

SARI

Lapangan 'S' merupakan salah satu lapangan penghasil minyak bumi terbesar yang terletak di Cekungan Asri dengan salah satu reservoir hidrokarbon utama pada Interval Sand-5, Anggota Gita, Formasi Talang Akar. Untuk mengoptimalkan kualitas reservoir pada Lapangan 'S', karakterisasi reservoir dan pemodelan reservoir dapat dilakukan dengan memanfaatkan analisis heterogenitas sifat fisik batuan reservoir dengan metode *petrophysical rock type*. Metode ini mampu memprediksi distribusi spasial secara vertikal maupun lateral dari parameter-parameter petrofisika batuan tanpa mengabaikan unsur-unsur geologi seperti lingkungan pengendapan dan diagenesis dalam menghasilkan besaran nilai sifat fisik batuan. Data yang digunakan terdiri dari 14 log data sumur, data batuan inti, yang terdiri dari *conventional core* dari empat sumur, sayatan tipis dari empat sumur, 96 sampel *core plug*, dan data seismik. Identifikasi litofasies dan lingkungan pengendapan berdasarkan interval Sand-5. Interval Sand-5 terdiri dari dua kumpulan fasies pada lingkungan fluvial yaitu kumpulan fasies batupasir pada lingkungan *channel fill* didominasi oleh litofasies batupasir dan beberapa sisipan dari batuserpih dan batubara. Sementara kumpulan fasies batuserpih pada lingkungan *floodplain* didominasi oleh litofasies batuserpih dan terdapat sisipan batubara pada batuserpih. Identifikasi *Petrophysical Rock Type* (PRT) menggunakan *Hydraulic Flow Unit* (HFU) yang dibatasi dan dikontrol oleh kumpulan fasies. Tiga (3) PRT teridentifikasi yaitu PRT-1, PRT-2, PRT-3, tersusun atas kumpulan fasies batupasir pada lingkungan *channel fill* dengan nilai porositas berkisar 16-30% dan nilai permeabilitas berkisar 10 mD hingga mencapai lebih dari 10000 mD. Sementara pada PRT-0 teridentifikasi sebagai kumpulan fasies batuserpih pada lingkungan *floodplain* dengan nilai porositas 0-15% dan nilai permeabilitas kurang dari 5 mD. Pada model saturasi yang ditentukan berdasarkan kontak fluida dan berfokus pada zona reservoir, menunjukkan nilai saturasi yang bervariasi dengan kisaran nilai saturasi 20% hingga 90% pada kedudukan diatas OWC, pada kedudukan dibawah OWC memiliki nilai saturasi dengan kisaran 90% hingga 100%. Pemodelan reservoir tiga dimensi yang dilakukan pada model fasies, model porositas, model permeabilitas, model saturasi, dan model PRT memiliki hubungan yang saling berkaitan dalam penentuan karakterisasi reservoir. Hasil distribusi fasies dan sifat fisik reservoir menunjukkan adanya kemiripan dengan arah pengendapan utama pada Lapangan 'S' dengan arah relatif Timur Laut hingga Barat Daya.

Kata kunci: Cekungan Asri, Kumpulan Fasies, *Petrophysical Rock Type*, Pemodelan Reservoir

ABSTRACT

The 'S' Field is one of the largest oil-producing fields located in the Asri Basin with one of the main hydrocarbon reservoirs at the Sand-5 Interval, Gita Member, Talang Akar Formation. To optimize reservoir quality in the 'S' Field, reservoir characterization and reservoir modeling can be carried out by utilizing the reservoir properties heterogeneity analysis using Petrophysical Rock Type. This method can predict the vertical and lateral spatial distribution of petrophysical parameters with geological elements such as the depositional environment and diagenesis to produce the reservoir properties value. This study's data consists of 14 well logs, core data, which consists of conventional core from four wells, thin sections from four wells, 96 samples of core plugs, and seismic data. Identification of lithofacies and depositional environment at Sand-5 consists of two facies assemblages in the fluvial environment in the channel fill, namely sandstone facies assemblage, which is dominated by sandstone lithofacies and there is some intercalation of shale and coal. Meanwhile, the shale facies assemblage in the floodplain, dominated by shale lithofacies and some intercalation of shale and coal. Petrophysical Rock Type (PRT) identification using a Hydraulic Flow Unit (HFU) is limited and controlled by facies assemblages. Three PRT was identified, namely PRT-1, PRT-2, PRT-3, which are composed of sandstone facies assemblage in the channel fill with porosity values ranging from 16-30% and permeability values ranging from 10 mD to more than 10000 mD. Meanwhile, PRT-0 is identified as a shale facies assemblage in a floodplain with porosity value ranging from 0-15% and permeability value of less than 5 mD. The saturation model, which is determined based on fluid contact and focuses on the reservoir zone, shows a saturation value that varies with a saturation value range of 20% to 90% at a position above the OWC, at a position below the OWC has a saturation value in the range of 90% to 100%. Three-dimensional reservoir modeling carried out on the facies model, porosity model, permeability model, saturation model, and PRT model have interrelated relationships in determining the reservoir characterization. The facies distribution results and reservoir properties show similarities to the main deposition direction in the 'S' field with the relative Northeast to Southwest directions.

Keywords: Asri Basin, Facies Assemblage, Petrophysical Rock Type, Reservoir Modeling