

Inversi seismik simultan untuk mengekstrak sifat petrofisika reservoir gas :kasus lapangan blackfoot

Budi Riyanto, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=133514&lokasi=lokal>

Abstrak

Membangun sebuah model reservoir membutuhkan informasi tentang parameter petrofisika. Parameter ini digunakan sebagai dasar dan masukan untuk analisis karakteristik reservoir yang akan digunakan sebagai penentu arah dan tujuan pengembangan reservoir. Adanya ketidakpastian distribusi spasial sifat petrofisika reservoir menimbulkan beberapa pertanyaan, bagaimana sebaran sifat petrofisika reservoir di setiap tempat dan ke mana arah penyebaran reservoir. Data seismik yang telah termigrasi terkadang masih memperlihatkan karakter refleksi yang kurang jelas sehingga menimbulkan ambiguitas dalam proses interpretasi. Dengan metode inversi seismik, jejak seismik dapat diubah menjadi impedansi akustik yang mewakili sifat fisik lapisan reservoir. Teknik ini mampu mempertajam bidang batas antar lapisan dan memperkirakan ketebalan lapisan. Telah dilakukan analisis AVO dan inversi seismik simultan untuk mengekstrak sifat petrofisika reservoir gas di lapangan Blackfoot. Dalam inversi simultan, Z_p , Z_s dan densitas dihitung secara langsung dari data pre-stack gather. Koefisien k , k_c , m dan m_c dihitung menggunakan data log sumur. $\hat{I}LS$ dan $\hat{I}LD$ merupakan deviasi antara data dengan hasil plot hidrokarbon. Setelah melakukan proses inversi dan mendapatkan parameter impedansi P (Z_p) dan impedansi S (Z_s), proses selanjutnya adalah melakukan ekstraksi konstanta-konstanta elastik (inkompresibilitas ($\hat{I}\gg$) & rigiditas ($\hat{A}\mu$)) dan melakukan cross-plot antara $\hat{I}\gg$ vs $\hat{A}\mu$. Interpretasi kuantitatif dilakukan dengan memprediksi parameter-parameter petrofisika batuan dan arah penyebarannya. Interpretasi kualitatif untuk mengetahui tipe atau jenis batuan dan sebagai indikator ada tidaknya akumulasi hidrokarbon.

Hasil yang diperoleh menunjukkan bahwa ketebalan zona target channel Glauconitic yang diperoleh dari data sumur $\hat{A}\pm 7$ m. Analisis AVO mampu mendeteksi keberadaan gas di lapangan Blackfoot tetapi hasilnya masih menimbulkan ambiguitas dalam interpretasi. Keberadaan zona gas terdeteksi di sekitar sumur 01-17 terbukti dengan nilai positif dari secondary attribute product ($A*B$) dan anomali negatif dari secondary attribute scaled Poisson's ratio. Pemisahan gas jelas terlihat dari hasil inversi simultan parameter petrofisika $\Lambda - \rho$. Sifat petrofisika ini dikaitkan dengan sifat inkompresibilitas fluida. Nilai $\Lambda - \rho$ yang kecil mengindikasikan adanya gas di area ini. Dari hasil penelitian ini secara keseluruhan disimpulkan bahwa lapangan Blackfoot merupakan reservoir sand, di mana pada lokasi sekitar sumur 01-17 berisi gas. Gas tersebar secara terbatas di sekitar sumur 01-17

Reservoir model building needs petrophysical parameter information. This parameter is used as a base and input to analyze the characteristic of the reservoir which will be used as a guidance for reservoir development. The uncertainty of spatial distribution of the reservoir's petrophysic leads to questions, how is the spreads of the petrophysical parameter and where is the direction of the reservoir extension. Migrated seismic data sometime shows unclear reflection character which causing ambiguity in the interpretation. With seismic inversion method, seismic trace can be changed into acoustic impedance which represent the physical property of the reservoir layer. This technique enhance the layer boundary and give an estimation of layer thickness. An AVO analysis and simultaneous seismic inversion have been applied to extract the

petrophysic property of gas reservoir in Blackfoot field. In simultaneous inversion, Z_p , Z_s and density calculated directly from pre-stack gather data. k , k_c , m and m_c calculated using well log data. \hat{I}_S and \hat{I}_D are the deviation between data with hydrocarbon plot result. After the inversion process and generation of Impedance parameter (Z_p) and S-impedance (Z_s), the next process is to extract elastic constants (incompressibility (\hat{K}) & rigidity ($\hat{\mu}$)) and generate a cross-plot between \hat{K} vs $\hat{\mu}$. Qualitative interpretation has been done by prediction of rock petrophysic properties and direction of its extends. This interpretation is used to determine the rock type and as an indicator of hydrocarbon existence.

The result shows that the thickness of the target zone Glauconitic channel which is given by the well data is $\hat{A} \pm 7$ m. AVO analysis is able to detect the gas existence in Blackfoot field, but the result is still giving ambiguity in interpretation. The gas zone detected in the surrounding of well 01-17, proved by the positive value of secondary attribute product ($A*B$) and the negative anomaly of secondary attribute scaled Poisson's ratio. Gas separation is clearly visible as a result of simultaneous inversion from petrophysical parameter $\Lambda - \rho$. This petrophysical properties is then correlated with the fluid incompressibility. Small value of $\Lambda - \rho$ indicates the gas existence in the area. From the result of this research it is concluded that in general the Blackfoot field is a sand reservoir, where in the location near well 01-17 is filled with gas. The gas has a limited spreads around well 01-17