

RINGKASAN

PENENTUAN ZONA PROSPEK HIDROKARBON MENGUNAKAN ANALISA KUALITATIF DAN KUANTITATIF DENGAN INTERPRETASI LOG PADA SUMUR NA-17 DAN NA-18 LAPANGAN “BUMI”

Oleh
Narinda Ayu Santiwi Putri
NIM: 113190123
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Sumur NA-17 dan NA-18 Lapangan “BUMI” merupakan sumur prospek hidrokarbon yang terletak di Cekungan Natuna Barat, Kepulauan Riau. Kedua sumur tersebut berstatus sumur eksplorasi dengan zona produktif terletak pada Formasi Lama sehingga perlu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mengetahui zona prospek hidrokarbon, serta jumlah cadangan gas awal pada sumur tersebut.

Penelitian ini dimulai dengan mengelompokkan data dan melihat ketersediaan data untuk penentuan zona prospek hidrokarbon, kemudian melakukan *environmentals correction* menggunakan *chart* Schlumberger. Setelah itu melakukan analisa kualitatif untuk menentukan kedalaman *top* dan *bottom*, memperkirakan fluida pengisi pori, dan menentukan ketebalan lapisan porus yang mengandung hidrokarbon. Kemudian pada analisa kuantitatif diantaranya melakukan perhitungan volume *shale*, perhitungan porositas, dan perhitungan saturasi air. Kemudian melakukan analisa *cut off* untuk membedakan lapisan produktif dan tidak produktif lalu melakukan *reservoir lumping*, dan terakhir melakukan perhitungan *original oil in place* (OGIP).

Dari analisa kualitatif didapatkan 11 lapisan prospek untuk sumur NA-17 dan 10 lapisan prospek untuk sumur NA-18. Perhitungan volume *shale* dengan menggunakan *gamma ray log*, sedangkan untuk porositas menggunakan metode *neutron-density*, serta penentuan saturasi dengan metode Indonesia. Langkah selanjutnya yaitu melakukan *cut off* sehingga didapatkan nilai *cut off Vshale* sebesar 0.34 dan *cut off* porositas sebesar 0.11. Sedangkan untuk saturasi air tidak dilakukan *cut off* karena gas pada tekanan kecil sekalipun tetap bisa mengalir. Langkah berikutnya yaitu melakukan *reservoir lumping* pada sumur NA-17 dan didapatkan *net pay* sebesar 419.22 ft sedangkan sumur NA-18 382.4 ft. Langkah terakhir melakukan perhitungan *initial gas in-place* berdasarkan *inplace* sumuran/*well basis* sehingga pada sumur NA-17 dan NA-18 masing-masing didapatkan hasil OGIP sebesar 76.92 BSCF dan 40.17 BSCF.

Kata kunci: hidrokarbon, analisa petrofisik, V_{sh} , porositas, S_w , OGIP

ABSTRACT

DETERMINATION OF HYDROCARBON PROSPECT ZONES USING QUALITATIVE AND QUANTITATIVE ANALYSIS WITH INTERPRETATION LOG ON WELL NA-17 AND NA-18 FIELD "EARTH"

By

Narinda Ayu Santiwi Putri

NIM: 113190123

(Petroleum Engineering Undergraduated Program)

The NA-17 and NA-18 wells of the "BUMI" field are prospecting wells for hydrocarbons located in the West Natuna Basin, Riau Islands. Both of these wells have the status of exploration wells with a productive zone located in the Lama Formation, so further research is needed to determine the prospect zone for hydrocarbons, as well as the amount of initial gas reserves in these wells.

This research begins by grouping data and data availability to determine prospect zones for hydrocarbons, then carrying out environmental corrections using the Schlumberger chart. After that carry out a qualitative analysis to determine the top and bottom depths, estimate the pore filling fluid, and determine the thickness of the porous layer containing hydrocarbons. Then quantitative analysis includes calculating the volume of shale, calculating porosity, and calculating water saturation. Then carry out a cut-off analysis to distinguish productive and unproductive layers, then perform reservoir lumping, and finally perform original oil in place (OGIP) calculations.

From the qualitative analysis obtained 11 prospect layers for well NA-17 and 10 prospect layers for well NA-18. Calculation of shale volume using gamma ray log, while for porosity using the neutron-density method, as well as determination of saturation with the Indonesian method. The next step is to cut off so that the V_{shale} cut off value is 0.34 and the porosity cut off is 0.11. Meanwhile, for water saturation, a cut-off is not carried out because even gas at low pressure can still flow. The next step is to perform reservoir lumping on well NA-17 and obtain a net pay of 419.22 ft while well NA-18 is 382.4 ft. The last step is to calculate the initial gas in-place based on the in-place well/ well basis so that the NA-17 and NA-18 wells obtained OGIP results of 76.92 BSCF and 40.17 BSCF respectively.

Keywords: hydrocarbon, petrophysical analysis, V_{sh} , porosity, S_w , OGIP