

Bayesian reservoir characterization based on simultaneous seismic inversion example: offshore east java carbonate

Fahdi Maula, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20236250&lokasi=lokal>

Abstrak

Klasifikasi fluida serta estimasi porositas berdasarkan teorema Bayes telah dilakukan dengan menggunakan hasil inversi seismik simultan sebagai inputnya pada karbonat formasi Kujung di cekungan Jawa Timur, Indonesia. Banyak literatur yang menjelaskan ambiguitas dari karakterisasi batuan karbonat berdasarkan anomali AVO. Studi ini dilakukan untuk menghasilkan klasifikasi dan estimasi yang memiliki tingkat kepastian berdasarkan teorema Bayes. Kami melakukan dua fasa karakterisasi, kualitatif dan kuantitatif. Dalam karakterisasi secara kualitatif, 2 kelas/tipe fluida didefinisikan, yaitu gas dan wet. Sebelum ada informasi baru, diasumsikan probabilitas prior dua kelas ini adalah sama, 50:50. Distribusi probabilitas awal dari dua kelas ini kemudian ditentukan melalui data sumur, distribusi ini akan menjadi likelihood function. Impedansi akustik, rasio V_p/V_s , dan densitas kemudian diturunkan dari inversi seismik simultan. Atribut ini adalah informasi baru yang akan digunakan untuk mengupdate probabilitas prior tadi menjadi probabilitas posterior dengan menggunakan teorema Bayes, probabilitas posterior ini merepresentasikan klasifikasi fluida pada setiap tras seismik. Dalam proses lainnya untuk karakterisasi secara kuantitatif, distribusi porositas dan saturasi didefinisikan menggunakan hubungan dasar kecepatan terhadap porositas dan saturation. Probabilitas prior didefinisikan berdasarkan data sumur, kemudian simulasi stokastik dilakukan untuk menghasilkan likelihood function yang membentuk probabilitas bersama antara porositas dan saturasi, sebelum akhirnya diaplikasikan untuk estimasi porositas dan saturasi berdasarkan skema Bayes. Hasil akhir dari langkah kerja ini adalah data 3D dari tipe fluida yang berasoasi dengan probabilitas dan ketidakpastian untuk tiap posisi. Data 3 dimensi ini terdiri atas probabilitas wet, probabilitas gas, dan juga estimasi kuantitatif dari porositas dan saturasinya. Hasil langkah kerja pada area studi kami menunjukkan potensi pay zone berada pada flank dari buildup carbonate tersebut.

.....Bayesian fluid classification and Bayesian porosity-saturation estimation has been done using simultaneous seismic inversion result as the input in Kujung carbonate from East Java Basin, Indonesia. Many literatures described the limitation of carbonate characterization based on AVO anomaly. This study carried out to present the classification and estimation result with level of confidence based on Bayesian theorem. We have done two phases of characterization, qualitative and quantitative. In qualitative characterization, two classes of fluid were defined, these are gas and wet. Before any new information, it is assumed that the prior probability density function (PDF) of these two classes is the same, 50:50. Initial distribution of each wet and gas filled carbonate were then estimated from well log data, these are the likelihood function. Acoustic impedance, V_p/V_s ratio, and density were then derived from 3D multi stacks seismic data using simultaneous AVO inversion. These attributes are the new information required to update our prior distribution to have final posterior PDF using Bayesian theorem that represent fluid classification for each traces. In the other process for quantitative characterization, the porosity and saturation distribution were defined using basic velocity to porosity & saturation relationship (rock physics analysis). The prior PDF is defined based on analyzed well data, and stochastic simulation was done to generate likelihood

function to form joint PDF between porosity and saturation, before finally applied to estimate porosity and saturation cube using Bayesian Scheme. The final product of the proposed workflow is 3D fluid cube of reservoir with associated probabilities and uncertainties which consist of probability of wet carbonate and gas carbonate, also quantitative estimation of porosity and saturation. The result shows that potential pay zone for this particular carbonate was lying on the flank of the buildup carbonate.