



PENENTUAN ZONA POTENSI HIDROKARBON DAN KEDALAMAN KONTAK BERDASARKAN KARAKTERISTIK PETROFISIK DAN TEKANAN FLUIDA, PADA BLOK PSF, LAPANGAN R, CEKUNGAN NATUNA BARAT, KEPULAUAN RIAU

PENENTUAN ZONA POTENSI HIDROKARBON DAN KEDALAMAN KONTAK BERDASARKAN KARAKTERISTIK PETROFISIK DAN TEKANAN FLUIDA, PADA BLOK PSF, LAPANGAN R, CEKUNGAN NATUNA BARAT, KEPULAUAN RIAU

Nama : Muhammad Rahmatullah
NIM : 12/329935/TK/39138
Dosen Pembimbing : Sugeng Sapto Surjono

SARI

Lapangan R berlokasi pada bagian Selatan Laut Natuna dengan kedalaman air laut maksimum sekitar 260 *feet* dari muka air laut. Lapangan R memiliki empat sumur yang terdiri dari satu sumur eksplorasi yang mulai dilakukan pemboran pada tahun 1997 oleh Premier Oil Natuna Sea B. V (sumur P1) dan tiga sumur pengembangan (sumur P2, P3, dan P4) yang mulai dilakukan pemboran pada tahun 2014. Dalam rentang waktu 1997 - 2014 tidak dilakukan produksi pada hidrokarbon lapangan R, sehingga reservoir masih dalam keadaan awal dan tidak terjadi pergerakan kontak antar fluida. Dari hasil pemboran pertama (1997) kemudian diinterpretasikan adanya kandungan fluida hidrokarbon berupa gas pada Formasi Arang Tengah, dan terdapat kontak fluida antara gas dan air. Untuk itu, perlu dilakukan perhitungan terhadap sifat fisik batuan reservoir untuk memperhitungkan besarnya kandungan hidrokarbon pada Formasi Arang Tengah. Penentuan kontak fluida pada tiap sumur juga akan berpengaruh terhadap hasil perhitungan volume hidrokarbon Lapangan R. Dalam penelitian ini dilakukan perhitungan terhadap sifat fisik reservoir beserta penentuan kedalaman kontak menggunakan parameter petrofisik dan juga tekanan fluida. Penentuan nilai petrofisik dan juga kedalaman kontak fluida diturunkan dari data primer berupa log sumuran, dan *FMT* (Formation Multi Tester) yang didukung oleh data sekunder berupa batuan inti dan *mud log*. Perhitungan petrofisik dilakukan pada fasies-fasies yang telah diinterpretasikan sebelumnya berdasarkan data yang ada. Dari penelitian ini didapatkan bahwa hasil perhitungan petrofisik pada fasies-fasies yang memiliki potensi hidrokarbon di Formasi Arang Tengah antara lain: nilai rata-rata *Vsh* pada *pay zone* dari fasies yang memiliki potensi hidrokarbon ada pada kisaran 17% hingga 26% dengan nilai rata-rata 22%; nilai porositas total rata-rata pada *pay zone* fasies yang memiliki potensi hidrokarbon ada pada kisaran 16% - 29%; porositas efektif ada pada kisaran 14% - 27%; saturasi air rata-rata pada kisaran 23% hingga 62% dengan rata-rata saturasi dari seluruh sumur sebesar 48%; dan rata-rata permeabilitas air pada *pay zone* fasies yang memiliki potensi hidrokarbon pada kisaran 59 mD hingga nilai maksimum ada pada kisaran 377 mD dengan nilai rata-rata dari seluruh sumur sebesar 236 mD. Fasies yang memiliki potensi hidrokarbon pada Formasi Arang Tengah merupakan fasies *distributary channel* dan *distributary mouth bar* dan kontak antara air formasi dan fluida hidrokarbon pada lapangan R ditemukan pada kedalaman 5267 kaki TVDSS, baik berdasarkan data log sumuran ataupun tekanan.

Kata Kunci: Formasi Arang Tengah, Petrofisika, Kontak Fluida, Zona Potensi Hidrokarbon.



PENENTUAN ZONA POTENSI HIDROKARBON DAN KEDALAMAN KONTAK BERDASARKAN KARAKTERISTIK PETROFISIK DAN TEKANAN FLUIDA, PADA BLOK PSF, LAPANGAN R, CEKUNGAN NATUNA BARAT, KEPULAUAN RIAU

Nama : Muhammad Rahmatullah
NIM : 12/329935/TK/39138
Dosen Pembimbing : Sugeng Sapto Surjono

ABSTRACT

The R field is located on the southern part of the Natuna Sea Block PSF, in water depth of approximately 260 feet. The R field has 4 wells which consist of one exploration well (well P1) was drilled in 1997 by Premier Oil Natuna Sea B. V. and three development wells (well P2, P3, dan P4) were drilled in 2014. There was no production in the R field within period 1997 – 2016, it means reservoir was still in intial condition and GWC was still steady. The drilling resulted in indications of fluid content in form of gas and water in Arang Tengah Formation, and there was contact between gas and water in the R field. From the drilling, it is necessary to be calculated the value of reservoir physic properties. The result can be used to determine volume of reservoir in R filed. In the other side, fluid contact determination in every wells also will affect in calculating volume of hydrocarbon reservoir. In this research, physical properties of reservoir will be calculated, and the petrophysical result will be used to determine the fluid contact in every well which is calibrated with pressure data. Petrophysical value and fluid contact depth determination is derived from primary data (well log and formation multi tester) which equipped by secondary data (core and mudlog). Petrophysical calculation were executed in fasies which have determined with existing data before. The research resulted the value of physical properties in pay zone of facieses with hydrocarbon potential in Middle Arang Formation is: Vshale average in pay zone of facieses with hydrocarbon potential is in the range of 17% to 26%, with total average is 22%; Total porosity average of facieses with hydrocarbon potential is in the range of 16% - 29%; Effective porosity average of every zone in the range of 14% - 27%; Water saturation average is in the range of 23% to 62%; and permeability average of every pay zone in the range of 59 mD and reach maximum value at 377 mD, with total average of permeability is 236 mD. Fasies with hydrocarbon potential in Middle Arang Formation is distributary channel facies and distributary mouth bar facies. Fluid contact (between gas and formation warer) is founded in 5267 feet of TVDSS which generated from well log data and fluid pressure.

Key Word: Middle Arang Formation, Petrophysic, Fluid Contact Hydrocarbon Potential Zone.