



PETROFISIKA BATUGAMPING FORMASI BATURAJA PADA LAPANGAN "CCC", CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Clarissa Crysta Chandra^{1*}, Undang Mardiana², Febriwan Mohammad³, Tavip Setiawan⁴

^{1,2,3} Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

⁴ Pertamina Upstream Technology Center

*Korespondensi: clarissacrysta@gmail.com

ABSTRAK

Area "CCC" merupakan wilayah kerja dari Pertamina Upstream Technology Center yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini difokuskan pada Formasi baturaja. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui parameter petrofisika reservoir pada lapangan "CCC". Metode dan analisis yang dilakukan adalah menghitung parameter petrofisika seperti kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air pada reservoir menggunakan data wireline log dan core dengan bantuan software. Data yang digunakan meliputi 3 data log sumur, 2 data Mudlog, 1 Side Wall Core, 1 data SCAL (Special Core Analysis) dan 1 data RCAL (Routine Core Analysis). Metode yang digunakan dalam perhitungan petrofisika yaitu dengan menggunakan metode linear Gamma ray untuk perhitungan kandungan serpih, log Neutron-Densitas untuk perhitungan porositas, Archie formula untuk menentukan nilai saturasi air. Dan metode Multiple Regression Analysis (MRA) untuk menentukan nilai permeabilitas pada reservoir. Dari analisis petrofisika batuan reservoir maka didapatkan pada lapangan "CCC" nilai cut off volume shale 50%, cut off porositas 7%, dan cut off saturasi air 70%. zona netpay berada pada sumur "CL-2" dan "CL-1" yang mempunyai kandungan serpih yang rendah, porositas yang baik, permeabilitas baik, dan saturasi air yang rendah sehingga mempunyai kualitas reservoir yang baik.

Kata Kunci : Cekungan Sumatera Selatan, Formasi Baturaja; Fasies, Petrofisika Reservoir.

ABSTRACT

"CCC" area is the working area of Pertamina Upstream Technology Center in South Sumatera Basin. This study focused on Baturaja formation. This research was conducted to give an understanding about petrophysical property in Field "CCC". method and analysis are determined to calculate petrophysical properties such as volume of shale, porosity, permeability and water saturation in the reservoir using wireline log and core data it can be done by software. Data used in this research consist of 3 well log data, 2 Mudlog data, 1 Side Wall Core data, 1 SCAL (Special Core Analysis) data and 1 RCAL (Routine Core Analysis) data. Methods used in this research are Linear Gamma Ray method was used to calculate volume of shale, Neutron-Density log for Porosity value, Archie formula for water saturation and Multiple Regression Analysis (MRA) method for permeability value in the reservoir. The result from petrophysical analysis reservoir on "CCC" field shown cut off of volume shale is 50%, cut off of porosity 7% and cut off of water saturation is 70%. Netpay zone get on "CL-2" and "CL-1" well which have low volume shale, good porosity, good permeability, and low water saturation so that it has good quality of reservoir.

Keywords: South Sumatera Basin, Baturaja Formation, petrophysics reservoir

1. PENDAHULUAN

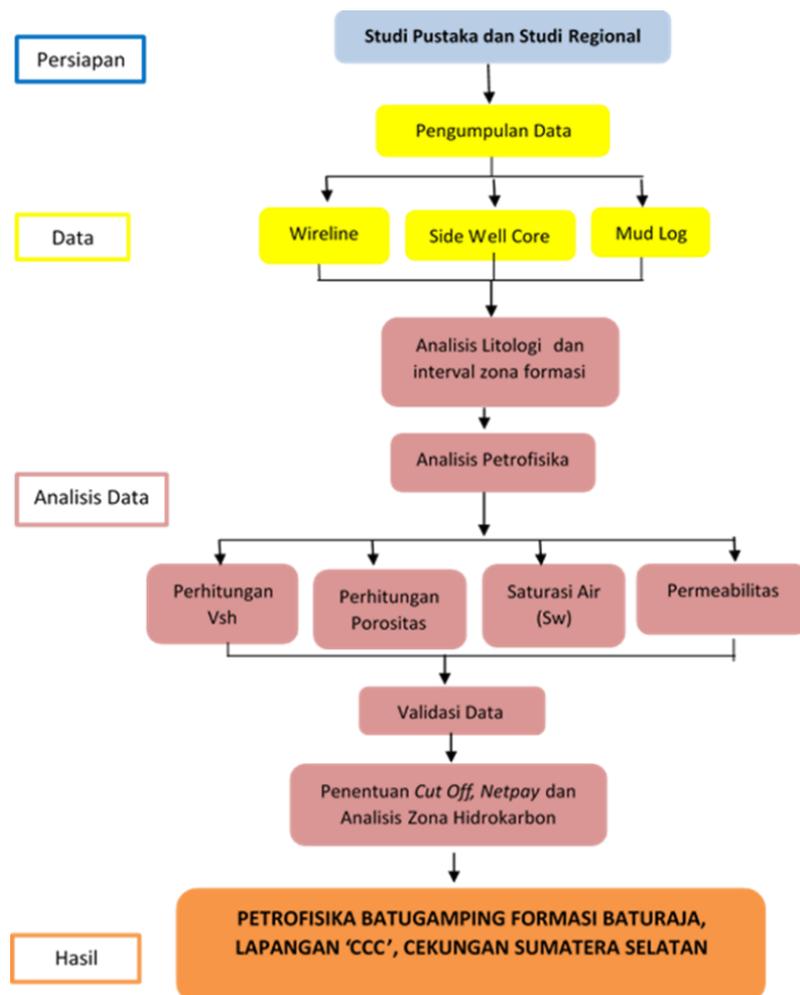
Lokasi daerah penelitian ini berada pada Area "CCC" yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan ini merupakan salah satu cekungan yang

dikenal sangat prospektif dan potensial di Indonesia. Menurut studi yang sudah ada, diketahui bahwa cekungan ini merupakan cekungan yang memiliki cadangan hidrokarbon (Koesomadinata, 1980).

Berdasarkan pengeboran yang sudah sukses dilakukan pada Cekungan ini, Formasi Baturaja merupakan formasi yang sangat penting dan menjadi target yang sangat potensial. Namun ketika tingkat konsumsi terhadap migas di Indonesia semakin hari kian meningkat dapat memicu krisis energi ketika daerah produksi ini tidak dilakukan pengembangan (Ginger, 2005).

Analisis Petrofisika reservoir bisa menjadi salah satu pemecahan masalah, dimana analisis mengenai reservoir ini dilakukan dengan tujuan pengembangan, agar dapat meninjau dan menjaga stabilitas produksi. Pendekatan Petrofisika reservoir itu sendiri diperlukan suatu penilaian dan perhitungan kualitatif dan kuantitatif. Secara kualitatif, salah satu evaluasinya menggunakan pengamatan data batuan inti (*core*) dalam penentuan marker litologi formasi baturaja

dari formasi tersebut. Secara kuantitatif, salah satu evaluasi yang dilakukan ialah dengan metode rekaman sumur. Kegiatan rekaman sumur yang dilakukan pada suatu sumur pemboran memanfaatkan prinsip kerja dari alat-alat rekam sumur yang didasarkan kepada sifat-sifat fisika batuan (petrofisik). Studi petrofisik dapat mengevaluasi formasi-formasi di daerah penelitian melalui sifat-sifat fisis batuan seperti volume *shale* (*Vsh*), permeabilitas (*k*), porositas (ϕ), dan kejenuhan air (*Sw*), sehingga dari dua pendekatan kuantitatif dan kualitatif tadi terdapat suatu validasi data yang dapat berperan penting dalam penentuan zona hidrokarbon di cekungan sumatera selatan. Proses-proses yang dilakukan sepanjang penelitian ini dapat dijelaskan dalam diagram alir penelitian.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

2. TINJAUAN PUSTAKA

Secara regional Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang terbentuk akibat interaksi antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Eurasia.

Cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi beberapa sub-cekungan yaitu: Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah, dan Palembang Selatan

1.1. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Menurut Koesoemadinata (1980), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dari tua ke muda meliputi:

1. Batuan dasar

Yang paling tua adalah batuan dasar (basement) yang terdiri dari batuan beku (granit) dan batuan metamorf (marmer dan batu sabak).

2. Formasi Lahat

Formasi Lahat merupakan formasi tertua yang tersingkap di Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari sedimen klastik yang berasal dari material vulkanik, tersusun atas tuffa, agglomerate, batupasir kasar dan piedmont. Ketebalan formasi ini di daerah Limau kurang lebih 200 meter selama Eosen – Oligosen.

Lapangan minyak Cemara, dimana konglomerat bertindak sebagai batuan reservoir yang potensial. Umur dari formasi ini Eosen Tengah–Oligosen (*early synrift*).

3. Formasi Talangakar

Formasi ini terdiri dari anggota Gritsand (Grm) dan anggota Transisi (Trm). Anggota Gritsand batuanannya terdiri dari batupasir kasar hingga sangat kasar dengan interkalasi serpih dan lanau yang diendapkan di lingkungan fluviatil – delta. Anggota ini diendapkan tidak selaras di Formasi Lahat selama Oligosen dengan ketebalan mencapai 550 meter.

4. Formasi Baturaja

formasi ini terdiri dari batugamping terumbu dan batugamping detritus, kearah cekungan berubah fasies menjadi serpih, napal dengan sisipan tipis batugamping dari Formasi Gumai. Formasi ini terletak selaras diatas batuan Pra-Tersier. Formasi ini berumur Miosen Awal.

5. Formasi Gumai

Formasi Gumai merupakan puncak transgresi pada Cekungan Sumatera Selatan sehingga formasi ini mempunyai penyebaran yang sangat luas pada Cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini diendapkan selaras diatas Formasi baturaja dan anggota transisi Talang Akar. Batuan terdiri dari serpih gampingan yang kaya akan foraminifera dengan sisipan batupasir gampingan pada bagian bawah dan sisipan batugamping pada bagian tengah dan bagian atasnya.

6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Bekanat, batuan satuan ini adalah serpih gampingan yang kaya akan foraminifera di bagian bawahnya, makin ke atas dijumpai batupasir yang mengalami gaunkonitisasi. Pada puncak satuan ini kandungan pasirnya meningkat, kadang-kadang dijumpai sisipan tipis batubara atau sisa-sisa tumbuhan. Formasi ini diendapkan pada lingkungan neritic dan berangsur-angsur menjadi laut dangkal dan pro-delta. Diendapkan selaras diatas Formasi Gumai pada Miosen Tengah – Miosen Akhir.

7. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim, terletak selaras di atas Formasi Air Bekanat, Litologinya terdiri dari batupasir, batulanau, batulempung, dan batubara. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah paparan delta – lagoon, berumur Miosen Akhir – Pliosen.

8. Formasi Kasai

Formasi Kasai, Litologi formasi ini terdiri dari interbeded tuffa, batupasir tuffaan, batulanau tuffaan, batulempung tuffaan, diendapkan pada lingkungan Fluviatil, selaras di atas Formasi Muara Enim. berumur Miosen Atas – Pliosen.

3. METODE

Penelitian ini dilakukan dengan serangkaian pengolahan data secara kualitatif dan kuantitatif. Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode deskriptif yang dilanjutkan dengan metode analisis. Metode deskriptif merupakan metode yang didasari pada observasi data yang dilakukan berdasarkan

landasan teori dari peneliti. Setelah dilakukan deskripsi dilanjutkan dengan tahap analisis yang akan memberikan pemahaman lebih, sehingga dapat dilakukannya interpretasi secara kualitatif terhadap data penelitian. Secara kuantitatif adalah menghitung parameter petrofisika difokuskan pada perhitungan kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air menggunakan analisis petrofisika deterministic. Adapun data (Tabel 1) dan analisis yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

Tabel 1. Ketersediaan Data

Sumur	CL-1	CL-2	CL-3
SCAL	-	V	-
RCAL	-	V	
Mudlog	-	V	V
DST	-	V	-
Well Header	V	V	V
Las Data	V	V	V
GR	V	V	V
SP	V	V	V
CALI	V	V	V
LLD	V	V	V
LLS	V	V	V
MSFL	V	V	V
NPHI	V	V	V
RHOB	V	V	V
PEF	V	V	V
DT	V	V	-

*keterangan: v = tersedianya data
- = tidak tersedianya data

- **Analisis Kualitatif**

Metode penelitian secara kualitatif dilakukan untuk penentuan litologi. Untuk mengetahui litologi batuan, umumnya digunakan log gamma ray, log spontaneous potential, log Photo-electric (PEF) dan log sonic. Dari respon log tersebut menunjukkan bahwa litologi Formasi Baturaja adalah batugamping. Analisis *sidewall core* dan mudlog juga merupakan acuan untuk mengidentifikasi litologi melalui deskripsi untuk mengoptimalkan kontribusi data batuan.

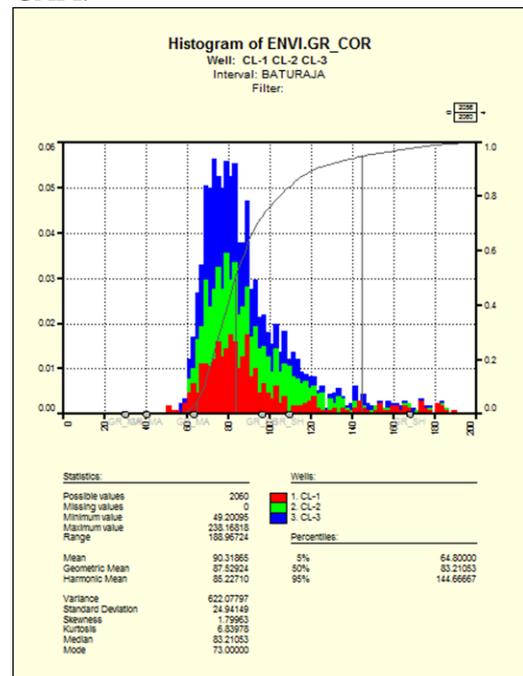
- **Analisis Kuantitatif**

Analisis kuantitatif mampu menghitung faktor-faktor yang mempengaruhi kapabilitas hidrokarbon dalam reservoir sebagai bentuk evaluasi formasi. Analisis ini dilakukan pada Formasi Baturaja yang dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti volume serpih, porositas, permeabilitas, dan saturasi air.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Volume Serpih (*V shale*)

Perhitungan kandungan serpih menggunakan log gamma ray minimum dan maksimum dengan metode linear. Dari semua sumur pada lapangan CCC, dilihat dari data histogram menunjukkan nilai gamma ray maksimal sebesar 144,6 GAPI dan gamma ray minimal sebesar 64,8 GAPI.



Gambar 2. Histogram GR pada semua sumur lapangan 'CCC'

Kemudian hasilnya dihitung secara matematis untuk mendapatkan nilai Volume Shale (V_{sh}) dengan menggunakan persamaan Linear karena litologi dari formasi BRF pada Lapangan CCC

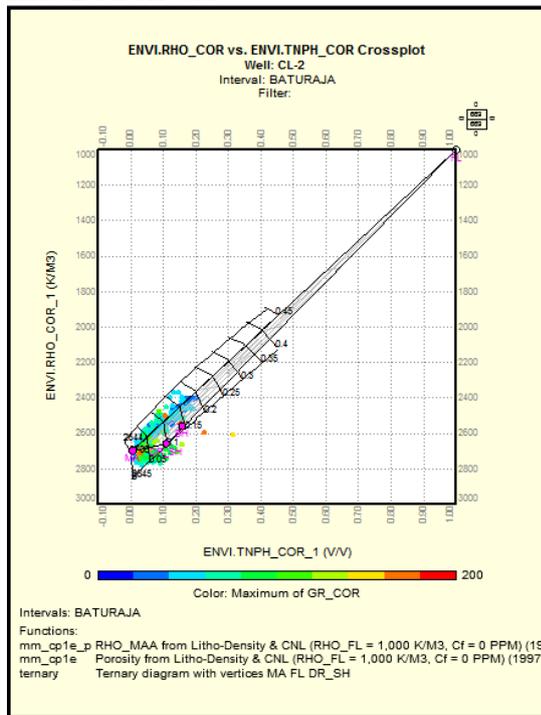
merupakan Batugamping sehingga dirasa cocok menggunakan persamaan Linear.

Tabel 2. Nilai Vshale pada lapangan “CCC” pada masing- masing sumur

Sumur	Formasi	V Shale rata-rata
CL-1	Baturaja	0,1527
CL-2		0,0358
CL-3		0,0337

4.2 Porositas

Porositas total dan porositas efektif ditentukan menggunakan log densitas dan neutron dengan dicari nilai porositas shale, wet shale dan dry shale dengan menggunakan crossplot Parameter Picking RHOB NPHI GR.



Gambar 3. Parameter Picking RHOB NPHI GR pada sumur CL-2

Kemudian setelah didapat nilai porositas ini lalu dikoreksi dengan nilai data core. Hasil yang didapat bahwa porositas Neutron-Density paling cocok dengan data core, dimana nilai regresi dari crossplot antara porositas core dengan porositas efektif Neutron-Density adalah 0.906.

Tabel 3. Nilai porositas efektif dan total pada masing- masing sumur

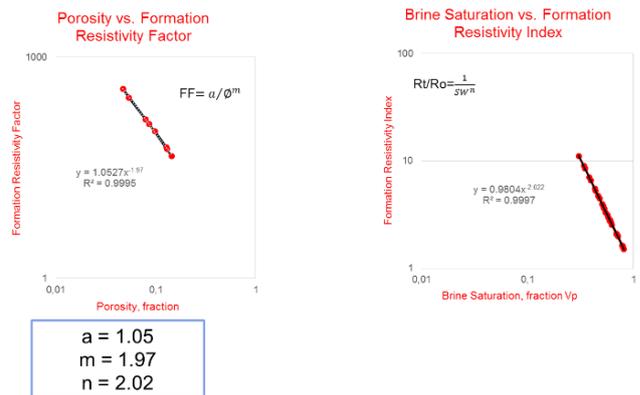
sumur	Porositas Efektif	klasifikasi Koesomadinata (1980)
CL-1	0.0341	Dapat diabaikan
CL-2	0.0525	Buruk
CL-3	0.0614	Buruk

sumur	Porositas Total	klasifikasi Koesomadinata (1980)
CL-1	0.0511	Dapat diabaikan
CL-2	0.0566	Buruk
CL-3	0.0682	Buruk

4.3 Saturasi Air (SW)

Pori pada reservoir terisi penuh dengan fluida. Fluida tersebut dapat berupa air, minyak bumi ataupun gas. Untuk mengetahui kejenuhan hidrokarbon (1-Sw) perlu dihitung saturasi air (Sw).

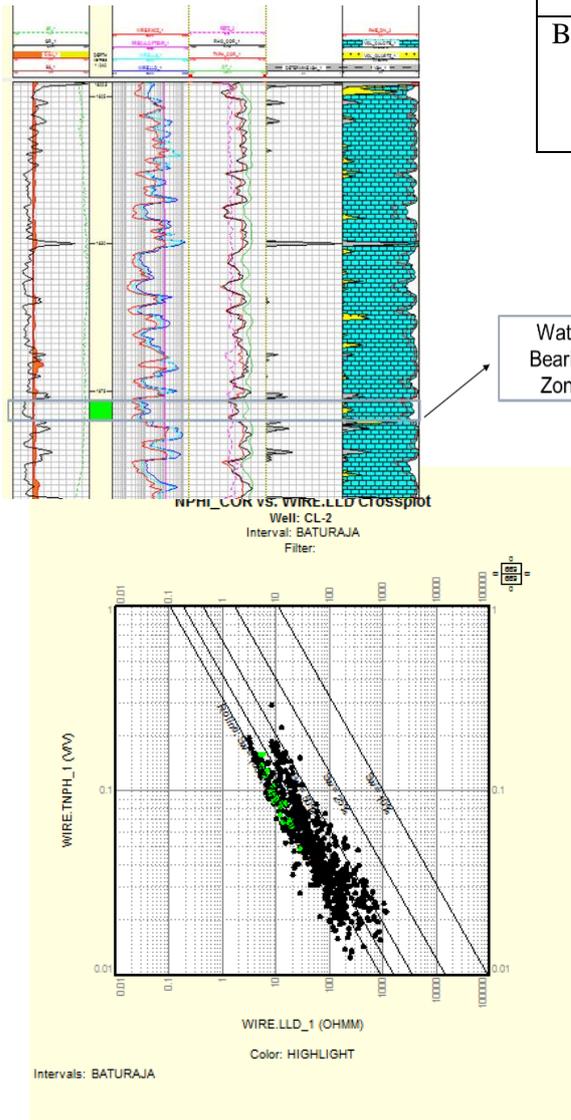
- Penentuan a, m, dan n



Gambar 4. Koefisien a, m dan n dari data SCAL pada sumur CL-2

Penentuan dari koefisien a, m dan n ini diperoleh dari data Special Core Analysis (SCAL), yang diperoleh dari data analisis batuan inti CL-2. Koefisien a dan m didapat dari hasil crossplot antara porositas core dengan faktor formasi. Sementara koefisien n didapat dari crossplot antara brine saturation dengan resistivitas formasi. Sehingga didapat nilai a 1,05, nilai m 1,97 dan nilai n 2,02. Sehingga dari nilai a, m, dan n yang didapat sesuai menggunakan persamaan Archie untuk menghitung saturasi air.

- Penentuan Resistivitas Air (Rw)
Nilai resistivitas air formasi didapatkan dengan menggunakan metode pickett plot. Penentuan Rw dilakukan dengan menggunakan log NPHI,RT,GR. Kemudian ditentukan titik yang merupakan lapisan pembawa air (water bearing zone) dan dari titik tersebut merupakan batas nilai saturasi air (Sw=1)



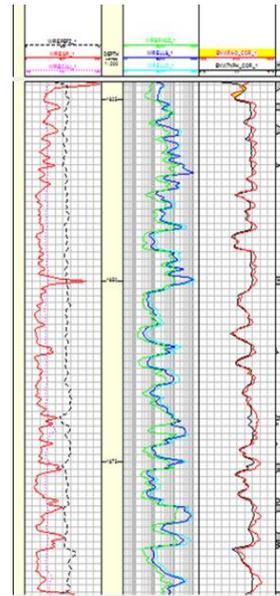
Gambar 5. Penentuan Rw dengan metode Pickett Plot pada sumur CL-2
Dari hasil pickett plott, didapat nilai resistivitas air (Rw) pada setiap sumur pada lapangan CCC yang dapat dilihat pada tabel 4.

- Penentuan Saturasi Air
Perhitungan nilai saturasi air menggunakan metode Archie karena litologi dari formasi

baturaja merupakan batugamping dan dari nilai koefisien a, m, dan n yang didapat menunjukkan kesesuaian dengan menggunakan persamaan Archie.

Tabel 4. Nilai Resistivitas Air (Rw) dari hasil analisis Pickett Plot pada Lapangan CCC

Formasi	Sumur	Nilai RW	Temperatur (°C)
Baturaja	CL-1	0.105	124
	CL-2	0.104	103
	CL-3	0.116	99



Gambar 6. Saturasi air dengan metode persamaan Archie pada sumur CL-2

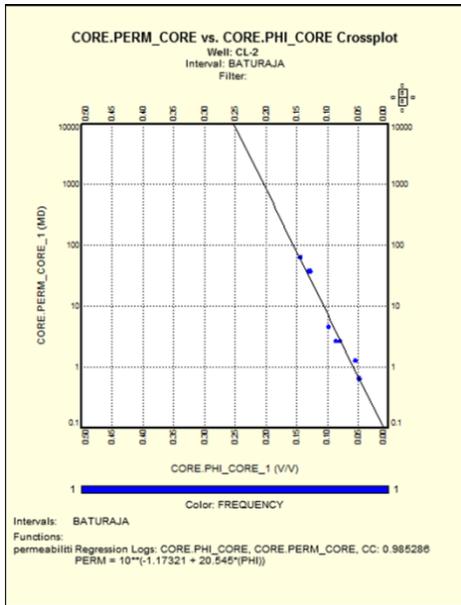
Tabel 5. Saturasi Air Efektif Lapangan CCC

sumur	Saturasi Air Efektif (Swe)
CL-1	0.9209
CL-2	0.7698
CL-3	0.9071

4.4 Permeabilitas (K)

Dalam penelitian ini perhitungan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan persamaan metode Multiple regression analysis adalah konsep perhitungan matematika dasar yang menggunakan variable terikat dengan variable bebas, dalam hal ini yang menjadi variable terikatnya yaitu permeabilitas core (cperm) dan variable bebas adalah log porositas (PHIE) serta porositas core (cpor), dengan tujuan mentransformasi nilai

permeabilitas core (cperm) menjadi log permeabilitas (k mra).



Gambar 6. Hasil regresi plot silang antara permeabilitas data rutin batuan inti dengan porositas efektif

Dari data-data tersebut dilakukan fungsi regresi, yang dilakukan regresi antara permeabilitas core (cperm) dan porositas core (cpor).

Dari hasil regresi diatas (gambar 6), didapat rumus permeabilitas untuk lapangan CCC:

$$K=10^{(-1.17321+20.545*(PHIE))}$$

Adapun nilai permeabilitas dari setiap sumur di lapangan CCC

Tabel 6. Permeabilitas Lapangan CCC

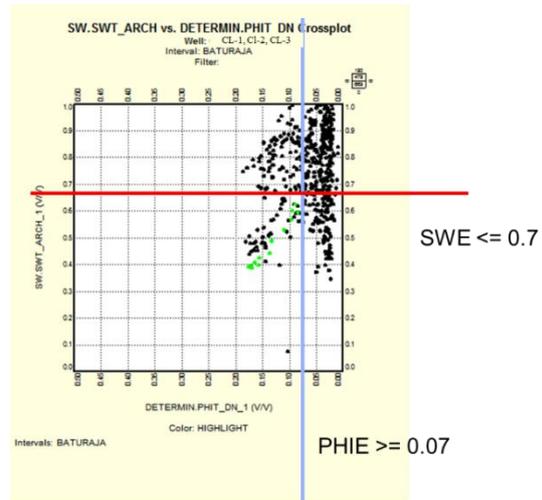
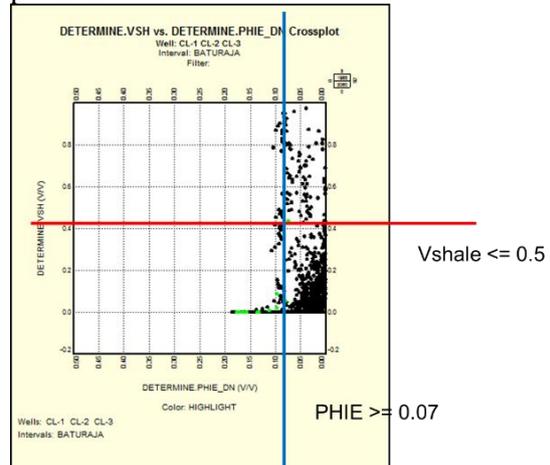
Sumur	Formasi	Permeabilitas rata-rata
CL-1	Baturaja	0,8022
CL-2		12,0377
CL-3		5,3733

4.5 Cut-off

Untuk membedakan yang mana yang menjadi batuan reservoir dan bukan, serta

mengetahui apakah reservoir tersebut berisi air atau hidrokarbon, maka perlu ditentukan sebuah batas nilai atau disebut juga cut off. Pada lapangan CCC, cut off volume shale ditentukan dengan menggunakan crossplot volume shale dan Porositas. Untuk cut off

porositas ditentukan dengan melakukan crossplot antara porositas dengan saturasi air diperoleh juga dari crossplot volume shale dan porositas. Dan untuk cut off saturasi air ditentukan dengan melakukan crossplot antara saturasi air dengan porositas.



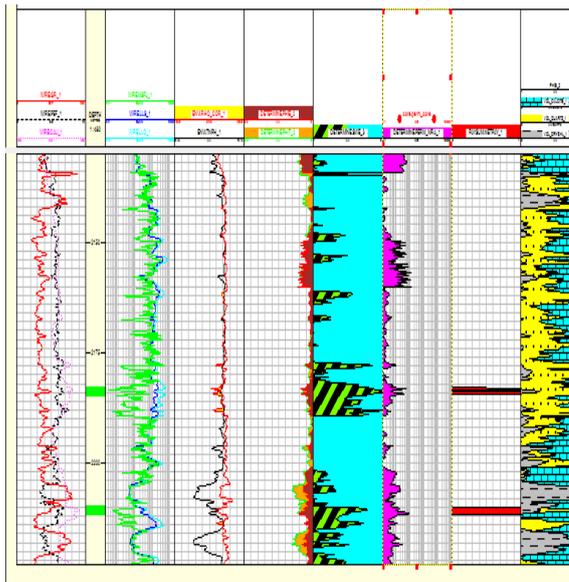
Gambar 7. Cut off Volume shale, Porositas dan Saturasi air Lapangan CCC

Tabel 7. Cut off Lapangan CCC

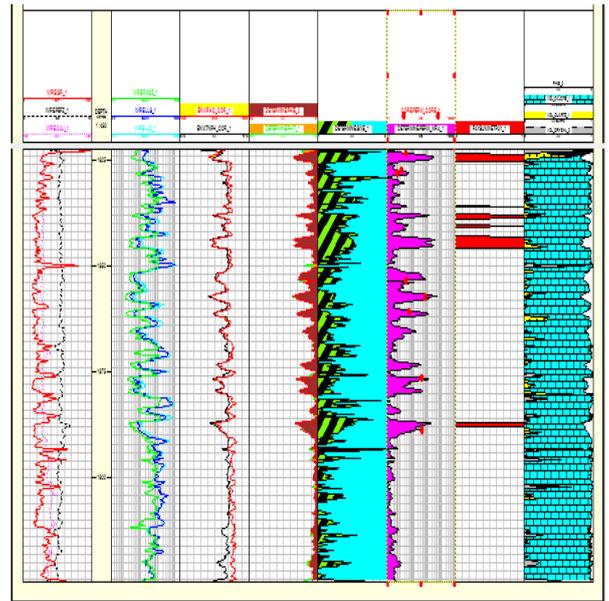
Cutoff	Log	Type	Value	Unit
Porositas	PHIE	>=	0.07	VV
Vshale	Vshale	<=	0.5	VV
SW	SWE	<=	0.7	VV

4.6 Evaluasi Petrofisika reservoir Formasi Baturaja pada Lapangan CCC

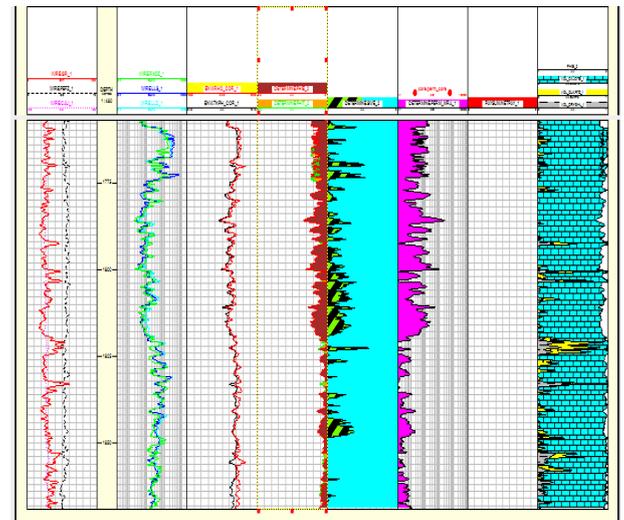
Nilai dari masing-masing cut off digunakan untuk penentuan net pay pada lapangan CCC. Dari analisis kuantitatif parameter petrofisika didapatkan zona netpay berada pada sumur "CL-2" dan "CL-1" pada Formasi Baturaja yang mempunyai kandungan serpih yang rendah, porositas yang baik, permeabilitas baik, dan saturasi air yang rendah sehingga mempunyai kualitas reservoir yang baik.



Gambar 8. Hasil perhitungan ketebalan netpay pada sumur "CL-1" Formasi Baturaja. Zona lapisan berwarna merah merupakan ketebalan reservoir yang sebenarnya



Gambar 9. Hasil perhitungan ketebalan netpay pada sumur "CL-2" Formasi Baturaja. Zona lapisan berwarna merah merupakan ketebalan reservoir yang sebenarnya



Gambar 10. Tidak ada zona netpay pada sumur "CL-3" Formasi Baturaja.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan pada Formasi Baturaja di Lapangan "CCC" dengan menggunakan metoda Petrofisika diperoleh beberapa kesimpulan diantaranya adalah :

1. Secara kualitatif pada lapangan CCC formasi baturaja menunjukkan litologi batugamping.
2. Analisis petrofisika secara kuantitatif didapat nilai properti reservoir melalui perhitungan sifat-sifat fisik (petrofisika) didapatkan nilai rata rata properti petrofisik pada Sumur "CL-1" Vsh : 0,1527 ; Φ_e : 0,0341 ; Sw : 0,9209 ; K : 0,8022 mD, Sumur CL-2 Vsh : 0,0358 ; Φ_e : 0,0525 ; Sw: 0.7698 ; K : 12,0377 mD ; Sumur CL-3 Vsh : 0,0629 ; Φ_e : 0,0614 ; Sw : 0.9071 ; K: 5,3733 mD
3. Dari analisis petrofisika batuan reservoir maka didapatkan pada lapangan "CCC" nilai *cut off* volume shale 50%, *cut off* porositas 7%, dan *cut off* saturasi air 70%.
4. Zona netpay berada pada sumur "CL-2" dan "CL-1" yang mempunyai kandungan serpih yang rendah, porositas yang baik, permeabilitas baik, dan saturasi air yang rendah sehingga mempunyai kualitas reservoir yang baik.

UCAPAN TERIMAKASIH

Puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa yang mengizinkan penulis menyelesaikan penelitian ini. Terima kasih kepada Pertamina Hulu Energi yang telah memfasilitasi dalam pelaksanaan penelitian dan memberikan izin untuk mempublikasikan penelitian ini.

Terimakasih kepada kedua orang tua dan keluarga penulis yang selalu setia mendukung dalam keadaan apapun. Terimakasih kepada dosen Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran yang telah membimbing dalam penyelesaian penelitian ini dan kepada keluarga Himpunan Mahasiswa Geologi (HMG) yang telah memberikan semangat dalam penyelesaian penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, George B. 1976. Basic Well Log Analysis for Geologist. Edisi ke-2. American Association of Petroleum Geologist. Oklahoma.
- Darman, Herman. 2007. Simplified tectonic map of Sumatra Island, Indonesia http://en.wikibooks.org/wiki/File:Sumatra_map.jpg diakses pada 28 Maret 2017)
- Ginger, David dan Kevin Fielding. 2005. The Petroleum Systems And Future Potential Of The South Sumatra Basin : Indonesian Petroleum Association, Proceedings of the 33th Annual Convention: IPA05-G-039. Jakarta
- Harsono, A. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi 8. Schlumberger Oilfield Service, Jakarta.
- Koesomadinata, R. P. 1980. Geologi Minyak dan Gas Bumi, Jilid 1 dan 2. Institut Teknologi Bandung: Bandung.