

Identifikasi kandungan fluida dan rock typing pada reservoir karbonat formasi paciran di lapangan "S" berdasarkan analisis fasies dan hydraulic flow unit = Identification fluid content and rock typing in carbonat reservoir formation paciran limestone field "S" based on Facies and hydraulic flow unit

Valentina Hemas Widianova, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=20456743&lokasi=lokal>

Abstrak

Karakterisasi reservoir merupakan langkah penting yang harus dilakukan untuk menentukan melakukan modeling dalam perhitungan cadangan hidrokarbon dalam suatu reservoir. Dengan menentukan nilai saturasi air, prediksi dan penyebaran permeabilitas, serta konektivitas antar sumur merupakan hal yang krusial dalam mengevaluasi suatu lapangan, terutama dalam hal membangun model dinamik. Dimana nantinya hal ini akan berpengaruh pada prediksi kinerja reservoir. Tujuan dari paper ini adalah menyajikan hasil perhitungan volume shale, porositas, saturasi air, dan prediksi permeabilitas reservoir pada lapangan "S" pada formasi Paciran Limestone serta melakukan pengujian terhadap data core dari uji laboratorium yang disesuaikan dengan kondisi tekanan reservoir. Beberapa metode yang digunakan khususnya untuk prediksi permeabilitas adalah metode regresi power dengan kontrol HFU, regresi power dengan kontrol dari fasies, dan juga metode Coaste Dumair. Lapangan ini memiliki tiga sumur reservoir, terletak di lepas pantai Bali Utara. Data yang tersedia yaitu data wireline triple combo dan RFT, routine core, dan SCAL untuk masing-masing sumur, serta data petrografi, dan data formation electricity pada salah satu sumur. Dilakukan perhitungan dari ketiga metode prediksi tersebut pada tiap sumur. Diperoleh hasil prediksi permeabilitas yang berbeda dari hasil ketiganya. Pada perhitungan saturasi air digunakan metode Indonesia dan Archie. Dari pengolahan data yang dilakukan didapat nilai rata-rata untuk ketiga sumur yaitu 0.04 untuk volume shale, 45 untuk porositas total, 0.34 -1 untuk saturasi air, dan 0.45 - 78 mD dengan kontrol HFU. Hasil perhitungan tersebut telah sesuai dengan pengujian terhadap data dari core, baik data XRD untuk validasi volume shale, permeabilitas dan porositas core, hingga data capillary pressure. Untuk GWC terdapat pada 3394 ft MD, dari data petrography dapat diidentifikasi bahwa tidak terdapat secondary porosity pada lapangan "S".

.....Reservoir characterization is an important step that must be done to determine the conduct modeling in calculation of reserves hydrocarbon performance of a reservoir. By determining the value of water saturation, permeability prediction and dissemination, as well as connectivity between wells are crucial in evaluating the field, especially in terms of building a dynamic model. This eventually will affect reservoir performance predictions. The purpose of this paper is to present the results of a comparison of the application of some methods in determining reservoir permeability prediction in the field S on Paciran limestone formation and conducted tests on the data from the core permeability laboratory tests tailored to the reservoir pressure conditions. Some of the methods used is power regression method with HFU control, power regression with facies control, and also Coaste Dumair method. This field has three wells reservoir, with type carbonate reservoir. This field lies offshore North Bali. The available data is data of wireline triple combo and RFT, routine core, and SCAL to each well, and petrography data, and the formation of electricity data in one of the wells. The third method of calculation of such predictions on each well.

Different permeability prediction result obtained from the used three methods. In the calculation of water saturation used Indonesia and Archie methods. From the processing data shows average value for the wells that has 0.04 shale volume, 45 of total porosity, 0.34 ndash 1 of saturation water, and 0.45 ndash 78 MD of permeability prediction from HFU control. Those calculation result are appropriate with validation from data core, from XRD that validate volume shale till capillary pressure to validate the water saturation. Then the GWC is at MD 3394 ft, also the petrography data verify that there is no secondary porosity in this fields.