

ANALISIS PENENTUAN ZONA PRODUKTIF DAN PERHITUNGAN CADANGAN MINYAK AWAL DENGAN MENGGUNAKAN DATA LOGGING PADA LAPANGAN APR

Anastasya P.R1)

1) Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti

Email : anastasya_pr@yahoo.com

Abstrak

Penilaian formasi adalah salah satu cabang ilmu dari teknik perminyakan yang mempelajari tentang formasi/batuan dan permasalahan yang berhubungan dengan keberhasilan dalam penemuan cadangan hidrokarbon. Untuk menangani masalah diatas, perlu dilakukan beberapa jenis cara antara lain : melakukan pengambilan sampel batuan formasi (coring), wireline logging, mud log, LWD, dll. Dari beberapa cara tersebut dapat menentukan parameter-parameter petrofisik diantaranya ketebalan lapisan (h), porositas (\emptyset), dan saturasi air (S_w) yang digunakan dalam memperkirakan cadangan hidrokarbon. Dalam penelitian ini, sumur yang dianalisa sebanyak dua sumur (sumur eksplorasi). Analisa log yang dilakukan pada sumur ini berupa analisa kualitatif dan kuantitatif. Parameter yang diperoleh dari hasil interpretasi log pada sumur APR-1 dan APR-2 adalah porositas rata-rata ketebalan lapisan (h), dan saturasi air rata-rata. Porositas rata-rata pada sumur APR-1 dan APR-2 secara berturut-turut sebesar 31.31% dan 31.33% serta porositas rata-rata kedua sumur tersebut adalah 31.32%. Saturasi air rata-rata yang diperhitungkan pada sumur APR-1 dan APR-2 secara berturut-turut sebesar 52.25% dan 60.43% serta rata-rata saturasi air dari kedua sumur tersebut sebesar 56.34%. Ketebalan lapisan yang dimiliki sumur APR-1 sebesar 4.57 meter dan pada sumur APR-2 sebesar 11.58 meter serta rata-rata ketebalan lapisan kedua sumur sebesar 8.07 meter. Cadangan minyak awal pada lapangan APR sebesar 12.81 B STB yang dihitung dengan menggunakan metode volumetrik.

Kata Kunci : wireline logging, cutoff, netpay, cadangan, metode volumetrik

Pendahuluan

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya energi terpenting di dunia. Industri minyak dan gas di Indonesia pun mengalami perkembangan yang sangat maju dari tahun ke tahun untuk mencukupi kebutuhan dalam negeri akan bahan bakar yang semakin meningkat. Sektor minyak dan gas bumi merupakan penghasil devisa terbesar yang merupakan tulang punggung pembangunan nasional, oleh sebab itu perlu upaya-upaya konkrit untuk terus meningkatkan devisa negara melalui sektor minyak dan gas bumi tersebut dengan mengoptimalkan peningkatan produksi dan mengembangkan lapangan-lapangan baru. Mengingat pentingnya peran minyak dan gas bumi bagi kelangsungan hidup manusia, maka perlu dilakukan estimasi cadangan hidrokarbon yang akurat pada setiap *reservoir* yang ada seperti analisa properti *reservoir* (porositas, permeabilitas, saturasi, resistivitas, penyebaran batuan *reservoir*, dan kandungan hidrokarbon) dengan menggunakan data sumur yang bisa didapat dengan pekerjaan *logging*.

Metode *logging* ini sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Pekerjaan *logging* atau evaluasi formasi merupakan kegiatan mempelajari karakteristik formasi pada suatu *reservoir* serta segala aspek yang menyangkut perhitungan cadangan hidrokarbon. Ada beberapa parameter yang mempengaruhi dalam perhitungan cadangan hidrokarbon yaitu porositas, saturasi air, dan tebal lapisan. Untuk mengetahui parameter diatas diperlukan beberapa jenis kegiatan, antara lain pengambilan contoh batuan (*coring*), interpretasi dengan bantuan alat log (*logging*), analisa hasil uji sumur (*well testing*) dan lain-lain. Tetapi, ada pula masalah jika interpretasi kurang tepat, seperti jenis batuan *reservoir* yang salah diinterpretasikan ataupun cadangan hidrokarbon yang terlalu optimis atau terlalu pesimis diinterpretasikan. Oleh karena itu, evaluasi interpretasi melalui

data *logging* perlu dilakukan untuk mengurangi angka kesalahan interpretasi dan menghasilkan data yang lebih akurat. Dengan demikian akan diketahui dengan lebih baik keadaan yang sebenarnya didalam *reservoir* tersebut mengenai jumlah dan jenis fluida yang dapat diproduksi, sehingga dapat menghindari tidak diproduksinya lapisan hidrokarbon di *reservoir* karena ketidakakuratan dari pengukuran dengan alat *logging*.

Studi Pustaka

Penilaian formasi atau evaluasi formasi merupakan salah satu cabang ilmu dari teknik perminyakan yang mempelajari tentang formasi/batuan serta permasalahan yang berhubungan dengan keberhasilan dalam penemuan cadangan hidrokarbon, antara lain: memperkirakan dimana terdapat kandungan hidrokarbon serta menghitung besarnya cadangan hidrokarbon. Untuk mengetahui permasalahan tersebut perlu dilakukan beberapa proses pengambilan data yaitu *mud logging*, *wireline well logging*, dan pengambilan sampel batuan (*coring*). Untuk memverifikasi hasil pengambilan data dan interpretasi, diperlukan tes produksi.

Tujuan dari *logging* adalah menentukan besaran-besaran fisik batuan reservoir (seperti lithologi, ketebalan formasi produktif, porositas, dan saturasi air formasi) maka dasar dari *logging* itu sendiri adalah sifat fisik batuan atau petrofisik dari batuan reservoir itu sendiri, yaitu sifat fisik listrik, sifat radioaktif, dan sifat rambat suara (gelombang) elastis dari batuan reservoir. Interpretasi log akan memberikan hasil beberapa sifat fisik batuan yang diperlukan untuk menganalisa baik secara kualitatif maupun kuantitatif.

Interpretasi log secara kualitatif merupakan analisa log dengan membandingkan hasil log dari sumur yang berpatokan pada kedalaman kita dapat langsung menentukan secara kualitatif kira-kira pada daerah mana atau pada kedalaman berapa lapisan tersebut merupakan lapisan permeabel, kandungan fluida yang terdapat pada lapisan tersebut, batas-batas fluida (GOC, OWC, GWC), dan lapisan mana yang hanya mengandung *shale*.

Seperti halnya pada analisa kualitatif, analisa kuantitatif merupakan analisa log yang memperhitungkan besaran angkanya dengan memperhatikan skala ukuran gridnya sesuai kedalaman yang didapat. Dari data-data yang dihasilkan diatas dengan bantuan grafik (*chart-book*), dengan rumus-rumus mana yang berlaku maka dapat menentukan jumlah volume kandungan lempung (V_{sh}), nilai porositas (\emptyset), nilai resistivitas air formasi (R_w), nilai resistivitas formasi (R_t), dan nilai saturasi air formasi (S_w).

Volume Shale

Adanya *shale* atau serpih dalam suatu formasi dapat menyebabkan kekeliruan dalam perhitungan porositas dan saturasi air. Ketika *shale* terdapat dalam suatu formasi, maka peralatan log porositas seperti *sonic log*, *density log*, dan *neutron log* akan merekam harga porositas yang terlalu besar. Perhitungan *volume shale* dibutuhkan untuk mengoreksi log-log porositas yang akan digunakan untuk perhitungan porositas efektif.

$$V_{shGR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Pada umumnya *volume shale* yang didapatkan tidak hanya satu data, untuk itu perlu dilakukan perata-rataan terhadap nilai *volume shale* tersebut. Dapat di tentukan dari rumus berikut.

$$\overline{Vsh} = \frac{\sum Vshxh}{\sum h}$$

Resistivitas Air Formasi

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air formasi adalah R_w . Resistivitas air formasi salah satu parameter yang penting untuk menentukan harga saturasi air.

Metode pickett plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w -nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula *Archie*. Selain digunakan untuk memperkirakan S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memperkirakan R_w , yaitu dengan membuat *crossplot* antara R_t dan porositas pada kertas log-log. Titik-titik yang terluar pada *crossplot* tersebut terletak pada suatu garis yang disebut *Ro line*. Semua titik pada garis ini mempunyai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$.

Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka:

$$R_t = a \times R_w$$

Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk *limestone* dan 0.8 untuk *sandstone*), maka besarnya R_w dapat ditentukan.

Porositas

Porositas adalah bagian dari volume batuan yang berpori tanpa memperhitungkan apakah pori-pori batuan tersebut saling berhubungan atau tidak. Pada formasi yang renggang (*unconsolidated formation*), besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Harga porositas akan semakin tinggi bila semua ukuran butirannya seragam.

Untuk reservoir minyak:

$$\phi_{ND} = \frac{\phi_{Ncorr} + \phi_{Dcorr}}{2}$$

Untuk reservoir gas:

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_{Ncorr}^2 + \phi_{Dcorr}^2}{2}}$$

Saturasi Air

Saturasi air atau kejenuhan air adalah besarnya fraksi dari pori-pori batuan formasi yang terisi oleh air. Simbol untuk saturasi air adalah S_w . Perhitungan saturasi air dapat dibagi menjadi dua perhitungan S_w , yaitu pada *clean formation* dan *shaly formation*.

Metode Indonesia

$$S_w^{n/2} = \frac{\frac{1}{\sqrt{R_t}}}{\frac{V_{sh}(1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}}}$$

Saturasi air rata-rata dihitung dengan persamaan berikut.

$$\overline{S_w} = \frac{\sum S_{wi} \phi_i h_i}{\sum \phi_i h_i}$$

Cut-off Lapisan

Cut-off lapisan atau batasan lapisan merupakan suatu nilai yang menjadi acuan untuk menghilangkan bagian reservoir yang dianggap tidak produktif. Nilai *cut-off* dapat ditentukan dari *data log*, *data core*, *data test* produksi dan pengalaman lapangan.

Untuk menentukan ketebalan dari suatu zona produktif dari suatu reservoir diperlukan harga *cut-off*. *Cut-off* tersebut dapat terbagi menjadi dua yaitu *cut-off lithology* dan *cut-off saturasi*. Yang mana pada *cut-off lithology* yang menjadi batasan adalah nilai *volume shale*, porositas, dan permeabilitas, sedangkan pada *cut-off saturasi* yang menjadi batasan adalah saturasi air formasi.

Secara umum data-data dari porositas, saturasi air, permeabilitas dan data kumulatif ketebalan, rasio porositas hidrokarbon ditabulasikan data dengan tiga jenis estimasi cadangan yaitu:

- *Total pay*: ketebalan yang dihitung tanpa menggunakan nilai *cut-off*
- *Net*: ketebalan yang dihitung menggunakan harga *cut-off* \emptyset dan *Vsh*
- *Net pay*: ketebalan yang dihitung dengan menggunakan harga *cut-off* \emptyset , *Vsh*, dan *Sw*

Metodologi Penelitian

Analisis penentuan zona produktif dan perhitungan cadangan minyak awal pada lapangan APR ini dilakukan dengan menggunakan petrophysics software dari data logging yang didapat dan juga menggunakan persamaan empiris yang ada.

Hasil Dan Pembahasan

Dalam penentuan estimasi cadangan minyak awal pada lapangan APR dibutuhkan parameter-parameter berupa porositas (\emptyset), saturasi air (*Sw*), dan ketebalan bersih (*netpay*). Data-data informasi tersebut dapat diperoleh dari alat logging yang dianalisa secara kualitatif dan kuantitatif. Tulisan ini bertujuan untuk menentukan parameter-parameter petrofisik dari lapisan produktif yang dibutuhkan dalam estimasi cadangan minyak awal pada lapangan APR.

Sumur yang diteliti pada tulisan ini berjumlah dua sumur eksplorasi yaitu sumur APR-1 dan APR-2. Analisa yang dilakukan pada kedua sumur tersebut adalah analisa kualitatif untuk menentukan lapisan permeabel, kandungan fluida (*fluid content*), dan batas OWC (*Oil Water Contact*), serta analisa kuantitatif untuk menentukan volume shale, porositas, saturasi air, *cutoff*, dan cadangan hidrokarbon pada lapangan APR.

Analisa interpretasi log pada tulisan ini dilakukan dengan menggunakan bantuan *software Interactive Petrophysics 3.5* (IP 3.5) untuk merubah data ASCII atau data LAS dari hasil rekaman alat *logging*. Selain itu juga terdapat data analisa *core* yang dipergunakan untuk mencocokkan hasil interpretasi log dengan data aktual di dalam sumur.

Interpretasi log secara kualitatif ini dilakukan dengan cara *quick look* atau dengan melihat defleksi kurva log baik secara tunggal maupun kombinasi tanpa disertai perhitungan. Dari analisa kualitatif pada *triple combo log* masing-masing sumur APR-1 dan APR-2 didapat besarnya interval kedalaman lapisan permeabel pada sumur APR-1 adalah 1079.906 – 1110.996 meter dengan tebal total (*gross reservoir*) sebesar 31.242 meter dan pada sumur APR-2 besarnya interval kedalaman lapisan permeabel adalah 1069.0816 – 1091.9 meter dengan tebal total (*gross reservoir*) sebesar 23.0124 meter berdasarkan analisa defleksi kurva log gamma ray yang menunjukkan nilai yang kecil. Jenis litologi pada lapisan produktif tersebut didominasi oleh *limestone* yang dapat ditentukan dengan melihat analisa *core*, sejarah geologi pengendapan formasi pada lapangan APR, dan dengan melakukan *cross plot* antara neutron log dan densitas log.

Setelah lapisan permeabel ditentukan, selanjutnya menentukan isi kandungan fluida (*fluid content*) pada zona permeabel tersebut. Berdasarkan analisa kombinasi dari ketiga kurva log, dapat dilihat bahwa lapisan permeabel sumur APR-1 dan APR-2 berisi hidrokarbon pada bagian atas lapisan permeabel tersebut dan air pada bagian bawah lapisan permeabel tersebut yang ditunjukkan pada log resistivitas yang relatif besar pada bagian

atas lapisan permeabel tersebut dan relative kecil pada bagian bawah lapisan permeabel tersebut serta pada trek 3 menunjukkan separasi antara log RHOB dan NPHI.

Setelah interpretasi log kualitatif dilakukan, maka selanjutnya interpretasi log secara kuantitatif perlu dilakukan untuk mengetahui jumlah kandungan lempung (Vsh), porositas, dan saturasi air (Sw) pada kedua sumur tersebut yang mana parameter-parameter tersebut dapat digunakan untuk menentukan estimasi cadangan hidrokarbon. Adanya selingan shale tipis pada formasi yang diteliti ini membuat volume shale perlu dihitung untuk mengoreksi porositas. Langkah awal dalam menghitung volume shale adalah dengan menentukan nilai GR *clean* dan GR shale. Penentuan GR *clean* dan GR shale ini masih bersifat *quick look*. Hasil yang diperoleh dari sumur APR-1 adalah GR *clean* sebesar 26 °API dan GR shale sebesar 128 °API, sedangkan pada sumur APR-2 hasil yang diperoleh adalah GR *clean* sebesar 33 °API dan GR shale sebesar 199 °API. Perhitungan volume shale menggunakan kurva log GR karena GR log dianggap mampu membedakan unsure radioaktif (shale) dan unsure non-radioaktif (batuan formasi). Dengan metode GR log dalam penentuan volume shale ini, didapat volume shale rata-rata pada sumur APR-1 sebesar 13.49% dan pada sumur APR-2 sebesar 7.29%. Hasil interpretasi log secara kualitatif dan kuantitatif menunjukkan bahwa semua lapisan pada sumur APR-1 dan APR-2 merupakan formasi kotor (*shaly formation*).

Selanjutnya menentukan nilai porositas efektif. Porositas yang dibutuhkan untuk menghitung estimasi cadangan hidrokarbon pada tulisan ini adalah porositas efektif yaitu porositas yang telah dikoreksi terhadap volume shale yang terkandung pada formasi yang dianalisa. Pada penentuan porositas efektif digunakan kombinasi log porositas yaitu *neutron-density log*. Hal ini diharapkan bahwa ketelitian yang didapat akan lebih tinggi dibandingkan menghitung porositas dengan hanya menggunakan satu kurva log saja. Pada sumur APR-1 didapat rata-rata porositas efektif sebesar 31.31% dan pada sumur APR-2 didapat rata-rata porositas efektif sebesar 31.33%.

Penentuan resistivitas air formasi menggunakan metode *Pickett Plot* yang terdapat pada *software IP* tersebut. Sebelum menentukan resistivitas air formasi, terlebih dahulu menentukan temperatur formasi pada formasi yang akan diteliti. Temperatur formasi ini digunakan untuk mengkorelasi resistivitas air formasi yang didapat dari metode *Pickett Plot* berdasarkan temperature formasi tersebut karena resistivitas air formasi yang didapat pada metode *Pickett Plot* tersebut masih berdasarkan suhu permukaan. Namun pada *software* telah dihitung dan dikorelasi secara otomatis berdasarkan temperatur formasi yang dianalisa. Pada sumur APR-1 didapat R_w saat temperatur permukaan sebesar 0.426 ohmm dan R_w pada saat temperatur formasi (lapisan B) sebesar 0.197 ohmm. Pada sumur APR-2 didapat R_w saat temperatur permukaan sebesar 0.269 ohmm dan R_w pada saat temperatur formasi (lapisan B) sebesar 0.1105 ohmm.

Adanya selingan serpih (formasi kotor) pada sumur APR-1 dan APR-2 ini, letak lapangan APR di Negara Indonesia, serta tidak adanya validasi saturasi air pada lapangan APR menjadikan persamaan Indonesia merupakan persamaan yang paling cocok digunakan dalam penentuan nilai saturasi air (Sw) ini. Sebelum menentukan nilai Sw, dibutuhkan data-data seperti nilai faktor turtuositas (a), faktor sementasi (m), dan eksponen saturasi (n) yang biasanya didapatkan dari data SCAL (*Special Core Analysis*) pada lapangan APR ini. Namun, karena tidak adanya data SCAL pada salah satu sumur di lapangan APR ini, nilai a, m dan n diasumsi dengan mengambil asumsi data dari referensi yang ada yaitu nilai a sebesar 1, nilai m sebesar 2, dan nilai n sebesar 2. Selanjutnya dapat dilakukan perhitungan saturasi air tiap titik kedalaman yang kemudian dirata-ratakan. Dari hasil perata-rataan saturasi air di dapat nilai rata-rata saturasi air pada sumur APR-1 sebesar 52.25% dan pada sumur APR-2 sebesar 60.43%.

Dalam perhitungan estimasi cadangan minyak awal, dibutuhkan nilai ketebalan lapisan tersebut. Ketebalan lapisan yang dimaksud adalah nilai *netpay* yaitu ketebalan yang dihitung dengan menggunakan harga *cutoff* \emptyset , Vsh, dan Sw. Penentuan *cutoff* volume

shale ini bersifat kualitatif, yaitu menentukan *cutoff* Vsh yang bersama nilai *cutoff* porositas akan membatasi grafik kartesian menjadi empat zona. Salah satu zona tersebut merupakan yang diinginkan, yaitu zona dengan porositas tinggi dan volume shale rendah. Dari hasil plot tersebut, didapatkan nilai *cutoff* Vsh sebesar 0.35 atau 35% dan nilai *cutoff* porositas sebesar 0.1 atau 10%. Artinya, nilai Vsh lebih besar dari 35% dianggap tidak produktif dan nilai porositas lebih kecil dari 10% dianggap tidak produktif sehingga harus dipotong.

Dari data-data yang telah diperoleh seperti luas area lapangan APR sebesar 569684 acre, porositas rata-rata sebesar 31.32%, saturasi air rata-rata 56.34%, dan *netpay* rata-rata sebesar 8.07 meter atau 26.5 ft, serta Boi sebesar 1.25 bbl/stb, didapatkan OIP dengan menggunakan metode volumetrik adalah 12.81 B STB.

Kesimpulan

Dari analisa perhitungan penelitian ini yang telah dijelaskan pada bab pembahasan, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dengan analisa kualitatif dapat diketahui lapisan permeabel pada sumur APR-1 adalah 1079.91 – 1110.99 m dan pada sumur APR-2 adalah 1069.08 -1091.9 m.
2. Hasil interpretasi log secara kualitatif dan kuantitatif menunjukkan bahwa semua lapisan pada sumur APR-1 dan APR-2 merupakan *shaly formation* dengan volume shale rata-rata pada sumur APR-1 sebesar 13.49% dan pada sumur APR-2 sebesar 7.29%
3. Porositas efektif pada sumur APR-1 dan sumur APR-2 lapangan APR ditentukan dengan menggunakan metode porositas neutron-densitas log. Rata-rata porositas efektif sumur APR-1 dan APR-2 secara berturut-turut sebesar 31.31% dan 31.33%.
4. Penentuan saturasi air (S_w) pada sumur APR-1 dan APR-2 pada lapangan APR menggunakan metode Indonesia. Nilai saturasi air rata-rata sumur APR-1 adalah sebesar 52.25% dan nilai saturasi air rata-rata sumur APR-2 adalah sebesar 60.43%.
5. Dengan melakukan *cutoff* Vsh, porositas, dan S_w pada sumur APR-1 didapat hasil ketebalan kotor (*gross reservoir*) sebesar 31.24 m dan ketebalan bersih (*netpay*) sebesar 4.57 m sehingga nilai NTG sebesar 14.63%, sedangkan pada sumur APR-2 mempunyai *gross* 23.01 m dan *netpay* 11.58 m sehingga nilai NTG sebesar 50.33%
6. Cadangan minyak awal yang diperoleh dari lapangan APR dengan metode volumetric sebesar 12.81 B STB.

Daftar Simbol

μ	= viskositas, cp
$\bar{\phi}$	= porositas rata-rata, fraksi
\bar{S}_w	= saturasi air rata-rata, fraksi
\bar{V}_{sh}	= volume shale rata-rata, fraksi
a	= faktor tortuositas
A	= luas pengurasan, acre
b	= 2, bila (R_{sh}/R_t sangat kecil); 1, bila ($R_{sh}/R_t = 0.5-1$)
B _{gi}	= faktor volume formasi gas awal, cuft/scf
Boi	= faktor volume formasi minyak awal, bbl/stb
c	= konstanta litologi; 0.4 untuk sandstone; 0.45 untuk limestone
DF	= kedalaman formasi (<i>depth formation</i>), m
F	= faktor formasi
GIP	= <i>Gas In Place</i> , cuft atau scf
GR _{log}	= pembacaan log GR pada lapisan yang diteliti, °API
GR _{max}	= pembacaan log GR pada lapisan yang shale, °API

- GR_{min} = pembacaan log GR pada lapisan yang bersih, °API
 h_i = *netpay* pada layer i, m
 m = faktor sementasi
 n = eksponen saturasi
 \emptyset = porositas, fraksi atau %
 \emptyset_{Dcorr} = porositas density koreksi terhadap shale, fraksi
 \emptyset_{Ncorr} = porositas neutron koreksi terhadap shale, fraksi
 \emptyset_{ND} = porositas neutron-density efektif, fraksi
 OIP = *Oil In Place*, bbl atau stb
 Rmf = resistivitas filtrat lumpur, ohmm
 Rsh = resistivitas batuan pada lapisan shale, ohmm
 Rt = resistivitas formasi, ohmm
 Rw = resistivitas air formasi, ohmm
 Sw = saturasi air, fraksi atau %
 Vsh = volume shale, fraksi
 Vsh_{GR} = volume shale dari *Gamma Ray Log*, fraksi

Daftar Pustaka

- Crain, E. R. *Petrophysical Handbook*. Rocky Mountain House, AB : Spectrum 2000 Mindware, 2010.
- Dewan, John T. *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PennWell Books, PennWell Publishing. Oxford, 2005.
- Hermansjah, *Analisa Log Sumur*, Institut Teknoogi Bandung, Bandung, 2008
- <http://petrophysicist.blogspot.com/2011/12/borehole-environment.html>
- Nugrahanti, Asri dan Sumantri, *Penilaian Formasi I*, Calakan Mediatama, Bogor, 2011
- Nugrahanti, Asri, "Bahan Kuliah Penilaian Formasi", Jakarta, 2013
- Rukmana, Dadang dkk, *Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi*, Percetakan Pohon Cahaya, Yogyakarta, 2012
- Schlumberger, *Log Interpretation Charts*, Schlumberger Ltd, Texas, 2000
- Sembodo dan Nugrahanti, Asri, *Penilaian Formasi II*, Universitas Trisakti, Jakarta, 2012.
- Sitairesmi Hendri, Ratnayu, "Diktat Petunjuk Praktikum Penilaian Formasi". Universitas Trisakti, Jakarta, 2013.
- Tarek, Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook : Second Edition*. Gulf Professional Publishing. United States. 2001.
- Wiharjo, Lukas, "Bahan Kuliah Penilaian Formasi", Jakarta, 2013
- "Sejarah Cekungan Sumatera Selatan", Tidak Dipublikasikan, BATM, 2014