

INTISARI

Data seismik dalam domain waktu menghasilkan struktur semu akibat dari variasi kecepatan batuan, sehingga konversi waktu ke kedalaman diperlukan untuk memperoleh gambaran struktur bawah permukaan yang lebih representatif. Penelitian ini membandingkan dua pendekatan konversi, yaitu konversi langsung berbasis *polynomial fitting* dari data *checkshot* dan pemodelan kecepatan berbasis *well* dengan empat formulasi fungsi kecepatan ($V = V_0 = V_{int}$, $V = V_0 + KZ$, $V = V_0 + K(Z - Z_0)$, $V = V_0 + KT$) melalui variasi input parameter V_0 dan K . Validasi dilakukan menggunakan *marker* sumur sebagai kontrol utama. Hasil validasi menunjukkan bahwa model terbaik adalah fungsi $V = V_0 + K(Z - Z_0)$ dengan konfigurasi V_0 dari *well TDR (Time Depth Relationship) surface* dan K dari *well TDR (Time Depth Relationship) constant*, menghasilkan nilai RMS (*Root Mean Square error*) sebesar 0,277 meter (0,18%) dari *marker*. Nilai ini menunjukkan akurasi yang jauh lebih baik dibandingkan dengan model hasil konversi langsung terbaik sebesar 105,69 meter (7,1%) dari *marker*. Kedua model hanya tervalidasi pada titik sumur, sehingga ketidakpastian meningkat pada area yang tidak memiliki kontrol sumur. Oleh sebab itu, dilakukan analisis ketidakpastian secara deterministik. Rentang ketidakpastian yang dihasilkan berada pada kisaran ± 100 m hingga ± 500 m dan dapat diaplikasikan sebagai *safety margin* dalam perencanaan pemboran. Peta kedalaman terbaik berdasarkan kedua metode digunakan untuk mengestimasi nilai estimasi kasar volumetrik pada zona studi kasus FS O60–MFS P, menghasilkan *Original Gas In Place (OGIP)* sebesar 77,6 *Barrel Cubic Feet (BCF)*, dengan cadangan terpulihkan sebesar 54,32 BCF setelah penerapan faktor keterpulihan 70%.

Kata Kunci : Konversi Langsung, Pemodelan Kecepatan, Ketidakpastian, Estimasi Volumetrik.

ABSTRACT

Seismic data recorded in the time domain produce apparent structures due to variations in rock velocity, making time to depth conversion necessary to obtain a more representative subsurface structure. This study compares two conversion approaches, namely direct conversion based on polynomial fitting of checkshot data and well velocity modeling using four velocity function formulations ($V = V_0 = V_{int}$, $V = V_0 + KZ$, $V = V_0 + K(Z - Z_0)$, $V = V_0 + KT$) through variations of the V_0 and K input parameters. Validation was conducted using well markers as the main control. The validation results show that the best model is the function $V = V_0 + K(Z - Z_0)$ function, with V_0 from well TDR (Time Depth Relationship) surface and K from well TDR (Time Depth Relationship) constant, giving an RMS (Root Mean Square) error of 0.277 meters (0,18%) from marker. This value indicates significantly better accuracy compared to the best direct conversion model, which has an RMS error of 105.69 meter (7,1%) from marker. Both models were validated only at well control points, leading to increased uncertainty in areas without well control. Therefore, a deterministic uncertainty analysis was conducted. The resulting uncertainty ranges from ± 100 m to ± 500 m and can be applied as a safety margin for drilling planning. The best depth map derived from best methods was then used to estimate preliminary volumetric values for the FS O60-MFS P case study zone, giving an Original Gas In Place (OGIP) of 77.6 Barrel Cubic Feet (BCF), with estimated reserves of 54.32 BCF after applying a 70% recovery factor.

Keyword : Direct Conversion, Velocity Modeling, Uncertainty, Volumetric Estimation