

**FASIES DAN ROCK TYPING RESERVOAR “C” FORMASI TACIPI,  
LAPANGAN PERMANA, CEKUNGAN SENGKANG,  
SULAWESI SELATAN**

Oleh : Faisal Arif Permana

NIM : 10/302582/TK/37365

Pembimbing : Dr. Ir. Jarot Setyowiyoto, M.Sc.

NIP. 196303201990031002

**INTISARI**

Reservoir Karbonat Formasi Tacipi merupakan target utama dalam eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon pada Cekungan Sengkang. Reservoir karbonat memiliki variasi fasies secara lateral dan vertikal yang intensif, dan rentan terhadap diagenesis, sehingga mempunyai tingkat heterogenitas yang lebih tinggi daripada reservoir klastik. Hal ini berimbas pada kondisi reservoir yang sangat dinamis dan menimbulkan problema dalam karakterisasi reservoir, dan *Rock Typing* diyakini menjadi salah satu solusi. *Rock Typing* mempelajari kondisi aktual reservoir, serta membagi dan mengelompokkan satuan-satuan reservoir secara lebih spesifik, berdasarkan pengaruh fasies pengendapan dan diagenesis yang terjadi padanya, serta properti petrofisiknya. Manfaat lain dari *Rock Typing* adalah kemampuannya dalam memprediksi permeabilitas pada *uncored interval*, karena log sumur tidak dapat mengukur permeabilitas batuan.

*Rock Typing* memiliki beberapa pendekatan, yang memiliki kelebihan dan kekurangan masing-masing. Sehingga perlu dikombinasikan agar diperoleh hasil yang lebih valid. Penelitian ini pun mengombinasikan 4 metode *Rock Typing*, yaitu (1) Elektrofasies, (2)  $r_{35}$ -Winland, (3) *Flow-Zone Indicator*, dan (4) *Rock Fabric*. Berdasarkan hasil penelitian, Reservoir “C” Formasi Tacipi terbagi menjadi 3 satuan *Petrophysical Rock Type* (PRT), a.l.: (1) PRT 1, berupa *diagenetic packstone*, dengan porositas baik (20,4 %) – *port size* makro ( $>3 \mu\text{m}$ ), *flow* tinggi dengan permeabilitas 93,9 mD, serta terisi fluida air-gas dengan saturasi air 0,4004; (2) PRT 2, berupa *leached boundstone*, dengan porositas sangat baik (27,2 %) – *port size* meso (0,2 – 3  $\mu\text{m}$ ), *flow* menengah dengan permeabilitas 28,9 mD, serta umumnya terisi gas dengan saturasi air 0,1904; (3) PRT 3, berupa *cemented limestone (tight)*, dengan porositas buruk (6,7 %) – *port size* mikro ( $<0,2 \mu\text{m}$ ), dan *flow* rendah dengan permeabilitas 0,003 mD.

Kata Kunci: Formasi Tacipi, Reservoir Karbonat, Fasies, *Rock Typing*, Prediksi Permeabilitas.

***FACIES AND ROCK TYPING OF RESERVOAR “C”  
TACIPI FORMATION, PERMANA FIELD, SENGKANG BASIN,  
SOUTH SULAWESI***

By : Faisal Arif Permana  
Student's ID : 10/302582/TK/37365

Supervisor : Dr. Ir. Jarot Setyowiyoto, M.Sc.  
NIP . 196303201990031002

***ABSTRACT***

*Carbonate Reservoir Tacipi Formation is the main target in hydrocarbon exploration and exploitation in Sengkang Basinn. Carbonate reservoir has higher level of heterogeneity than clastic reservoir. Its has more intensive variational facies in vertical and lateral, and its susceptible to diagenetic. Therefore, its cause several problems in reservoir characterization. Rock Typing is one of the reliably solutions. Rock Typing study about actual condition of reservoir, then divide and clustering reservoir's units more specifically, based on depositional facies, diagenetic, and its petrophysical properties. The other benefit of Rock Typing is prediction of permeability in uncored interval, because well log cannot measured rock permeability directly.*

*Rock Typing has several methods, with its own benefits and weaknesses. So, it is necessary to combine it all to obtain more valid and better results. This research using 4 methods of Rock Typing, they are (1) Electrofacies, (2) r35-Winland, (3) Flow-Zone Indicator, and (4) Rock Fabric. Refer to the results of this research, Reservoir “C” Tacipi Formation is divided to be 3 Petrophysical Rock Type (PRT) units, they are: (1) PRT 1, as diagenetic packstone, with good porosity (20,4 %) – port size macro ( $>3\ \mu\text{m}$ ), high flow with 93,9 mD of permeability, gas-water zone with 0,4004 of water saturation; (2) PRT 2, as leached boundstone, with very good porosity (27,2 %) – port size meso ( $0,2 - 3\ \mu\text{m}$ ), intermediate flow with 28,9 mD of permeability, gas zone with 0,1904 of water saturation; (3) PRT 3, as cemented limestone (tight), with poor porosity (6,7 %) – port size micro ( $< 0,2\ \mu\text{m}$ ), low flow with 0,003 mD of permeability.*

*Keyword : Tacipi Formation, Carbonate Reservoir, Facies, Rock Typing,  
Permeability Prediction*