

Identifikasi konten fluida pada reservoir karbonat lapangan LDV dengan menggunakan analisis fluid replacement model = Fluid content identification in carbonat reservoir field LDV using analitical fluid replacement model

Daanah Caesaria, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20456651&lokasi=lokal>

Abstrak

Identifikasi konten fluida merupakan salah satu hal terpenting dalam mengkarakterisasi reservoir. Namun, menjadi suatu tantangan ketika mengidentifikasi konten fluida pada reservoir karbonat karena tipe pori yang dimiliki oleh batuan ini sangat kompleks dan heterogen. Kompleksitas dan heterogenitas ini mempengaruhi respon properti fisis seperti, dan densitas batuan yang mempengaruhi interpretasi sehingga diperlukan suatu analisis pemodelan untuk mengidentifikasi respon sifat fisis. Pada penelitian ini, dilakukan pemodelan tipe pori batuan karbonat dengan menggunakan metode Differential Effective Model, analisa konten fluida berdasarkan analisa petrofisik dan pemodelan dengan menggunakan metode Fluid Replacement Model pada tiga sumur lapangan LDV yaitu P6, T4 dan K1. Fluid Replacement Model menggunakan parameter fluida Adaptive Batzle-Wang yang memperhitungkan pengaruh tekanan, temperatur, spesifik gravitasi, rasio minyak dan gas, kualitas fluida dalam derajat API dan salinitas. Hasil penelitian ini membuktikan bahwa pemodelan Fluid Replacement Model pada sumur P6 diindikasikan terdapat kandungan air sebesar 20 dan hidrokarbon gas sebesar 80 dengan tipe pori dominan crack-interparticle. Pada sumur T4 diindikasikan terdapat kandungan gas sebesar 50 dengan tipe pori dominan crack dan pada sumur K1 diindikasikan terdapat kandungan gas sebesar 50 dengan tipe pori dominan crack. Hasil ini direpresentasikan melalui nilai RMSE yang mencapai 0.0038. Oleh karena itu, Fluid Replacement Model dengan perhitungan Adaptive Batzle-Wang cukup baik dalam memodelkan konten fluida pada kondisi reservoir karbonat sebenarnya.Fluid content identification is one of the most important element in characterizing reservoir. However, this can be a challenge when the fluid content identification is applied in the carbonate rock reservoir, due to the complexity and heterogeneity of the pore types. It can affect the physical property response such as, and rock density which, after that, may influences the interpretation in geophysic data. Thus, a modeling analysis is needed to identify the response of physical properties. In this research, the researcher modelled the pore types of carbonate rock by using Differential Effective Model method, then with the fluid content analysis based on petrophysical analysis and modeling using Fluid Replacement Model method on three wells LDV field which is called P6, T4 and K1. Fluid Replacement Model uses Adaptive Batzle Wang fluid parameters that can measure The Effects of Pressure, Temperature, Specific Gravity, Oil Gas Ratio, and Fluid Quality in API and Salinity Degrees. The results of this research are Fluid Replacement Model indicates the 20 water and 80 gas hidrocarbon in Well P6 which has crack interparticle as the dominant secondary pore type. In Well T4 there is 50 gas and 50 water composition and has crack as the secondary pore type. For Well K1, there is 50 gas and 50 water composition which has crack as the dominant secondary pore type. This result is depicted from the RMSE value which reach 0.0038. Hence, Fluid Replacement Model by Adaptive Batzle Wang calculation is favourable in modelling fluid content for it is actual condition.