

ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN CADANGAN GAS ALAM LAPANGAN “KAPRASIDA” FORMASI BATURAJA CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

M. Iqbal Maulana, Widya Utama, Anik Hilyah

Jurusan Teknik Geofisika, FTSP Institut Teknologi Sepuluh Nopember

e-mail: widya@geofisika.its.ac.id

Abstrak. Analisis petrofisika dilakukan untuk evaluasi parameter petrofisika pada Formasi Baturaja. Identifikasi porositas, kandungan serpih, saturasi air dan permeabilitas dilakukan pada empat sumur. Estimasi kandungan serpih dilakukan dengan menggunakan log *Gamma Ray*, estimasi porositas efektif dilakukan dengan menggunakan gabungan log densitas dan log neutron, Saturasi air dihitung dengan menggunakan persamaan Indonesia, dan permeabilitas dihitung dengan menggunakan persamaan Timur. Rata-rata nilai kandungan serpih tiap sumur adalah 18,2 %, 12,55 %, 20 %, dan 40 %. Nilai rata-rata nilai porositas pada tiap sumur adalah 16,4 %, 14,6 %, 15,3 %, 12,7 %. Rata-rata nilai saturasi air pada tiap sumur adalah 40 %, 62 %, 67 %, dan 64 %. Rata-rata nilai permeabilitas pada tiap sumur adalah 34,65mD, 61,15mD, 157,3mD. Selanjutnya dilakukan lumping dengan menggunakan nilai penggal (*cut-off*) sebagai berikut $V_{Shale} \leq 0,7$, $PHIE \geq 8$ %, $SW \leq 70$ %, Permeabilitas ≥ 1 mD. Cadangan gas alam pada 2 kompartemen *reefal* diestimasi. Batas atas Volume untuk perhitungan cadangan adalah Peta *Top Surface* formasi Baturaja. Sedangkan batas bawahnya adalah data kedalaman *Gas Water Contact* (GWC). Data kedalaman GWC merupakan data perusahaan yang didapatkan dari *pressure test* dan uji kandung lapisan. Kompartemen utara dilewati oleh sumur MI-1, sedangkan kompartemen selatan dilewati oleh sumur MI-2, MI-3, dan MI-6. Perhitungan cadangan pada kompartemen utara menggunakan parameter petrofisika hasil analisis pada sumur MI-1. Hasil perhitungan cadangan pada kompartemen Utara adalah sebesar 5 BSCF dan kompartemen Selatan sebesar 6 BSCF.

Kata kunci: analisis petrofisika; formasi Baturaja; perhitungan cadangan

Abstract. This petrophysical analysis is carried out to evaluate petrophysical parameters of the Baturaja Formation. Porosity, shale volume, water saturation, and permeability were identified from well logs in four wells. Shale volume estimation is done using Gamma Ray log, porosity estimation is done using density log and neutron log. Water saturation is estimated using Indonesian method. Permeability is estimated using Timur Equation. The average of shale volume in four wells are 18,2 %, 12,55 %, 20 %, dan 40 %. The average porosity in each wells are 16,4 %, 14,6 %, 15,3 %, 12,7 %. The average water saturation in each wells are 40 %, 62 %, 67 %, 64 %. The average permeability in each wells are 34,65mD, 61,15 mD, 157,3 mD, 16,32 mD. After that, lumping is done using cut-off values. The cut-off values are $V_{Shale} \leq 0,7$, $PHIE \geq 8$ %, $SW \leq 70$ %, Permeability ≥ 1 mD. Reserve gas in two reefal compartment is estimated. The Volume top boundary is Top Surface Baturaja Formation Map in Grid 3D. And the bottom boundary is the depth data of Gas Water Contact (GWC). GWC depth data is a decision from the company. GWC is estimated by pressure test and drill stem test. North reefal compartment is passed by well MI-1, and south reefal compartment is passed by well MI-2, MI-3, and MI-6. The result of reserve estimation in North compartment is 5 BSCF and South compartment is 6 BSCF.

Keyword: petrophysical analysis; Baturaja formation; reserve estimation

PENDAHULUAN

Peran dari metode *logging* sangatlah penting karena memberikan gambaran detail mengenai sifat fisis dari batuan sekitar lubang pengeboran. Dengan melakukan analisis petrofisika menggunakan data log akan diketahui ketebalan tiap lapisan batuan atau memberikan informasi secara vertikal. Data luar seperti data *core* (sampel batuan inti dari sumur bor) atau data dari lumpur

yang digunakan untuk pengeboran (*mudlog*) juga dibutuhkan untuk memperkuat analisis. Dengan adanya analisis petrofisika, maka deskripsi mengenai batuan reservoir yang mengandung hidrokarbon serta perhitungan cadangan hidrokarbon yang terkandung di dalamnya akan lebih mudah dilakukan.

Analisis petrofisika sangat berguna untuk karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir pada analisis petrofisika dilakukan dengan mempelajari litologi, porositas, saturasi air, dan permeabilitas lapisan batuan di bawah permukaan. Penentuan litologi melalui identifikasi log *Gamma Ray* bertujuan untuk membedakan lapisan permeabel atau bukan. Log densitas dan log neutron dapat digunakan untuk menghitung porositas lapisan batuan, dan log resistivitas digunakan untuk mencari saturasi air lapisan batuan.

Dengan melakukan analisis petrofisika pada formasi geologi, dapat diketahui struktur bawah permukaan serta zona potensi hidrokarbon dari lapangan produksi. Namun, dalam pengembangan sebuah lapangan, perlu juga diketahui seberapa besar cadangan hidrokarbon yang dapat diperoleh dari lapangan tersebut.

DASAR TEORI

A. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan salah satu proses yang penting dalam usaha untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Analisis petrofisika diawali oleh perolehan data bawah permukaan melalui proses *well logging* pada lubang pengeboran.

Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu formasi, di antaranya adalah porositas, saturasi air, *shale volume* dan permeabilitas.

B. Porositas

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Log untuk mengukur porositas terutama adalah log densitas, neutron, sonik dan R_{xo} (Heysse, 1991). Log-log tersebut dapat mengukur parameter tertentu yang kemudian dapat digunakan untuk menghitung porositas. Persamaan untuk menghitung nilai porositas batuan adalah sebagai berikut:

$$PHIT = PHIE + V_{sh} \cdot \phi T_{sh} \quad (1)$$

C. Permeabilitas

Permeabilitas merupakan besaran yang digunakan untuk menunjukkan seberapa besar kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya. Permeabilitas batuan penting untuk dicari guna mengetahui seberapa efektif batuan tersebut untuk diproduksi. Permeabilitas dapat dihitung menggunakan persamaan Timur sebagai berikut :

$$K = 0.136 \times [(\phi e^{4.4}) / (Swirr^2)] \quad (2)$$

D. Saturasi Air

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan kuantitas (volume) suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi merupakan persentase bagian dari suatu pori yang terisi fluida. Karena tidak mungkin ada pori-pori yang kosong oleh fluida (vakum), maka $Sw + So + Sg = 1$. Secara umum, ada 2 cara untuk menentukan saturasi, yaitu dengan analisis laboratorium atas sampel *core* dari reservoir, dan dengan log. Dalam penelitian ini, saturasi air dihitung menggunakan persamaan Indonesia sebagai berikut :

$$Sw = \left\{ \left[\left(\frac{V_{sh}^2 - V_{sh}}{R_{sh}} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{\phi e^m}{R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2 R_t \right\}^{-\frac{1}{n}} \quad (3)$$

E. Kandungan Serpih (*Shale Volume*)

Perhitungan *Shale Volume* adalah menghitung kandungan serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan log *Gamma Ray*. Oleh karena itu, perhitungan volume serpih dilakukan sebagai koreksi pada porositas total sehingga dapat diperoleh porositas efektif batuan reservoir. Perhitungan volume serpih (V_{sh}) dapat dilakukan secara linear berdasarkan Log *Gamma Ray*, berdasarkan persamaan *Index Gamma Ray* (I_{GR}):

$$V_{SHgr} = (GR_{log} - GR_{matrix}) / (GR_{shale} - GR_{matrix}) \quad (4)$$

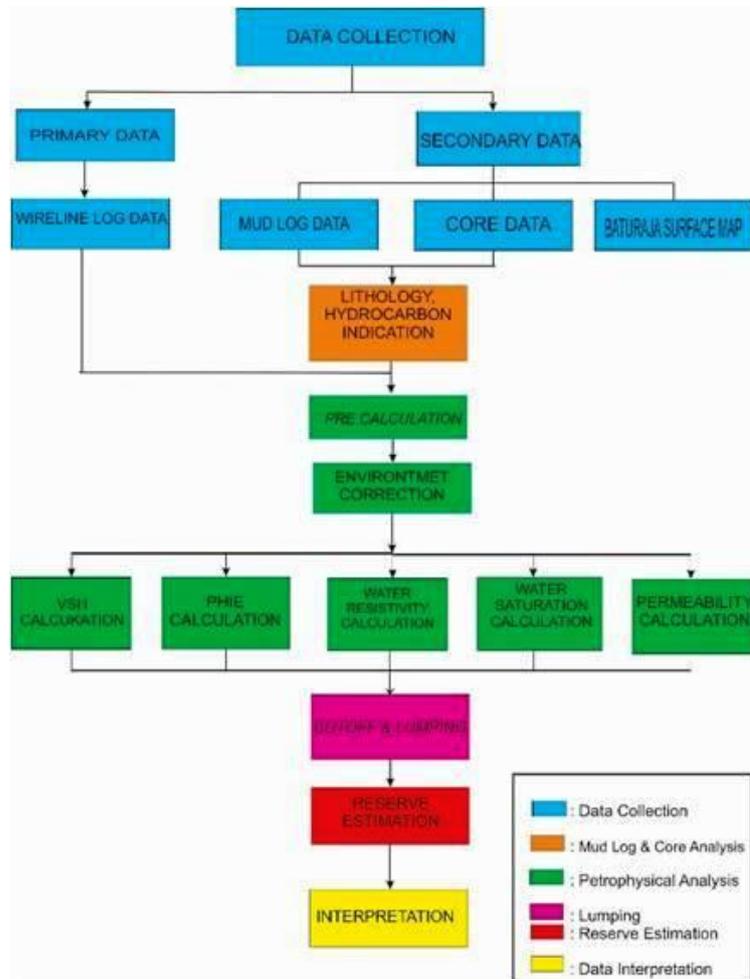
F. Perhitungan Cadangan

Metode perhitungan volumetrik berdasar kepada persamaan volume, data-data yang menunjang pada perhitungan cadangan hidrokarbon adalah porositas dan saturasi hidrokarbon. Persamaan yang digunakan dalam metode volumetrik adalah sebagai berikut:

$$G = \frac{43560 \cdot V_{bulk} \cdot NTG \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi} \text{ Factor}} \quad (5)$$

METODOLOGI PENELITIAN

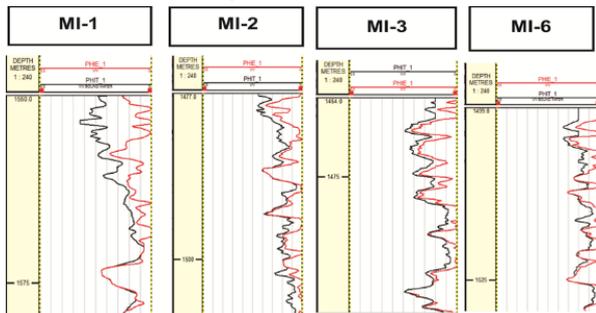
Secara garis besar, penelitian ini mencakup 3 pokok bahasan penting, yaitu analisis petrofisika, analisis *mudlog/core*, dan perhitungan cadangan. Berikut adalah diagram alir penelitian :



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian.

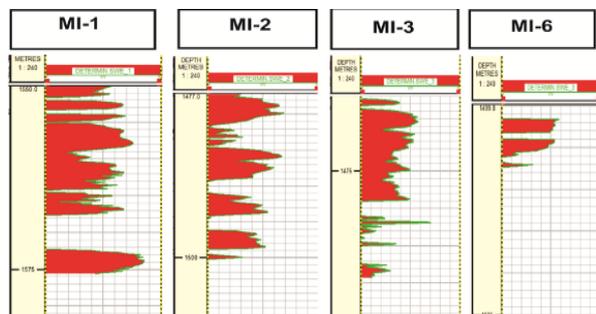
HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Porositas Keempat Sumur



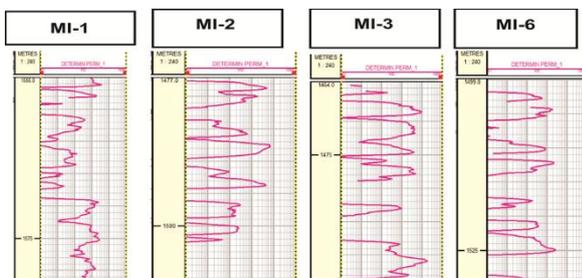
Gambar 2. Tampilan Porositas Keempat Sumur.

B. Saturasi Air Keempat Sumur



Gambar 3. Saturasi Air Keempat Sumur.

C. Permeabilitas Keempat Sumur



Gambar 4. Permeabilitas Keempat Sumur.

D. Lumping

Reservoir yang merupakan zona *interest* harus memiliki nilai porositas tinggi dan lapisan batuan permeabel. Zona tersebut harus memiliki kandungan serpih yang sedikit, karena kandungan serpih yang banyak dapat menyebabkan reservoir menjadi kurang produktif. Dalam melakukan *lumping*, perlu ditetapkan nilai penggal (*cut-off*) yang berfungsi sebagai filter untuk mendapatkan zona reservoir bersih.

Top (m)	Base (m)	Gross feet (m)	Net feet (m)	NTG
1550.105206	1551.353666	1.4298168	1.3716	0.959
1552.496666	1553.030066	1.6764	0.6096	0.364
1556.459066	1556.687666	3.6576	0.3048	0.083
1568.955866	1571.318066	14.6304	2.4384	0.167
1572.765866	1576.042466	4.7244	3.3528	0.71
1578.099866	1580.766866	4.7244	2.7432	0.581
1580.995466	1581.986066	1.2192	1.0668	0.875
1582.367066	1582.443266	0.4572	0.1524	0.333
1584.500666	1585.796066	3.3528	1.3716	0.409
1588.005866	1590.977666	5.1816	3.048	0.588
1594.254266	1596.159266	5.1816	1.9812	0.382
		Gross total = 46.234 m	Net total = 18.44 m	NTG rata-rata = 0.495

Gambar 5. Hasil Pembungkalan Sumur MI-1.

Top (m)	Base (m)	Gross Feet (m)	Net Feet (m)	NTG
1467.231	1469.136	5.21208	1.9812	0.380116959
1469.8218	1472.336	3.2004	2.5908	0.80952381
1473.6318	1474.927	2.5908	1.3716	0.529411765
1476.6798	1478.128	3.2004	1.524	0.476190476
1482.6234	1483.157	5.0292	0.6096	0.121212121
1488.1098	1488.643	5.4864	0.6096	0.111111111
1489.4814	1492.301	3.6576	2.8956	0.791666667
1492.6818	1493.215	0.9144	0.6096	0.666666667
		Gross Total (m) = 29.29	Net Total (m) = 12.192	NTG rata-rata = 0.485

Gambar 6. Hasil Pembungkalan Sumur MI-2.

Top (m)	Base (m)	Gross Feet (m)	Net Feet (m)	NTG
1477.901743	1479.04474	2.1211032	1.2192	0.574795229
1479.730543	1480.72114	1.6764	1.0668	0.636363636
1485.216943	1485.29314	4.572	0.1524	0.033333333
1485.521743	1485.90274	0.6096	0.4572	0.75
1487.045743	1488.95074	3.048	1.9812	0.65
1492.684543	1493.97994	5.0292	1.3716	0.272727273
1508.991343	1509.82954	15.8496	0.9144	0.057692308
1533.375343	1533.90874	24.0792	0.6096	0.025316456
1537.947343	1539.24274	5.1816	1.3716	0.264705882
1541.147743	1541.52874	2.286	0.4572	0.2
		Gross Total (m) = 64.45	Net Total (m) = 9.6	NTG rata-rata = 0.345

Gambar 7. Hasil Pembungkalan Sumur MI-3.

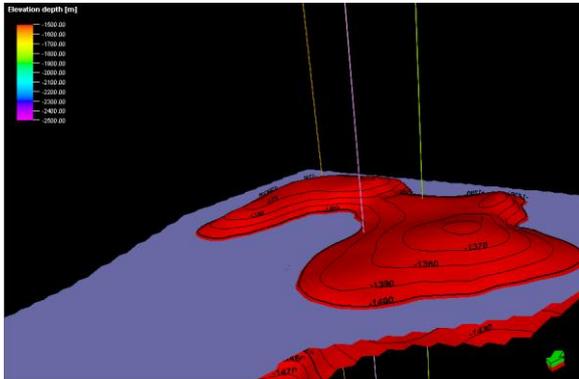
Top (m)	Base (m)	Gross Feet (m)	Net feet (m)	NTG
1504.124906	1504.95	5.2248816	0.9000744	0.172
1505.174942	1505.399885	0.4498848	0.2999232	0.667
1509.67501	1510.500103	5.0999136	0.9000744	0.176
1511.775082	1512.59987	2.100072	0.9000744	0.429
1523.625096	1525.349959	12.7500888	1.8001488	0.141
1534.425074	1536.299899	10.94994	1.9501104	0.178
1541.024909	1541.550079	5.2498752	0.6001512	0.114
		Gross Total = 41.82 m	Net total = 7,35 m	NTG rata-rata = 0.26

Gambar 8. Hasil Pembungkalan Sumur MI-6.

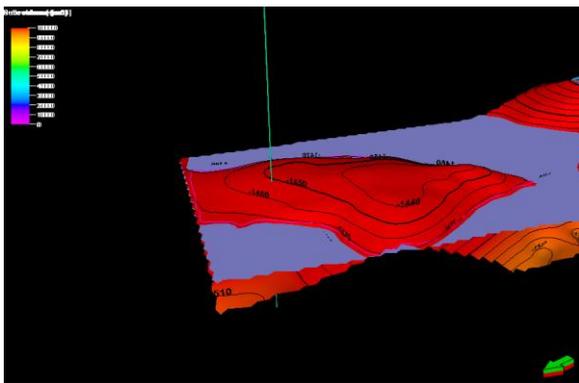
E. Perhitungan Cadangan

Perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan metode volumetrik, yaitu memperkirakan *OGIP (Original Gas In Place)*. Berdasarkan model geologi yang secara geometrik menggambarkan volume hidrokarbon dalam reservoir. Dalam perhitungan cadangan gas alam, terdapat beberapa parameter yang harus diketahui, di antaranya adalah porositas, saturasi air, Volume *bulk*, dan *Bgi factor*. Nilai *Bgi* diasumsikan pada formasi Baturaja dan wilayah

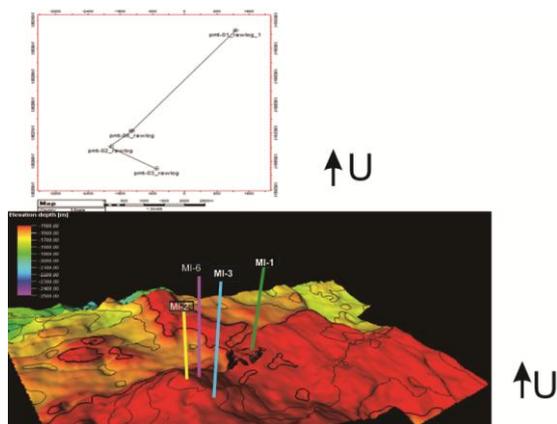
Prabumulih sebesar 0.0076. NTG ditentukan berdasarkan *cut-off* porositas, permeabilitas dan saturasi air. *Cut-off* permeabilitas diasumsikan gas mengalir di atas satu Milidarcy. Nilai penggal (*Cut-off*) dari saturasi air diasumsikan 0.5 untuk gas.



Gambar 9. Peta *Surface* Kompartemen Selatan.



Gambar 10. Peta *Surface* Kompartemen Utara.



Gambar 11. Basemap Sumur dan Peta *Top Surface*.

Zona	Bulk Volume [10^6 sm ³]	Net Volume [10^6 sm ³]	Pore Volume [10^6 sm ³]	OGIP [10^3 MMSCF]
Utara	51	11	2	5
Selatan	104	21	3	6
Total				11

Gambar 12. Hasil Perhitungan Cadangan.

KESIMPULAN

Dari penelitian yang dilakukan, dapat ditarik beberapa buah kesimpulan sebagai berikut :

1. Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan telah terbukti melalui analisis petrofisika dan perhitungan cadangan memiliki hidrokarbon dengan jenis gas alam dalam jumlah yang melimpah.
2. Penentuan zona hidrokarbon dilakukan melalui analisis data *mud log* (*gas reading, oil show, litologi*), *wireline log, sidewall core*, dan data batuan inti (*core*).
3. Berdasarkan analisis petrofisika dan pembungkalan (*lumping*), diketahui bahwa sumur yang memiliki potensi keterdapatan hidrokarbon yang paling baik adalah sumur MI-1.
4. Wilayah Kompartemen Utara yang dilewati oleh sumur MI-1 memiliki *Original Gas in Place* (OGIP) sebesar 5 BSCF, wilayah Kompartemen Selatan yang dilewati oleh sumur MI-2, MI-3, dan MI-6 juga memiliki *Original Gas in Place* (OGIP) yang sama, yaitu sebesar 6 BSCF.

Ucapan Terima Kasih

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT Pertamina Upstream Technology Center atas izin yang diberikan untuk mempublikasikan tulisan ini. Serta Ibu Anik, Pak Widya, dan Pak Fahyani selaku pembimbing dalam menyusun tulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

Bateman, Richard M., 1985. *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation. Boston.

Bishop, Michele G., 2000. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/TalangAkar-Cenozoic Total Petroleum System*. USGS.

Darling, Toby, 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Oxford: Elsevier Publishing Company.

Koesumadinata R.P., 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Edisi-2. Jilid 1 dan 2. Bandung: ITB.

Rider, Malcolm., 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness, Scotland.
