

ABSTRAK

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu cekungan sedimen berumur tersier yang bernilai ekonomis tinggi yang mempunyai potensi dilakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon. Cekungan Jawa Timur Utara tersusun atas beberapa formasi, salah satunya adalah Formasi Ngrayong. Formasi Ngrayong dicirikan dengan litologi berupa batuan sedimen klastik yakni batupasir kuarsa yang merupakan batuan reservoir dengan kualitas baik. Salah satu upaya untuk meningkatkan cadangan minyak dan gas bumi adalah dengan melakukan pemodelan fasies reservoir sehingga dapat mengetahui potensi hidrokarbon yang terkandung didalamnya.

Dalam penelitian ini, terdapat tiga metode yang digunakan. Secara garis besar metode tersebut tersebut antara lain analisis sumuran kualitatif menggunakan data *core* dan *wireline log*, kemudian analisis integrasi data sumur dan seismik 3D, serta melakukan pemodelan statik yang mengkombinasikan tahapan-tahapan sebelumnya.

Terdapat satu interval zona yang diidentifikasi pada penelitian ini. Interval zona-X (TS2 – SB2) terdapat reservoir zona-X yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal dengan fasies *lower shoreface* dengan pola *log funnel* dan fasies *offshore* dengan pola *log serrated*. Digambarkan suatu model fasies dengan arah distribusi lateral relatif barat-timur. Dalam menentukan cadangan hidrokarbon diperoleh nilai volume bulk sebesar $12 \times 10^6 \text{ m}^3$, *hydrocarbon pore volume oil* (HCPV) sebesar $0.7 \times 10^6 \text{ STB}$, dan STOIP sebesar $4,6 \times 10^6 \text{ STB}$.

Kata Kunci : Fasies Reservoir, Formasi Ngrayong, Laut dangkal, Pemodelan Statik, Perhitungan Volumetrik

ABSTRACT

The North East Java Basin is a tertiary sedimentary basin with high economic value which has the potential for hydrocarbon exploration and exploitation activities. The North East Java Basin is composed of several formations, one of which is the Ngrayong Formation. The Ngrayong Formation is characterized by lithology in the form of clastic sedimentary rock, namely quartz sandstone, which is a good quality reservoir rock. One effort to increase oil and gas reserves is by modeling reservoir facies so that we can determine the hydrocarbon potential contained therein. In this research, there are three methods used. In general, these methods include qualitative well analysis using core and wireline log data, then integrated analysis of well and 3D seismic data, as well as carrying out static modeling that combines the previous stages.

There is one zone interval identified in this research. The X-zone interval (TS2 – SB2) contains X-zone reservoirs deposited in shallow marine environments with lower shoreface facies with a log funnel pattern and offshore facies with a log serrated pattern. A facies model with a relative west-east lateral distribution direction is depicted. In determining hydrocarbon reserves, the bulk volume value was obtained at 12×10^6 m³, hydrocarbon pore oil volume (HCPV) at 0.7×10^6 STB, and STOIP at 4.6×10^6 STB.

Key word: *Facies Reservoir, Ngrayong Formation, Shallow Marine, Static Model, Volumetric Calculation*