

# STUDI GEOLOGI DAN ANALISIS SEKATAN SESAR PADA LAPANGAN “PHOENIX”, FORMASI NGRAYONG, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

## SARI

Oleh :

Pramesty Cahyaningtyas

111.200.110

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu cekungan yang banyak dilakukan kegiatan eksplorasi. Cekungan ini juga memiliki sistem *petroleum* yang kompleks dan salah satu komponen penting dalam suatu sistem *petroleum* adalah struktur geologi. Pada Lapangan “Phoenix” terdapat struktur berupa sesar naik. Sumur – sumur yang berada di kedua blok yang dipisahkan oleh sesar tersebut menunjukkan nilai dari data *pressure* yang kontras, sehingga dapat dikatakan bahwa karakteristik dari sesar tersebut adalah menyekat. Untuk itu perlu adanya analisis lebih lanjut berupa analisis sekatan (*fault seal analysis*) pada sesar tersebut untuk mengetahui karakteristik sesar sebagai penyekat (*seal*) atau sebagai jalur migrasi hidrokarbon (*leak*). Dalam pendekatan *fault seal analysis* dilakukan dengan analisis *ID juxtaposition* dan *shale gouge ratio* (SGR) *calculation*. Analisis *ID juxtaposition* dilakukan untuk melihat kesehadapan litologi diantara blok *hanging wall* dan blok *foot wall* pada bidang sesar, sedangkan *SGR calculation* dilakukan untuk mengetahui karakteristik sesar. Parameter yang digunakan dalam perhitungan SGR adalah nilai *vshale* dan *throw* sesar. Sesar berperan sebagai penyekat jika memiliki nilai SGR > 20% (Yielding, 2002). Kedua analisis tersebut dilakukan pada 5 sumur yang terdapat di sekitar sesar, yaitu sumur PH-01, PH-08, PH-14, PH-15, dan PH-17. Kelima sumur tersebut menunjukkan *sand to sand juxtaposition* pada interval yang menjadi zona target *reservoir* dan menunjukkan nilai SGR pada PH-01 sebesar 35%, PH-08 sebesar 52%, PH-14 sebesar 47%, PH-15 sebesar 49%, dan PH-17 sebesar 38% di interval yang ditentukan. Hasil perhitungan SGR menunjukkan nilai sekitar 35% - 52%. Menurut Yielding (2002) nilai tersebut menunjukkan karakteristik sesar sebagai penyekat (*sealing*). Walaupun demikian, sesar mengalami kebocoran di beberapa titik terutama pada zona target *reservoir* yang berarti sesar mengalami penyekatan sebagian (*patially sealing*). Hal ini dapat menjelaskan bahwa sesar tersebut merupakan *migration pathway* dalam suatu sistem *petroleum* sekaligus mengalami *trapping* di beberapa titik tetapi juga bocor (*leak*) di beberapa titik.

**Kata Kunci** : Cekungan Jawa Timur Utara, Sesar, Sekatan Sesar, *ID Juxtaposition*, *Shale Gouge Ratio*

**GEOLOGICAL STUDY AND FAULT SEAL ANALYSIS IN THE  
"PHOENIX" FIELD, NGRAYONG FORMATION, NORTH EAST  
JAVA BASIN**

**ABSTRACT**

By :

Pramesty Cahyaningtyas

111.200.110

*The North East Java Basin is one of the basins where a lot of exploration activities are carried out. This basin also has a complex petroleum system and one of the important components in a petroleum system is the geological structure. In the "Phoenix" Field there is a structure in the form of a reverse fault. The wells in the two blocks separated by the fault show contrasting pressure data values, so it can be said that the characteristic of the fault is sealing. For this reason, further analysis is needed in the form of fault seal analysis on the fault to determine the characteristics of the fault as a seal or as a hydrocarbon migration route (leak). In the fault seal analysis approach, it is carried out using 1D juxtaposition analysis and shale gouge ratio (SGR) calculation. 1D juxtaposition analysis was carried out to see the lithological alignment between the hanging wall block and foot wall block on the fault plane, while the SGR calculation was carried out to determine the characteristics of the fault. The parameters used in SGR calculations are vshale and fault throw values. A fault acts as a seal if it has an SGR value > 20% (Yielding, 2002). These two analyzes were carried out on 5 wells located around the fault, namely wells PH-01, PH-08, PH-14, PH-15, and PH-17. The five wells show sand to sand juxtaposition at intervals that are the reservoir target zone and show SGR values at PH-01 is 35%, PH-08 is 52%, PH-14 is 47%, PH-15 is 49%, and PH-17 is 38% at the specified interval. The SGR calculation results show a value of around 35% - 52%. According to Yielding (2002), this value shows the characteristics of the fault as a sealing device. However, the fault is leaks at several points, especially in the target reservoir zone, which means the fault is partial sealed. This can explain that the fault is a migration pathway in a petroleum system and at the same time trapped at several points but also leaks at several points.*

**Keywords :** North East Java Basin, Fault, Fault Seal, Shale Gouge Ratio, 1D Juxtaposition