place (OOIP) estimates still relied on conventional approaches. This study determines the facies characteristics and depositional environments, constructs the spatial distribution of facies and petrophysical properties (clay volume, effective porosity, and water saturation), and estimates the OOIP of both intervals.The study uses well logs from 25 wells, mudlogs from three wells, three-dimensional seismic data, and depth structure maps. Lithofacies and electrofacies analysis defines the facies associations and depositional environments, which are then correlated between wells to frame the structural model. Facies are modeled with the Sequential Indicator Simulation (SIS) algorithm and petrophysical properties with Sequential Gaussian Simulation (SGS). Fluid contacts are set from drill stem test (DST) data and log analysis, and volumes are calculated under two contact-uncertainty scenarios: base case and high case.Interval 'A' consists of sandstone with shale intercalations, deposited as distributary channel and interdistributary bay associations on a lower delta plain and Interval 'B' consists of normally graded sandstone with tuff and coal intercalations, deposited as fluvial channel, crevasse splay, and flood plain associations in a fluvial setting. Facies in both intervals trend northeast–southwest. High-porosity, low-water-saturation zones in Interval 'A' follow the channel bodies and coincide with the structural crest, the main site of oil accumulation, whereas accumulation in Interval 'B' develops locally under fault control. The base case yields a total OOIP of 6.74 MMSTB (Interval 'A' 5.27 MMSTB and Interval 'B' 1.47 MMSTB) and the high case 6.91 MMSTB (Interval 'A' 5.31 MMSTB and Interval 'B' 1.60 MMSTB).

Keywords: *Static Reservoir Modeling, Talang Akar Formation, South Sumatra Basin, OOIP Estimation, Probabilistic*