

Karakterisasi Reservoir untuk Mengidentifikasi Hidrokarbon pada Sumur-Sumur di Lapangan “K”, Cekungan Jawa Timur Utara, Menggunakan Analisis Petrofisika = Reservoir Characterization to Identify Hydrocarbons in Wells of "K" Field, Northeast Java Basin, Using Petrophysical Analysis

Azzahra Karin Ayadzani, author

Deskripsi Lengkap: <https://lib.ui.ac.id/detail?id=9999920542696&lokasi=lokal>

Abstrak

Daerah penelitian berada di Lapangan “K”, Cekungan Jawa Timur Utara, dengan Formasi Tuban dan Kujung sebagai fokus pada penelitian ini. Terdapat 6 (enam) sumur pada Lapangan “K”, dengan tujuan penelitian untuk mengidentifikasi zona hidrokarbon berdasarkan parameter petrofisika, kondisi reservoirnya dan jenis hidrokarbon yang terkandung, litologi daerah penelitian, dan menjelaskan fasies yang berkembang pada daerah penelitian berdasarkan studi elektrofases. Litologi yang ditemukan pada daerah penelitian yaitu batugamping dan serpih. Metode penelitian yang digunakan yaitu analisis data log, yang ditunjang oleh data gas mudlogging, data cuttings, dan kalibrasi data core. Terdapat lima zona indikasi reservoir pada keenam sumur, yaitu Tuban A, Tuban B, Tuban C, Kujung A dan Kujung B. Zona ini ditetapkan melalui analisis data log, yang kemudian divalidasi oleh parameter petrofisika yaitu volum serpih, saturasi air, permeabilitas, porositas, dan pay summary. Kujung B memiliki kualitas reservoir yang terbaik, karena memiliki kandungan volum serpih paling kecil dengan rentang 0.11-0.28 v/v. Saturasi air kecil, berada dalam rentang 0.37-0.79 V/V. Porositasnya sebesar 15%-21%, yang diklasifikasikan sebagai bagus hingga sangat bagus oleh Rider (1986). Nilai permeabilitas yang dimiliki sebesar 2.1 hingga 111.75 mD, yang diklasifikasikan oleh Cannon (2016), sebagai cukup hingga baik. Rasio net-to-gross sebesar 0.300-0.779, dengan rata-rata sebesar 0.539, sehingga dapat dikatakan bahwa sebagian besar interval batuan yang dipertimbangkan merupakan net pay, dan dapat menjadi batuan reservoir yang baik. Berdasarkan hasil identifikasi jenis hidrokarbon oleh data gas mudlog, diindikasikan bahwa Kujung B memiliki kandungan yang didominasi oleh low saturation oil. Selain itu, ditemukan 5 (lima) fasies pada daerah penelitian, yaitu Coral Wackestone-Packstone, Foraminifera Wackestone-Packstone, Skeletal Wackestone-Grainstone, Shale, dan Skeletal Packstone. Fasiesnya diklasifikasikan menjadi tiga asosiasi fasies, yaitu Platform Interior Normal Marine (Open Marine), Platform-Margin Sand Shoals, dan Platform Interior Restricted. Lingkungan pengendapannya merupakan Carbonate Rimmed Shelves.

.....The study area is located in “K” Field, Northeast Java Basin. Tuban and Kujung Formations are the focus on the research. There is 6 (six) wells on “K” Field, and this study aims to identify the prospect hydrocarbon zone based on petrophysical parameters, identify the type of hydrocarbon contained, the reservoir conditions, the lithology of study area, and the facies of the study area, based on electrofacies analysis. The lithologies found in the study area are limestone and shale. The research method of this study is well log analysis, supported by mudlogging gas data, cuttings data, and core data calibration. Five reservoir indication zones is assigned, namely Tuban A, Tuban B, Tuban C, Kujung A and Kujung B. These zones are determined log data analysis. Petrophysical parameters are calculated to validate the well log reading, including volume shale, water saturation, permeability, porosity and pay summaries. It is concluded that Kujung B has the best reservoir quality, because it has the smallest volume of shale with a range of

0.11-0.28 v/v. Low water saturation, in the range of 0.37-0.79 V/V. The porosity is averaged around 15%-21%, which is classified as good to very good by Rider (1986). The permeability value is 2.1 to 111.75 mD, which is classified by Cannon (2016), as moderate to good. The net-to-gross ratio is 0.300-0.779, with an average of 0.539, thus, most of the considered rock intervals of Kujung B are net pay, and can be potentially considered as good reservoir rocks. Based on mudlog gas reading, Kujung B contained low saturation oil, productive very wet gas or high gravity oil, productive oil, and very low gravity oil throughout all wells. It is interpreted that the study area is divided to 5 (five) facies, which are Coral Wackeston-Packstone, Foraminifera Wackestone-Packstone, Skeletal Wackestone-Grainstone, Shale, and Skeletal Packstone. These facies are associated with Platform Interior Normal Marine (Open Marine), Platform-Margin Sand Shoals, and Platform Interior Restricted. It can be concluded that the study area is deposited on carbonate rimmed shelves.