Klasifikasi Fluida Reservoir Berbasis Machine Learning dengan Input Parameter Hasil Metode GOWS (Gas
Oil Water Scanner) di Lapangan â€œCHâ€•, Cekungan Sumatra Selatan
Nazwa Sheptia Salsabilla, Dr. Theodosius Marwan Irnaka, S.Si., M.Sc.; Benedictus Dicky Pradnya Agung Pramudhita
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

INTISARI

KLASIFIKASI FLUIDA RESERVOIR BERBASIS *MACHINE LEARNING* DENGAN INPUT PARAMETER HASIL METODE GOWS (*GAS OIL WATER SCANNER*) DI LAPANGAN "CH", CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Oleh

Nazwa Sheptia Salsabilla

22/504300/PA/21686

Penurunan produktivitas lapangan *mature* di Indonesia menuntut pendekatan yang lebih akurat dan adaptif dalam identifikasi fluida reservoir. Penelitian ini mengintegrasikan metode *Gas Oil Water Scanner* (GOWS), yang dikembangkan dari metode *Mahakam Integrated Fluid Interpretation* (MIFI), dengan algoritma *machine learning* untuk mengklasifikasikan fluida reservoir di Lapangan "CH", Cekungan Sumatra Selatan. Penelitian difokuskan pada Formasi Baturaja dan Talang Akar menggunakan data *open hole log*, OH-MDT, dan data produksi dari enam sumur yang diperoleh dari PT Pertamina Hulu Rokan – Zona 4. Alur penelitian diawali dengan *pre-conditioning* data log dan perhitungan parameter petrofisika, meliputi volume serpih (V_{sh}) dan porositas efektif (ϕ_e), yang selanjutnya digunakan sebagai input metode GOWS. Klasifikasi fluida dilakukan dalam dua tahap. *Stage* 1 memisahkan zona *water* dari hidrokarbon menggunakan algoritma *Random Forest* dan *XGBoost* yang dioptimasi dengan *hyperparameter tuning* berbasis Optuna. *Stage* 2 memisahkan *oil* dan *gas* dari hasil *Stage* 1 menggunakan pendekatan *rule-based cutoff* berdasarkan parameter GOWS. Model *XGBoost* menunjukkan performa terbaik pada *blind test* dengan nilai *accuracy* 0,980, $F_{1-weighted}$ 0,979, $F_{1-macro}$(*average per well*) 0,981, $F_{1-macro}$ (*multi-class wells*) 0,974, dan *Cohen's kappa* 0,962. Analisis *feature importance* menunjukkan bahwa parameter resistivitas (RD, RGBE, RPBE) dan densitas (DNS) merupakan fitur paling berpengaruh dalam klasifikasi. Penerapan model pada seluruh interval reservoir berkualitas baik mengidentifikasi potensi hidrokarbon yang belum terproduksi, dengan estimasi ketebalan *oil* sebesar 39,62 m dan *gas* sebesar 10,66 m, yang mengindikasikan peluang pengembangan reservoir lebih lanjut pada Lapangan "CH".

Kata kunci: klasifikasi fluida reservoir, *machine learning*, GOWS, *XGBoost*, *Random Forest*, petrofisika, Cekungan Sumatra Selatan

UNIVERSITAS
GADJAH MADA
**Klasifikasi Fluida Reservoir Berbasis Machine Learning dengan Input Parameter Hasil Metode GOWS (Gas
Oil Water Scanner) di Lapangan â€œCHâ€•, Cekungan Sumatra Selatan**
Nazwa Sheptia Salsabilla, Dr. Theodosius Marwan Irnaka, S.Si., M.Sc.; Benedictus Dicky Pradnya Agung Pramudhita
Universitas Gadjah Mada, 2026 | Diunduh dari http://etd.repository.ugm.ac.id/

ABSTRACT

RESERVOIR FLUID CLASSIFICATION BASED ON MACHINE LEARNING USING INPUT PARAMETERS FROM THE GOWS (GAS OIL WATER SCANNER) METHOD IN THE "CH" FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN

By

Nazwa Sheptia Salsabilla

22/504300/PA/21686

The declining productivity of mature oil and gas fields in Indonesia demands a more accurate and adaptive approach to reservoir fluid identification. This study integrates the *Gas Oil Water Scanner* (GOWS) method, derived from the *Mahakam Integrated Fluid Interpretation* (MIFI) technique, with machine learning algorithms to classify reservoir fluids in the "CH" Field, South Sumatra Basin. The study focuses on the Baturaja and Talang Akar Formations using open hole log data, OH-MDT, and production data from six wells obtained from PT Pertamina Hulu Rokan – Zone 4. The workflow begins with log pre-conditioning and petrophysical parameter calculations, including shale volume (V_{sh}) and effective porosity (ϕ_e), which are subsequently used as input for the GOWS method. Fluid classification is carried out in two stages. Stage 1 separates water zones from hydrocarbon zones using Random Forest and XGBoost algorithms optimized through Optuna-based hyperparameter tuning. Stage 2 further distinguishes oil from gas using a rule-based cutoff approach derived from GOWS parameters. The XGBoost model demonstrated the best performance on blind test data, achieving an accuracy 0,980, $F_{1-\text{weighted}}$ 0,979, $F_{1-\text{macro}}$(average per well) 0,981, $F_{1-\text{macro}}$ (multi-class wells) 0,974, and Cohen's kappa 0,962. Feature importance analysis revealed that resistivity (RD, RGBE, RPBE) and density (DNS) parameters were the most influential features in fluid classification. Application of the model across all good-quality reservoir intervals identified unproduced hydrocarbon potential with an estimated thickness of 39.62 m of oil and 10.66 m of gas, indicating opportunities for further reservoir development in the "CH" Field.

Keywords: reservoir fluid classification, machine learning, GOWS, XGBoost, Random Forest, petrophysics, South Sumatra Basin