

ANALISA DATA LOG UNTUK MENENTUKAN ZONA PRODUKTIF DAN MEMPERKIRAKAN CADANGAN AWAL PADA SUMUR R LAPANGAN Y

Riza Antares, Asri Nugrahanti, Suryo Prakoso
Jurusan Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

Abstrak

Pada dasarnya dalam dunia minyak dan gas bumi, perlu diperkirakan besarnya jumlah cadangan hidrokarbon yang terdapat di reservoir. Salah satu metode untuk menentukan besarnya cadangan hidrokarbon adalah dengan analisa penilaian formasi dengan menggunakan data hasil rekaman alat logging. Sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 ini merupakan sumur yang akan dihitung besar cadangannya, meskipun data produksi dari keempat sumur tersebut tidak tersedia karena keempat sumur tersebut merupakan sumur eksplorasi, diharapkan tulisan ini mampu memperkirakan besarnya cadangan hidrokarbon dari sumur eksplorasi R-1, R-2, R-3, dan R-4. Terdapat 1 (satu) lapisan permeabel pada masing-masing sumur, namun lapisan permeabel pada sumur R-3 tidak mengandung fluida. Lapisan permeabel pada sumur R-1, R-2 dan R-4 terbagi menjadi 2 (dua) yaitu A yang berisi hidrokarbon dan B yang berisi air. Volume shale rata-rata dari lapisan R-1A, R-2A, dan R-4A adalah 29.3%, 12.1%, dan 22%. Nilai a , m , dan n diperoleh dari data special core analisis sumur R-1 yaitu 1, 1.8127, dan 1.8572. R_w diperoleh dari metode Pickett Plot yaitu 0.152 ohmm pada R-1B, 0.093 ohmm pada R-2B, dan 0.0908 ohmm pada R-4B. Porositas rata-rata dari lapisan R-1A, R-2A, dan R-4A adalah 21.1%, 19.4%, dan 22%. Saturasi rata-rata ketiga lapisan tersebut adalah 5.1%, 6.5%, dan 2%. Netpay ketiga lapisan tersebut adalah 415.5 ft, 474.5 ft, dan 598 ft. GIP pada sumur R-1 sebesar 175.661 MMcuft, sumur R-2 181.721 MMcuft, dan sumur R-4 272.212 MMcuft. Cadangan hidrokarbon dari 4 (empat) sumur diatas adalah 629.594 MMcuft.

Kata kunci : lapisan permeabel, porositas, saturasi air, cutoff, netpay, cadangan awal

Pendahuluan

Pada dasarnya dalam teknik perminyakan ada berbagai macam bidang yang dipelajari dan salah satunya adalah penilaian formasi. Penilaian formasi adalah salah satu cabang ilmu teknik perminyakan yang mempelajari tentang jenis formasi serta permasalahan yang berhubungan dengan keberhasilan dalam menemukan dan menentukan jumlah cadangan hidrokarbon. Untuk dapat mengetahui permasalahan tersebut, diperlukan beberapa jenis pekerjaan di antaranya dengan menggunakan metode *wireline logging* dan pengambilan sampel batuan (*coring*).

Interpretasi log merupakan bagian dari penilaian formasi yang dilakukan untuk menentukan parameter batuan reservoir dari hasil rekaman log. Dari hasil interpretasi ini didapatkan parameter utama seperti ketebalan lapisan, volume pori (porositas), dan fraksi ruang pori yang dijenuhi dengan hidrokarbon (saturasi) yang diperlukan untuk menentukan besarnya cadangan hidrokarbon.

Dasar dari penulisan tugas akhir ini bertujuan untuk menentukan besarnya cadangan hidrokarbon dari sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 pada lapangan Y. Sumur yang diteliti pada penulisan ini berjumlah 4 (empat) sumur eksplorasi pada formasi minahaki. Metodologi yang digunakan pada tulisan ini adalah mengumpulkan data hasil rekaman log dan sample batuan (*coring*). Untuk penilaian formasi, dilakukan analisa secara kualitatif untuk menentukan lapisan permeabel, kandungan fluida (*fluid content*), dan batas GWC (*Gas Water Content*), serta analisa kuantitatif untuk menentukan volume shale, porositas, resistivitas air formasi, saturasi air, cutoff, netpay, dan cadangan hidrokarbon.

Teori Dasar

Evaluasi formasi merupakan ilmu yang merupakan bagian ilmu teknik perminyakan yang mempelajari segala sesuatu yang berhubungan dengan lapisan batuan atau reservoir. Evaluasi formasi disebut juga sebagai proses analisa ciri dan sifat batuan bawah tanah dengan menggunakan pengukuran lubang sumur atau logging. Pada awalnya evaluasi formasi digunakan untuk mendefinisikan lokasi reservoir dan dimana harus melakukan pemboran sumur yang baik.

Interpretasi logging merupakan bagian dari evaluasi formasi yang dilakukan untuk menentukan parameter batuan reservoir. Parameter utama yang ditentukan dari pengukuran log sumur adalah porositas dan fraksi ruang pori yang dijenuhi dengan hidrokarbon. Selain porositas dan saturasi hidrokarbon, luas area pengurasan dan ketebalan zona yang mengandung hidrokarbon juga diperlukan untuk memperkirakan total isi hidrokarbon awal.

Untuk mengevaluasi suatu batuan reservoir, perlu diketahui sifat fisik atau karakteristik batuan yang mempengaruhi hasil pengukuran logging seperti resistivitas formasi, porositas, dan saturasi air. Pemahaman terhadap sifat-sifat dan konsep-konsep yang mewakili batuan reservoir sangat penting untuk interpretasi log. Interpretasi log akan memperkirakan hasil beberapa sifat-sifat fisik batuan yang diperlukan untuk menginterpretasi secara kualitatif dan kuantitatif ada tidaknya hidrokarbon di batuan reservoir

Hasil dan Pembahasan

Penentuan cadangan sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 memerlukan berbagai informasi yang berkaitan dengan lapisan yang ada dibawah tanah yang direkam dengan alat logging. Penulisan ini bertujuan untuk menentukan besarnya cadangan dari empat sumur eksplorasi pada lapangan Y meski tidak tersedianya data produksi. Analisa yang dilakukan pada sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 adalah analisa secara kualitatif dan analisa secara kuantitatif. Hal yang pertama dilakukan adalah melakukan analisa secara kualitatif untuk menentukan lapisan yang permeabel, kandungan fluida, dan batas GWC (*Gas Water Content*). Setelah dilakukan analisa secara kualitatif maka dilanjutkan dengan analisa kuantitatif untuk menentukan volume shale, porositas, saturasi air, cutoff, dan cadangan hidrokarbon.

Penilaian formasi pada sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 dimulai dengan interpretasi log komposit dari hasil rekaman log dengan ketelitian 0.5 feet. Interpretasi log komposit pada sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 dimulai secara kualitatif untuk menentukan lapisan permeable. Dari hasil interpretasi secara kualitatif, lapisan permeabel pada sumur R-1 berada pada selang 5964.5 – 6655.5 feet, pada sumur R-2 lapisan permeabel berada pada selang 6400.5 – 6949 feet, pada sumur R-3 lapisan permeabel berada pada selang 152 – 1834 feet, dan pada sumur R-4 lapisan permeabel berada pada selang 5870.5 – 6590.5 feet. Setelah ditentukannya lapisan permeabel, langkah selanjutnya adalah menentukan kandungan fluida (*fluid content*). Berdasarkan interpretasi kualitatif pada lapisan permeabel sumur R-3 tidak terdapat kandungan fluida sehingga tidak dilanjutkan dengan interpretasi kuantitatif, namun untuk lapisan permeabel sumur R-1, R-2, dan R-4 terdapat kandungan fluida yang berbeda, oleh karena itu lapisan permeabel sumur R-1, R-2, dan R-4 dibagi menjadi dua lapisan yaitu lapisan A yang berisi hidrokarbon dan lapisan B yang berisi air dengan ketebalan lapisan yang berbeda-beda pada setiap sumur. Untuk sumur R-1 lapisan A berada pada selang 5964.5 – 6552 feet dan lapisan B berada pada selang 6522 – 6655.5 feet, pada sumur R-2 lapisan A berada pada selang 6400.5 – 6898 feet dan lapisan B berada pada selang 6898 – 5949 feet, pada sumur R-4 lapisan A berada pada selang 5870.5 – 6544.5 feet dan lapisan B berada pada selang 6544.5 – 6590.5 feet. Lapisan A pada setiap sumur diperkirakan mengandung hidrokarbon, hal ini dibuktikan dengan hasil rekaman log resistivitas formasi. Pada lapisan

R-1A rentang resistivitas formasi sebesar 14.9 – 33969.2 ohmm, pada lapisan R-2A rentang resistivitas formasi sebesar 12 – 7557.7 ohmm, dan pada lapisan R-4A rentang resistivitas formasi sebesar 12.6 – 39027.9 ohmm.

Pada formasi Minahaki ini terdapat serpihan shale sehingga sangat penting untuk menentukan nilai volume shale untuk mengoreksi porositas. Sebelum menentukan besarnya nilai volume shale maka hal yang pertama perlu ditentukan adalah menentukan nilai GR clean dan GR shale. Penentuan nilai GR clean dan GR shale ini bersifat kualitatif dimana nilainya berbeda pada setiap sumur. Pada sumur R-1 didapatkan nilai GR clean 13 °API dan GR shale 88 °API, pada sumur R-2 didapatkan nilai GR clean 25 °API dan GR shale 87 °API, dan pada sumur R-4 didapatkan nilai GR clean 14 °API dan GR shale 55 °API. Setelah didapatkan nilai tersebut dilanjutkan dengan interpretasi kuantitatif dimulai dengan perhitungan volume shale dengan menggunakan kurva GR. Pada lapisan R-1A dan R-1B didapatkan volume shale rata-rata sebesar 27.7% dan 27.3%, pada lapisan R-2A dan R-2B didapatkan volume shale rata-rata sebesar 12.2% dan 36.5%, dan pada lapisan R-4A dan R-4B didapatkan volume shale rata-rata sebesar 24.3% dan 47.3%.

Dalam perhitungan nilai porositas pada penulisan ini ditentukan dari kombinasi log neutron dan density, hal ini dilakukan karena dengan pembacaan 2 (kurva) maka tingkat ketelitiannya akan lebih tinggi dibandingkan dengan hanya menggunakan 1 (satu) kurva. Oleh karena formasi Minahaki ini merupakan formasi yang kotor maka dalam menentukan nilai porositas perlu dikoreksi terlebih dahulu dengan volume shale. Pada lapisan R-1A dan R-1B didapatkan nilai porositas sebesar 19.7% dan 21.3%, pada lapisan R-2A dan R-2B didapatkan nilai porositas sebesar 20.2% dan 9.4%, dan pada lapisan R-4A dan R-4B didapatkan nilai porositas sebesar 19.6% dan 13.6%. Setelah ditentukannya nilai porositas langkah selanjutnya adalah dengan menentukan nilai resistivitas air formasi, pada penulisan ini nilai resistivitas air formasi ditentukan pada lapisan yang berisi air dengan menggunakan metode *Pickett Plot*. Nilai R_w pada lapisan R-1B sebesar 0.152 ohmm, pada lapisan R-2B nilai R_w sebesar 0.093 ohmm, dan pada lapisan R-4B nilai R_w sebesar 0.0908 ohmm. Nilai dari resistivitas air formasi pada setiap lapisan berbeda satu dengan lainnya, hal ini dipengaruhi oleh gradient temperatur. Gradient temperatur pada penulisan ini didapat dari hasil perhitungan dengan menggunakan data temperatur yang telah direkam oleh alat logging pada sumur R-2 yaitu sebesar 0.0108 °C/ft atau 1.08 °C/100ft.

Formasi Minahaki merupakan formasi yang mengandung serpihan shale dan letak dari formasi Minahaki ini berada di negara Indonesia menjadikan persamaan Indonesia persamaan yang cocok digunakan dalam perhitungan saturasi air. Pada penulisan ini terdapat data SCAL (*Special Core Analysis*) yang didapatkan dari hasil penelitian core sumur R-1, oleh karena itu nilai parameter a , m , dan n didapatkan dari data SCAL (*Special Core Analysis*). Nilai parameter m dan a didapatkan dari hasil plot grafik *formation resistivity factor vs porositas* dan untuk nilai m didapatkan sebesar 1.8127 sedangkan nilai a sebesar 1, nilai parameter n didapatkan dari hasil plot grafik *formation resistivity index vs brine saturation* dan didapatkan sebesar 1.8572. Setelah menentukan parameter a , m , dan n langkah selanjutnya adalah menghitung besarnya nilai saturasi air formasi pada setiap lapisan di setiap sumur. Pada lapisan R-1A dan R-1B didapatkan nilai saturasi air rata-rata sebesar 6.2% dan 73.1%, pada lapisan R-2A dan R-2B didapatkan nilai saturasi air rata-rata sebesar 9.8% dan 66%, dan pada lapisan R-4A dan R-4B didapatkan nilai saturasi air rata-rata sebesar 2.3% dan 51.2%.

Cutoff pada penulisan ini ditentukan secara kualitatif hal ini dikarenakan sumur R-1, R-2, R-3, dan R-4 merupakan sumur eksplorasi dan tidak tersediannya data produksi. Pada cutoff porositas dan volume shale ditentukan secara kualitatif dengan membuat grafik plot antara porositas vs volume shale dan pada cutoff saturasi air formasi ditentukan secara kualitatif dengan membuat plot grafik porositas vs saturasi air formasi. Pada lapisan R-1A dan R-1B nilai cutoff porositas, volume shale, dan saturasi air didapatkan sebesar 10%,

43%, dan 55%, pada lapisan R-2A dan R-2B nilai cutoff porositas, volume shale, dan saturasi air didapatkan sebesar 10%, 37%, dan 55%, dan pada lapisan R-4A dan R-4B nilai cutoff porositas, volume shale, dan saturasi air didapatkan sebesar 10%, 43%, dan 55%. Setelah menentukan nilai cutoff langkah selanjutnya adalah dengan menghitung netpay atau lapisan yang tidak terkena cutoff. Pada lapisan R-1A didapatkan nilai netpay sebesar 415.5 ft, pada lapisan R-2A didapatkan nilai netpay sebesar 474.5 ft, dan pada lapisan R-4A didapatkan nilai netpay sebesar 598 ft. Dari hasil netpay yang didapat pada setiap lapisan maka dapat dihitung porositas, volume shale, dan saturasi rata-rata yang nantinya digunakan sebagai parameter perhitungan cadangan hidrokarbon. Pada lapisan R-1A didapatkan porositas, volume shale, dan saturasi air rata-rata setelah cutoff sebesar 21.1%, 29.3%, dan 5.1%, pada lapisan R-2A didapatkan porositas, volume shale, dan saturasi air rata-rata setelah cutoff sebesar 19.4%, 12.1%, dan 6.5%, dan pada lapisan R-4A didapatkan porositas, volume shale, dan saturasi air rata-rata setelah cutoff sebesar 22%, 22%, dan 2%.

Penentuan besarnya cadangan pada penulisan ini ditentukan dengan metode volumetrik yaitu dengan memasukkan parameter-parameter yang telah ditentukan sebelumnya seperti netpay (h), porositas, dan saturasi air. Untuk luas daerah pengurusan pada penulisan ini mengacu pada aturan SKK Migas yaitu seluas 250 meter atau 820.2 ft. Nilai cadangan pada lapisan R-1A sebesar 175.661 MMCuft, pada lapisan R-2A sebesar 181.721 MMCuft, dan pada lapisan R-4A sebesar 272.212 MMCuft, sehingga jumlah cadangan total pada lapangan Y sebesar 629.594 MMCuft.

Kesimpulan dan Saran

Berikut merupakan kesimpulan yang dapat diambil dari tulisan ini.

1. Lapisan permeabel sumur R-1 adalah 5964.5 – 6655.5 ft, pada sumur R-2 lapisan permeabel berada pada selang 6400.5 – 6949 ft, pada sumur R-3 lapisan permeabel berada pada selang 152 – 1834 ft, dan pada sumur R-4 lapisan permeabel berada pada selang 5870.5 – 6590.5 ft.
2. Hasil interpretasi kualitatif menunjukkan adanya *fluid content* pada lapisan permeabel sehingga lapisan permeabel dibagi dua yaitu lapisan A untuk hidrokarbon dan lapisan B untuk air. Lapisan R-1A dan R-1B adalah 5964.5 – 6552 ft dan 6552 – 6655.5 ft, lapisan R-2A dan R-2B adalah 6400.5 – 6898 ft dan 6898 – 6949 ft, dan lapisan R-4A dan R-4B adalah 5870.5 – 6544.5 ft dan 6544.5 – 6590.5 ft.
3. Hasil interpretasi kualitatif dan kuantitatif menunjukkan lapisan A dan B shaly dengan volume shale rata-rata untuk R-1A 27.7%, R-1B 27.3%, R-2A 12.2%, R-2B 36.5%, R-4A 24.3%, dan R-4B 47.3%.
4. Nilai parameter a, m, dan n diambil dari data SCAL yaitu a sebesar 1, m sebesar 1.8127, dan n sebesar 1.8572.
5. Nilai resistivitas air formasi lapisan R-1B, R-2B dan R-4B diperoleh dari metode Pickett Plot secara berurutan sebesar 0.152 ohmm, 0.093 ohmm, dan 0.0908 ohmm.
6. Hasil dari cutoff menunjukkan netpay lapisan R-1A 415.5 ft dengan porositas 21.1%, volume shale 29.3%, dan saturasi air 5.1%. Pada lapisan R-2A 474.5 ft dengan porositas 19.4%, volume shale 12.1%, dan saturasi air 6.5%. Pada lapisan R-4A 598 ft dengan porositas 22%, volume shale 22%, dan saturasi air 2%.
7. Dengan radius pengurusan 250 meter maka besarnya cadangan pada sumur R-1 175.661 MMCuft, R-2 181.721 MMCuft, dan R-4 272.212 MMCuft.
8. Besarnya cadangan gas dari 4 (empat) sumur eksplorasi pada lapangan Y adalah 629.594 MMCuft.

Daftar Simbol

ρ_b	=	densitas <i>bulk</i> , gr/cc
ρ_{bsh}	=	densitas <i>bulk</i> shale, gr/cc
ρ_f	=	densitas fluida, gr/cc;
ρ_{ma}	=	densitas matriks, gr/cc
Δ_t	=	interval waktu transit pada log, $\mu\text{sec}/\text{ft}$
Δ_{tf}	=	interval waktu transit fluida, $\mu\text{sec}/\text{ft}$;
Δ_{tma}	=	interval waktu transit matriks, $\mu\text{sec}/\text{ft}$
Δ_{tsh}	=	interval waktu transit pada shale, $\mu\text{sec}/\text{ft}$
$\bar{\phi}$	=	porositas rata-rata, fraksi
\bar{S}_w	=	saturasi air rata-rata, fraksi
a	=	faktor tortuositas
A	=	luas pengurasan, acre
API	=	derajat api, $^{\circ}\text{API}$
c	=	konstanta litologi; 0.4 untuk sandstone; 0.45 untuk limestone
F	=	faktor formasi
GIP	=	Gas In Place, cuft atau scf
GR_{\log}	=	pembacaan log GR pada lapisan yang diteliti, $^{\circ}\text{API}$
GR_{\max}	=	pembacaan log GR pada lapisan yang shale, $^{\circ}\text{API}$
GR_{\min}	=	pembacaan log GR pada lapisan yang bersih, $^{\circ}\text{API}$
GT	=	gradien temperatur, $^{\circ}\text{C} / 100\text{m}$
h	=	<i>netpay</i> , ft
i	=	kuat arus listrik, ampere
k	=	permeabilitas, mD
m	=	faktor sementasi
n	=	eksponen saturasi
ϕ_a	=	porositas absolut, fraksi
ϕ	=	porositas, fraksi atau %
ϕ_D	=	porositas densitas, fraksi
$\phi_{D\text{corr}}$	=	porositas density koreksi terhadap shale, fraksi
ϕ_{Dsh}	=	porositas density pada lapisan shale, fraksi
ϕ_e	=	porositas efektif, fraksi
ϕ_N	=	porositas neutron pembacaan log, fraksi
$\phi_{N\text{corr}}$	=	porositas neutron koreksi terhadap shale, fraksi
ϕ_{ND}	=	porositas neutron-density efektif, fraksi
PSP	=	bacaan SP log pada lapisan yang diteliti, mV
R_1	=	resistivitas awal, ohmm
R_2	=	resistivitas akhir, ohmm
R_{mf}	=	resistivitas filtrat lumpur, ohmm
R_{mfe}	=	resistivitas filtrat lumpur ekuivalen, ohmm
R_{sh}	=	resistivitas batuan pada lapisan shale, ohmm
R_t	=	resistivitas formasi, ohmm
R_w	=	resistivitas air formasi, ohmm
R_{wa}	=	<i>resistivity water apparent</i> , ohmm
R_{we}	=	resistivitas air formasi ekuivalen, ohmm
R_{xo}	=	resistivitas formasi pada <i>invaded zone</i> , ohmm

- SSP = *Static Spontaneous Potential*, mV
Sw = saturasi air, fraksi atau %
T₁ = temperatur awal, °C atau °F
T₂ = temperatur akhir, °C atau °F
T_f = temperatur formasi, °F
T_s = temperatur permukaan, °F
V = beda potensial, volt
V_{sh} = volume shale, fraksi
V_{sh_{GR}} = volume shale dari *Gamma Ray Log*, fraksi
V_{sh_N} = volume shale dari *Neutron Log*, fraksi
V_{sh_{Rt}} = volume shale dari *Resistivity Log*, fraksi
V_{sh_{SP}} = volume shale dari *Spontaneous Potential Log*, fraksi

Daftar Pustaka

Data Geologi PT BATM

Sumantri, R., Ir., Sutaesmi Hendri, Ratnayu. Ir. *Diktat Petunjuk Praktikum Penilaian Formasi*. Jakarta. 2007.

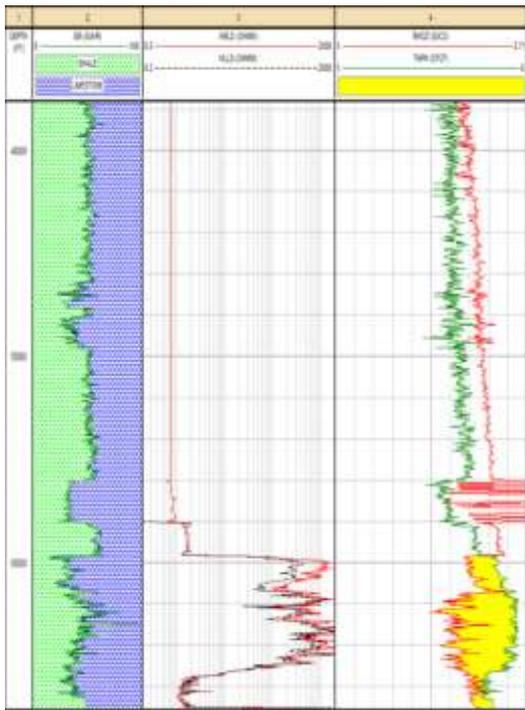
Sembodo, H., Ir., Nugrahanti, Asri, Dr., Ms. *Penilaian Formasi II*. Jakarta. 2012.

Crain, E. R. *Petrophysical Handbook*. Rocky Mountain House, AB : Spectrum 2000 Mindware. 2010.

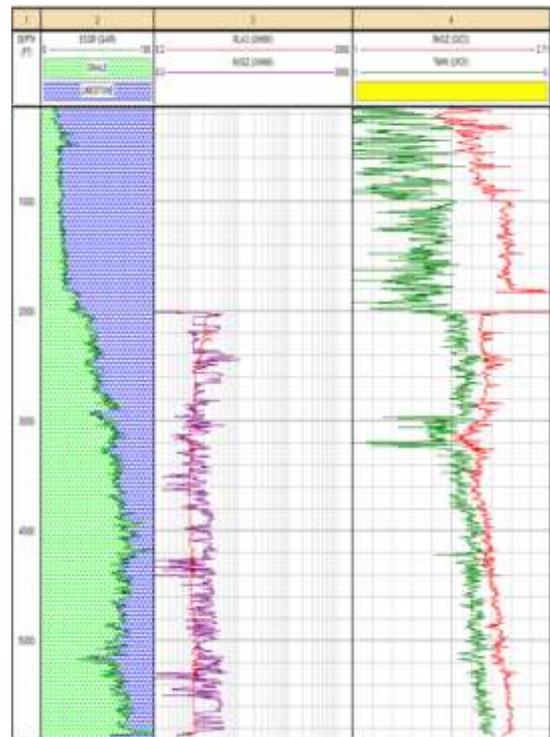
<http://id.wikipedia.org/wiki/Sulawesi>

http://www.eos.ubc.ca/~fjones/aglosite/objects/meth_10c/boreholes.htm

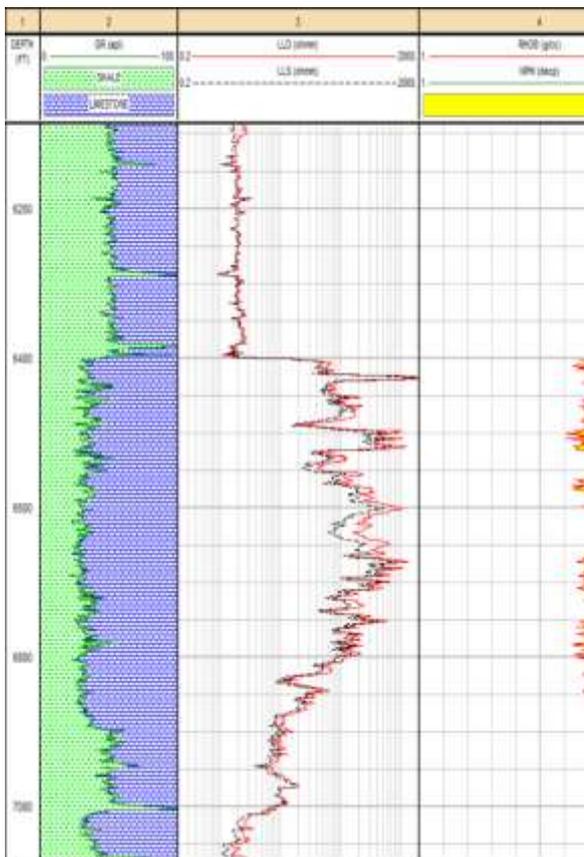
LAMPIRAN



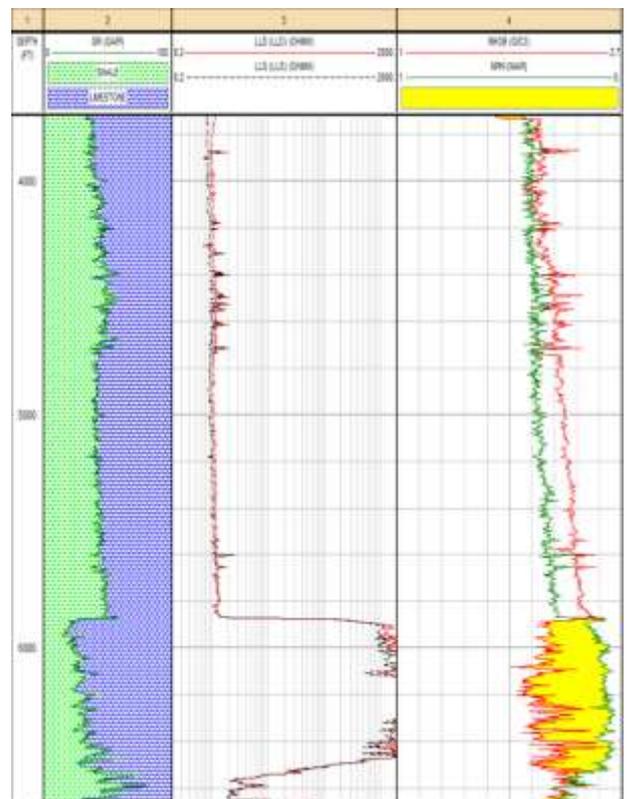
Gambar 1. Log Komposit Sumur R-1



Gambar 3. Log Komposit Sumur R-3



Gambar 2. Log Komposit Sumur R-2



Gambar 4. Log Komposit Sumur R-4

