

## ABSTRAK

### PENENTUAN SIFAT PATAHAN DAN KOMPARTEMEN RESERVOAR BERDASARKAN ANALISA SEKATAN SESAR DENGAN PENDEKATAN GEOLOGI, GEOFISIKA, RESERVOAR PADA LAPANGAN “WIN” CEKUNGAN NATUNA BARAT

Rizki Purwinanto  
115.140.004

Keberadaan bidang patahan akan memberi pengaruh pada akumulasi fluida sebuah cekungan, baik itu pengaruh secara jebakan (*trap*) atau pengaruh laju alir fluida (*capilarity*), untuk itu diperlukan analisa yang lebih mendetail dari suatu bidang patahan agar potensi hidrokarbon yang terkandung pada suatu cekungan dapat dimanfaatkan secara optimal. Lapangan “WIN” merupakan daerah dengan orientasi sesar utama berarah baratlaut-tenggara (NW-SE) dan baratdaya-timurlaut (SW-NE). Sesar F7 merupakan salah satu bidang patahan pada Lapangan “WIN” yang menerus dari lapisan S-1 hingga lapisan S-4.

Kondisi sekatan (*seal*) merupakan keadaan dimana kandungan lempung yang menjadi pengontrol utama pada kondisi tersekat (*sealed*) dalam sekuen sedimen klastik. *Shale gouge ratio* (SGR) diklaim mampu memberikan hasil perhitungan yang lebih baik. Input perhitungan SGR menggunakan rasio volume lempung setiap lapisan atau volume lempung rata-rata suatu zona. Proses analisa sekatan sesar pada penelitian ini memerlukan analisa lain terkait parameter geologi, geofisika dan reservoir dalam penentuannya. Penggunaan beberapa metode dan perhitungan ini diharapkan dapat memberikan justifikasi yang maksimal dari target penelitian.

Penentuan lokasi target menggunakan atribut RMS Amplitudo dengan mencari diskontinuitas reflektor, serta atribut *variance* dalam cakupan area yang tersesarkan yang ditampilkan secara 2D. Sesar F7 merupakan sesar normal yang merupakan bagian dari pola graben yang berkembang pada Lapangan “WIN”. Daerah disekitar sesar F7 memiliki sebaran *shale* yang dominan dan menjadi potensi untuk terjadinya *sealing*, kondisi *sealing* pada sesar F7 ditunjukkan dengan perhitungan *shale gouge ratio* (SGR) dan diperoleh prosentase 29,23%. Kontak fluida berdasarkan analisa *Repeat Formation Test* (RFT) dari sumur WIN-1 dan WIN-2 didapatkan kedalaman *water oil contact* (WOC) 7220 ft TVDSS pada sumur WIN-1 dan 7425 ft TVDSS pada sumur WIN-2. Kondisi ini menguatkan bahwa terdapat perbedaan kompartemen reservoir yang dipisahkan oleh sesar F7.

**Kata kunci:** *fault*, fluida, *sealing*, SGR, reservoir

## **ABSTRACT**

### **DETERMINATION OF FAULT CHARACTERISTIC AND RESERVOIR COMPARTMENT BASED ON FAULT SEALING ANALYSIS APPROACH TO GEOLOGY, GEOPHYSIC, RESERVOIR ON THE "WIN" FIELD WEST NATUNA BASIN**

**Rizki Purwinanto**  
**115.140.004**

*Fault will affect the accumulation of fluids in the basin, whether it is in the form of trap effect or the fluid flow rate (capilarity) effect. Therefore, more detailed analysis of the fault is required so the hydrocarbon potential in a basin can be optimally utilized. The "WIN" field, is an area with a main fault orientation heading northwest-southeast (NW-SE) and southwest-northeast (SW-NE). Fault F7 is one of the fractures in "WIN" field which expands along from the S-1 layer to the S-4 layer.*

*Sealing is a condition when the clay content becomes the main controller in the sealed condition in the sequence of clastic sediments. Shale gouge ratio (SGR) is claimed to provide better calculation results. The SGR calculation input uses the clay volume ratio of each layer or the average clay volume of the zone. The process of fault seal analysis in this study requires another analysis of geology, geophysics and reservoir parameters in the determination. Integration of several methods and calculations are expected to provide maximum justification of the research target.*

*Determination of the target area used RMS Amplitude attributes by finding reflector discontinuities, as well as variance attributes in coverage of areas which then were displayed in 2D visuals. Fault F7 is a normal fault, part of the graben that develops in the "WIN" field. The area around the F7 fault has dominant shale expansion and was potential to become sealing condition. The sealing condition in F7 faults was evidenced by the calculation of shale gouge ratio (SGR) in the percentage of 29.23%. The fluid contact based on the Repeat Formation Test (RFT) analysis of the WIN-1 and WIN-2 wells showed water depth contact oil (WOC) of 7220 ft. TVDSS on WIN-1 wells and 7425 ft. TVDSS at WIN-2 wells. This condition reinforces the standpoint that there are differences in reservoir compartments separated by F7 faults.*

**Keywords:** *fault, fluids, sealing, SGR, reservoir*