

SARI

Cekungan Jawa Barat Utara merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang memiliki potensi hidrokarbon yang cukup besar. Cekungan ini merupakan cekungan belakang busur yang berada di bagian barat laut Pulau Jawa. Blok Abar terletak pada Cekungan Jawa Barat Utara, merupakan salah satu blok yang dimiliki oleh PT.Pertamina Hulu Energi Abar Anggursi. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan dari Formasi Talang Akar serta mengetahui potensi reservoir hidrokarbon dari Formasi Talang Akar. Metode yang digunakan adalah analisis fasies, lingkungan pengendapan dan analisis petrofisika dari batuan reservoir pada Formasi Talang Akar. Penelitian ini menggunakan data log sumur, deskripsi *sidewall core*, dan *mudlog*. Data log yang digunakan berasal dari sumur pemboran yang berada di blok Abar dengan jumlah keseluruhan sebanyak 3 sumur. Berdasarkan analisis data *sidewall core* dan *mudlog*, Formasi Talang Akar disusun oleh litologi berupa batupasir, serpih, batubara dan batugamping *wackestone – packstone*. Hasil analisis elektrofasis, menunjukkan bahwa reservoir ini merupakan produk pengendapan dari sistem *Deltaic* yang terendapkan pada sub-lingkungan *Delta Plain-Delta Front*. Analisis petrofisika pada Sumur NO-1, NQ-1 dan NP-1 dilakukan untuk mengetahui nilai parameter petrofisika dan menentukan zona potensi reservoir pada Formasi Talang Akar. Perhitungan kandungan serpih menggunakan log *gamma ray*, perhitungan porositas menggunakan gabungan log densitas dan neutron, saturasi air dihitung dengan persamaan Indonesia, dan perhitungan permeabilitas menggunakan metode *Coates Dumanoir*. Zona potensial pada Formasi Talang Akar Blok Abar ini memiliki nilai porositas antara 15% hingga 25%, nilai kandungan serpih 2% -34%, nilai saturasi air 40%-66% dan nilai permeabilitas 49.132 mD – 1043 mD. Zona yang memiliki nilai kandungan porositas diatas 10%, nilai kandungan serpih dibawah 50%, nilai saturasi air dibawah 70 % dan nilai permeabilitas diatas 30 mD merupakan zona reservoir. Melalui analisis petrofisika dan *cut off* didapatkan ketebalan reservoir pada Sumur NO-1 setebal 48 ft, Sumur NQ-1 setebal 78 ft dan Sumur NP-1 setebal 54 ft.

Kata kunci: Formasi Talang Akar, reservoir, sistem delta, fasies, petrofisika.

ABSTRACT

The North West Java Basin is one of the basins in Indonesia which has a large hydrocarbon potential. This basin is a back arc basin in the northwestern part of Java Island. Abar Block is located in the North West Java Basin, which is one of the blocks owned by PT. Pertamina Hulu Energi Abar Anggursi. This study aims to determine the facies and depositional environment of the Talang Akar Formation and determine the potential for hydrocarbon reservoirs of the Talang Akar Formation. The method used is facies analysis, depositional environment and petrophysical analysis of reservoir rocks in the Talang Akar Formation. This research uses well log data, sidewall core description, and mudlog. The log data used comes from drilling wells in the Abar block with a total of 3 wells. Based on sidewall core and mudlog data analysis, the Talang Akar Formation was compiled by lithology in the form of sandstone, shalestone, coal and limestone. The results of the electrofacies analysis show that this reservoir is a deposition product of the Deltaic system that is deposited in the Delta Plain-Delta Front sub-environment. Petrophysical analysis on NO-1, NQ-1 and NP-1 wells was performed to determine the value of petrophysical parameters and determine the potential reservoir zone in the Talang Akar Formation. Shale content calculation uses gamma ray log, porosity calculation uses a combination of density and neutron log, water saturation is calculated by the Indonesian equations, and permeability calculation uses Coates Dumanoir method. The potential zone in the Talang Akar Block Abar Formation has porosity values between 15% to 25%, shale content of 2% -34%, water saturation value of 40% -66% and permeability value of 49,132 mD - 1043 mD. Zones that have porosity content values above 10%, shale content values below 50%, water saturation values below 70% and permeability values above 30 mD are Reservoir zones. Through petrophysical analysis and cut-off the reservoir thickness obtained at NO-1 Well is 48 ft thick, NQ-1 well is 78 ft thick and NP-1 Well is 54 ft thick.

Keyword: *Talang Akar Formation, reservoir, deltaic system, facies, petrophysic*