

**KARAKTERISASI RESERVOIR HIDROKARBON PADA LAPANGAN “GHAZIAN”,
FORMASI TALANG AKAR BAGIAN BAWAH, CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN, BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA**

La Ode Ghazian Brilliant Hadi^{1*}, Edy Sunardi¹, Yusi Firmansyah¹, Andri Praptono²

¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran

²KST, Unpad

*Korespondensi: brilly.white@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan “Ghazian” terletak di Cekungan Sumatra Selatan dan berlokasi di arah Barat Laut dari Kota Jambi. Penelitian ini berfokus pada reservoir Formasi Talang Akar Bagian Bawah. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui fasies dan lingkungan pengendapan, mengetahui properti batuan reservoir, serta mengetahui hubungan antara fasies dengan properti batuan reservoir. Penelitian ini dilakukan pada 6 sumur dengan menggunakan data well log, data batuan inti, dan data SCAL. Berdasarkan hasil analisis, terdapat 4 fasies yang berkembang di daerah penelitian, yaitu SH (Blocky Shalestone), SFM (Shalestone to fine - medium sandstone), MVC (Medium to very coarse sandstone), dan SVFM (Shalestone to very fine-medium sandstone). Hasil analisis dan korelasi fasies menunjukkan bahwa keempat fasies yang teramati berasosiasi dengan endapan channel, point bar, creavesse splay, dan floodplain dengan lingkungan pengendapan fluvial. Adapun, berdasarkan evaluasi nilai petrofisika pada Lapangan “Ghazian” didapatkan hasil bahwa asosiasi fasies channel memiliki nilai rata-rata volume shale yang paling rendah diantara fasies lain yaitu dengan rentang 7-16,9%. Disamping itu, porositas, saturasi air, dan permeabilitas paling baik di antara seluruh fasies juga ditunjukkan oleh fasies yang sama yang memiliki rentang nilai porositas 14-18%, SW sebesar 46-100% serta nilai permeabilitas sebesar 12-58,47 mD.

Kata Kunci : Log Sumur, Fasies, Petrofisika, Formasi Talang Akar

ABSTRACT

"Ghazian" Field is located in the South Sumatra Basin and is located in the Northwest direction of Jambi City. This research focuses on the reservoir of the Lower Talang Akar Formation. The purpose of this study is to determine the facies and depositional environment, know the properties of reservoir rocks, and find out the relationship between facies and reservoir rock properties. This study was conducted on 6 wells using well log data, core data, and SCAL data. Based on the results of the analysis, there are 4 facies that develop in the research area, namely SH (Blocky Shalestone), SFM (Shalestone to fine - medium sandstone), MVC (Medium to very coarse sandstone), and SVFM (Shalestone to very fine-medium sandstone). The results of facies analysis and correlation showed that the four facies observed were associated with channel deposits, point bars, creavesse splay, and floodplain with fluvial deposition environments. Meanwhile, based on the evaluation of petrophysical values in the "Ghazian" Field, it was found that the channel facies association had the lowest average shale volume value among other facies, with a range of 7-16.9%. In addition, the best porosity, water saturation, and permeability among all facies are also shown by the same facies which has a porosity value range of 14-18%, SW of 46-100% and permeability value of 12-58.47 mD.

Keywords : Well Log, Litofacies, Elektrofacies, Petrophysics

PENDAHULUAN

Minyak dan Gas Bumi menjadi sumber energi yang masih paling dibutuhkan hingga saat ini. Kehidupan manusia. Indonesia sendiri diperkirakan memiliki kurang lebih 60 cekungan hidrokarbon yang potensial dan hanya beberapa cekungan yang sudah berproduksi (Dirjen Migas, 2008). Cekungan Sumatera Selatan salah satu cekungan sedimen Tersier di Indonesia yang telah terbukti memiliki potensi minyak dan gas bumi yang telah memproduksi lebih dari 1,5 M barel minyak dan gas bumi (Ryacudu, 2005). Formasi Talang Akar diperkirakan memberikan kontribusi 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Oleh karena itu, penelitian ini melalui analisis petrofisika, fasies beserta elektrofasis pada interval reservoir Formasi Talang Akar Bagian Bawah berdasarkan data *wireline log* dan data litologi untuk mengetahui lingkungan pengendapan dan karakteristik batuan reservoir secara kualitatif dan kuantitatif sebelum dilakukannya proses produksi dan pengembangan lapangan.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 1**) merupakan cekungan busur belakang (*Back Arc Basin*) yang terbentuk dari hasil kegiatan tektonik yang berkaitan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak dengan orientasi utara hingga timurlaut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Cekungan ini terdiri dari sedimen berumur Tersier dengan bentuk asimetris yang berarah barat laut-tenggara yang dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya Paparan Sunda yang berada di sebelah timur laut. Adapun luas dari cekungan ini diperkirakan sekitar 117.000 km² (De Coster, 1974).

Tektonik Regional

Ginger dan Fielding (2005) (**Gambar 2**) berpendapat mengenai sejarah dari Cekungan Sumatera Selatan yang dibagi menjadi megasekuen tektonik yaitu.

- a. Fase *Syn-Rift Megasequence* (c. 40 - c. 29 Ma)

Dimana sebagai hasil dari subduksi di sepanjang parit Sumatra Barat, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi sasaran dari kegiatan ekstensional utama dari waktu *Eocene* ke awal *Oligocene*. Ekstensi ini mengakibatkan membukanya sejumlah *half-grabens* dimana geometri dan orientasi dipengaruhi oleh keheterogenan *basement*.

- b. Fase *Post-Rift Megasequence* (c. 29 - c. 5 Ma),

Pada fase ini terjadi penurunan dan relatif permukaan laut menghasilkan transgresi yg lama dari cekungan yang mencapai taraf maksimum sekitar 16 Ma yang lalu dengan banjir yang hampir diseluruh cekungan. Perlambatan penurunan dan peningkatan endapan ke dalam cekungan dari 16 Ma sampai 5 Ma menghasilkan regresi.

- c. Fase *Syn-Orogenic/Inversion Megasequence* (c. 5 Ma - Sekarang)

Sumatera Selatan mengalami proses meluasnya orogenesis yang membentang sepanjang Bukit Barisan. Proses orogenesis terjadi pada 5 Ma hingga resen. walaupun terdapat beberapa bukti pengangkatan lokal selama awal 10 Ma (Chalik dkk, 2004).

Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan tersusun atas Batuan Dasar, Formasi Lahat dan Lemat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai

dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya (Ginger & Fielding., 2005 dalam Schneider et al., 2011). (**Gambar 3**).

Petroleum system Cekungan Sumatera Selatan

Batuan induk pada Cekungan Sumatera Tengah berasal dari Formasi Benakat dan batuan induk batubara terrestrial serta *shaly coal* di Formasi Talang Akar. Batuan reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan terdapat pada Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Terdapat tiga jenis jebakan yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan yaitu jebakan stratigrafi, jebakan struktur, dan jebakan kombinasi antara stratigrafi dan struktur (De Coster, 1974). Batuan tudung pada Cekungan Sumatera Selatan didominasi oleh lapisan yang cukup tebal terletak diatas batuan reservoir dan berupa lapisan *shale* pada Formasi Talang Akar adalah Formasi *Upper Talang Akar* (Pendopo *Shale Member*) dan *shale* Formasi Gumai yang diendapkan pada lingkungan marine.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan adalah analisis kualitatif dan kuantitatif berdasarkan data log sumur, data batuan inti, dan data pendukung lainnya pada 6 sumur penelitian. Analisis kualitatif dilakukan agar dapat menentukan fasies dan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian berdasarkan data *mudlog* dan analisis elektrofases. Sedangkan analisis kuantitatif dilakukan untuk perhitungan parameter-parameter petrofisika yang meliputi kandungan serpih, porositas, saturasi air, dan permeabilitas. Setelah beberapa nilai parameter petrofisika didapatkan seperti, maka dapat ditentukan nilai *cut off* untuk mendapatkan hasil *net pay* dan *reservoir summary*. Hasil analisis kualitatif dan kuantitatif diintegrasikan untuk mengetahui karakteristik reservoir potensi hidrokarbon.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Fasies

a. Litofasies dan Elektrofases

Analisis litofasies dilakukan menggunakan data *mudlog*. Data *mudlog* tersebut tersedia pada sumur BR-7 dan BR-16 yang dijadikan referensi untuk sumur lainnya. Berdasarkan deskripsi pada *Mudlog* dan dikalibrasikan dengan pendekatan elektrofases dari bentuk kurva *gamma ray log* pada sumur BR-7 (**Gambar 4**) dan BR-16 (**Gambar 5**), dapat diinterpretasikan fasies yang berkembang pada Lapangan "Ghazian" yaitu:

- Fasies SVFM (*Shalestone to Very Fine – Medium Grain Sandstone*)

Fasies tersebut memiliki karakteristik litologi berupa batuserpih - batupasir sangat halus - sedang, membundar tanggung hingga menyudut tanggung, sortasi buruk, porositas baik, dan tingkat kekerasan batuan keras hingga sangat keras. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *bell* (Kendall, 2003).

- Fasies SFM (*Shalestone to Fine - Medium Grain Sandstone*)

Fasies tersebut memiliki karakteristik litologi berupa karakteristik litologi berupa batu serpih dan batu batupasir halus hingga sedang, membundar tanggung-menyudut tanggung, terpilah sedang, kekerasan batuan keras hingga sangat keras. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *bell* dan *funnel* (Kendall, 2003).

- Fasies SM (*Shalestone to Medium Grain Sandstone*)

Fasies tersebut memiliki karakteristik litologi berupa batupasir sedang hingga kasar, membundar tanggung hingga menyudut tanggung, sortasi buruk, porositas baik, dan tingkat kekerasan batuan keras hingga sangat keras, Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *bell* (Kendall, 2003).

- Fasies SMC (*Shalestone to Fine – Medium Grain Sandstone*)
Fasies tersebut memiliki karakteristik litologi berupa batuserpih - batupasir sedang hingga kasar, membundar tanggung - menyudut tanggung, terpilah buruk porositas baik, dan tingkat kekerasan batuan lunak. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *bell* (Kendall, 2003).
- Fasies MVC (*Medium to Very Coarse Sandstone*)
Fasies tersebut memiliki karakteristik litologi berupa batupasir sedang hingga sangat kasar, membundar tanggung hingga menyudut tanggung, sortasi buruk, porositas baik, dan tingkat kekerasan batuan lunak. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *Cylindrical* (Kendall, 2003).
- Fasies SH (*Blocky Shalestone*)
Fasies tersebut memiliki karakteristik litologi berupa batuserpih dengan kekerasan sedang hingga keras, tekstur *blocky* – serpihan. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *serrated* (Kendall, 2003).

b. Korelasi fasies

Korelasi fasies yang didukung oleh data elektrofases dilakukan dengan menghubungkan pola kemiripan elektrofases pada setiap fasies yang berkembang pada daerah penelitian. Penarikan korelasi dilakukan berdasarkan penyebaran sumur yang ada di daerah penelitian. Lintasan korelasi yang dibuat merupakan *strike section* yang memiliki orientasi Barat Laut – Tenggara – Selatan. (Gambar 6).

Lingkungan Pengendapan

Lingkungan pengendapan Formasi Talang Akar Bagian Bawah secara regional pada Anggota Gritsan, dan memiliki reservoir berupa *fluvial sandstone* (Barber dkk., 2005). Interpretasi lingkungan pengendapan pada lapangan “Ghazian” dilakukan berdasarkan pola log *gamma ray* dan litologi penyusun, adapun fasies pengendapan yang berkembang pada

lapangan “Ghazian” adalah sebagai berikut:

- Asosiasi Fasies *Channel*
Fasies ini ditemukan pada setiap sumur lapangan “Ghazian” yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *cylindrical* (Kendall, 2003) dan litologi berupa blok-blok batupasir.
- Asosiasi Fasies *Point Bar*
Fasies ini ditemukan pada setiap sumur lapangan “Ghazian” yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *bell* dan litologi berupa batupasir menghalus keatas menuju serpih.
- Asosiasi Fasies *Creavesse Splay*
Fasies ini ditemukan pada sumur BR-2 dan BR-14 pada lapangan “Ghazian” yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *funnel* dan litologi berupa batupasir mengkasar keatas.
- Asosiasi Fasies *Floodplain*
Fasies *floodplain* ditemukan pada setiap sumur lapangan “Ghazian” yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *serrated* dan litologi berupa blok-blok serpih.

Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan pada 2 zona reservoir penelitian. Pembagian zona tersebut berdasarkan oleh keterbatasan data korealsi fasies pada pembahasan sebelumnya. perhitungan terhadap parameter kandungan serpih, porositas efektif dan porositas total, saturasi air, serta permeabilitas.

a. Pre-Kalkulasi

Pre-kalkulasi dilakukan dengan memasukan beberapa data *header log* dan log temperatur pada 2 titik kedalaman (*Surface temperature* dan *bottom hole temperature*). di sumur penelitian. Data *Bottom Hole Temperature* (BHT) tersebut dikoreksi dengan menyesuaikan data BHT dari keenam sumur dengan persamaan linear agar *Bottom Hole Temperature* dari setiap sumur agar mendapatkan hasil

peningkatan suhu yang konsisten (Gambar 7).

b. Normalisasi Log Gamma Ray

Normalisasi *log gamma ray* dilakukan mengoreksi kekeliruan dan menghilangkan perbedaan nilai dari *log gamma ray* pada setiap sumur yang diukur dengan cara koreksi variabilitas dari distribusi data *log gamma ray* pada seluruh sumur berdasarkan sumur referensi yang memiliki nilai *log gamma ray shale* relatif sama pada interval formasi tertentu. Sumur referensi ada lapangan “Ghazian” untuk menormalisasi *log gamma ray* adalah sumur BR-5 dan BR-7 dengan nilai *log gamma ray shale* sekitar 170 – 175 GAPI (Gambar 8).

c. Kandungan Serpih

Perhitungan kandungan serpih atau volume *shale* dilakukan dengan menggunakan metode Linear dengan menghitung nilai dari indeks *gamma ray* maksimum (GR Max) dan *gamma ray* minimum (GR Min).

Tabel 1. Nilai Rata-rata Kandungan Serpih (Zona 1 dan 2)

SUMUR	RESERVOIR	VSH	SUMUR	RESERVOIR	VSH
BR-1	A	31%	BR-1	D	23%
	B	12%		E	15%
	C	13%		F	8%
BR-2	A	13%	BR-2	D	12%
	B	12%		E	12%
	C	23%	BR-5	D	34%
BR-5	A	17%		E	20%
	B	21%		F	20%
	C	16%		G	18%
BR-7	A	13%		H	26%
	B	20%	BR-7	D	25%
	C	12%		E	19%
BR-14	A	9%		F	15%
	B	20%	BR-14	D	27%
	C	19%		E	18%
BR-16	A	13%	BR-16	D	15%
	B	18%		E	16%
	C	12%		F	14%

d. Porositas

Perhitungan porositas dilakukan dengan metode neutron – densitas dari persamaan Bateman-Konen. Parameter perhitungan yang digunakan dalam persamaan Bateman-Konen didapatkan melalui diagram *ternary crossplot NPHI vs RHOB* yang berdasarkan Crain (1982). Nilai

porositas yang didapatkan diklasifikasikan berdasarkan Koesoemadinata (1978).

Tabel 2. Nilai Rata-rata Porositas (Zona 1 dan 2)

SUMUR	RESERVOIR	PHIE	KLASIFIKASI KOESOEMADINATA (1978)
BR-1	A	0.15	BAIK
	B	0.18	BAIK
	C	0.17	BAIK
BR-2	A	0.17	BAIK
	B	0.15	BAIK
	C	0.14	CUKUP
BR-5	A	0.14	CUKUP
	B	0.14	CUKUP
	C	0.15	BAIK
BR-7	A	0.17	BAIK
	B	0.14	CUKUP
	C	0.15	BAIK
BR-14	A	0.17	BAIK
	B	0.15	BAIK
	C	0.16	BAIK
BR-16	A	0.16	BAIK
	B	0.14	CUKUP
	C	0.17	BAIK
SUMUR	RESERVOIR	PHIE	KLASIFIKASI KOESOEMADINATA (1978)
BR-1	D	19%	BAIK
	E	17%	BAIK
	F	17%	BAIK
BR-2	D	16%	BAIK
	E	15%	BAIK
BR-5	D	16%	BAIK
	E	18%	BAIK
	F	16%	BAIK
	G	16%	BAIK
	H	14%	CUKUP
BR-7	D	15%	BAIK
	E	16%	BAIK
	F	17%	BAIK
BR-14	D	15%	BAIK
	E	13%	CUKUP
BR-16	D	18%	BAIK
	E	15%	BAIK
	F	13%	CUKUP

e. Saturasi Air

Perhitungan saturasi air dilakukan Metode Persamaan Indonesia (Poupon-Levaux, 1971) yang diaplikasikan pada reservoir yang memiliki litologi *shaly sand* dan memiliki salinitas air yang rendah. Penentuan salinitas air formasi berdasarkan pada nilai resistivitas air formasi (R_w) dan temperature formasi (FTemp) dengan menggunakan *plot Rw-Temperature-NaCl* (Schlumberger, 2009). Sumur referensi yang digunakan dalam perhitungan salinitas air formasi terdapat pada sumur BR-7 dan BR-16 yang dapat divalidasi melalui *completion log*, pada

sumur BR-7 didapatkan nilai $R_w = 0.38$ dan nilai temperatur sebesar 164 DEGF dan sumur BR-16 didapatkan nilai $R_w = 0.35$ dan nilai dengan temperatur sebesar 181 DEGF. Kedua sumur tersebut mendapatkan hasil salinitas air formasi sebesar 7000 ppm NaCl.

Tabel 3. Nilai Rata-rata Saturasi Air

SUMUR	RESERVOIR	SW	SUMUR	RESERVOIR	SW
BR-1	A	64%	BR-1	D	92%
	B	47%		E	68%
	C	55%		F	67%
BR-2	A	100%	BR-2	D	100%
	B	100%		E	100%
	C	100%		D	83%
BR-5	A	78%	BR-5	E	68%
	B	77%		F	74%
	C	73%		G	92%
BR-7	A	71%		H	89%
	B	75%	BR-7	D	94%
	C	78%		E	84%
BR-14	A	83%		F	82%
	B	73%	BR-14	D	80%
	C	61%		E	91%
BR-16	A	53%	BR-16	D	54%
	B	67%		E	66%
	C	55%		F	74%

f. Permeabilitas

Perhitungan permeabilitas pada penelitian ini menggunakan RCA - Core Porosity-Permeability Transform Regression. Penggunaan metode ini dilakukan dengan cara menarik garis regresi antara nilai *core* porositas dengan nilai *core* permeabilitas dan evaluasi nilai PHIE. Nilai permeabilitas yang didapatkan diklasifikasikan berdasarkan Koesoemadinata (1978).

Tabel 4. Nilai Rata-rata Permeabilitas (Zona 1 dan 2)

SUMUR	RESERVOIR	PERMEABILITAS	KLASIFIKASI KOESOEMADINATA (1978)
BR-1	A	36.82	BAIK
	B	53.04	BAIK
	C	55.97	BAIK
BR-2	A	30.37	BAIK
	B	23.5	BAIK
	C	8.98	CUKUP
BR-5	A	13.91	BAIK
	B	9.04	CUKUP
	C	25.8	BAIK
BR-7	A	48.96	BAIK
	B	11.49	BAIK
	C	32.49	BAIK
BR-14	A	46.9	BAIK
	B	20.27	BAIK
	C	29.84	BAIK
BR-16	A	29.62	BAIK
	B	12.6	BAIK
	C	47.83	BAIK

SUMUR	RESERVOIR	PERMEABILITAS	KLASIFIKASI KOESOEMADINATA (1978)
BR-1	D	125.15	BAIK
	E	36.63	BAIK
	F	35.29	BAIK
BR-2	D	27.04	BAIK
	E	17.04	BAIK
BR-5	D	30.39	BAIK
	E	46.92	BAIK
	F	26.34	BAIK
	G	19.74	BAIK
	H	13.72	CUKUP
BR-7	D	13.36	BAIK
	E	26.31	BAIK
	F	39.99	BAIK
BR-14	D	16.91	BAIK
	E	9.63	CUKUP
BR-16	D	61.09	BAIK
	E	25.35	BAIK
	F	8.12	CUKUP

g. Cut Off

Nilai *cut off* pada lapangan “Ghazian” (**Gambar 9**) menghasilkan nilai *cut-off* $V_{shale} = \leq 0.7$ (V/V), $PHIE = \geq 0.1$ (V/V), $SW \leq 0.75$ (V/V) dan permeabilitas $= \geq 0,1$ (mD).

h. Lumping

Lumping dilakukan untuk mendapatkan nilai zona *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay* pada setiap sumur penelitian. (**Tabel 5**). Hasil *lumping* tersebut kemudian di hubungkan dengan fasies yang berkembang pada daerah penelitian (**Tabel 6**).

i. Kontak Fluida

Kontak fluida ditentukan dengan batas kontak yang jelas dari zona air dan zona hidrokarbon (minyak atau gas) atau jika tidak terdapat kontak yang jelas maka dapat diinterpretasi dengan metode *halfway* berdasarkan ODT (*Oil Down To*) atau ditemukannya *oil* pada reservoir terdalam (TVDSS M) dan WUT (*Water Up To*) atau ditemukannya air formasi pada reservoir teratas (TVDSS M) (**Gambar 10**).

Tabel 7. Batas Oil Water Contact (Zona 1 dan 2)

ZONA	RES	ODT	WUT	OWC	OWC DEPTH	KET
1	A	946	953	OWC-1	949.5	ODT-1 @ Sumur BR-14 ; WUT-1 @ Sumur BR-2, OWC menggunakan Halfway
	B	958	964	OWC-2	961	ODT-2 @ Sumur BR-7 ; WUT-2 @ Sumur BR-2, OWC menggunakan Halfway
	C	-	-	OWC-3	963	OWC teramati dengan jelas pada Sumur BR-7

ZONA	RES	ODT	WUT	OWC	OWC DEPTH	KET
2	D'	971	976	OWC 4	973.5	ODT-1 @ Sumur BR-14 ; WUT-1 @ Sumur BR-7, Reservoir tidak menerus ke seluruh sumur. OWC menggunakan Halfway
	E'	-	-	OWC-E'	981	OWC teramati dengan jelas pada Sumur BR-14 dan reservoir tidak menerus ke seluruh sumur
	D	976	994	OWC-5	985	ODT-2 @ Sumur BR-16 ; WUT-2 @ Sumur BR-7, OWC menggunakan Halfway
	E	981	1009	OWC-3	995	ODT-3 @ Sumur BR-16 ; WUT-3 @ Sumur BR-7, OWC menggunakan Halfway
	F	995	1,000	OWC-4	997.5	ODT-4 @ Sumur BR-16 ; WUT-4 @ Sumur BR-5, OWC menggunakan Halfway

Zona Potensi Hidrokarbon

Hasil evaluasi fasies dan perhitungan petrofisika di Lapangan "Ghazian" menunjukkan bahwa reservoir hidrokarbon berkembang pada asosiasi fasies *channel*, *point bar*, dan *creavesse splay*. Adapun potensi reservoir hidrokarbon terbaik berdasarkan nilai rata-rata parameter petrofisika terdapat pada asosiasi fasies *channel* pada sumur BR-1, BR-5, BR-7, BR- 14, dan BR-16 dengan rata-rata nilai kandungan serpih berkisar antara 7-16,9%, nilai porositas berkisar antara 14-19% menunjukkan kualitas yang baik menurut klasifikasi kualitas porositas oleh Koesoemadinata (1978), nilai saturasi air berkisar antara 43-88%, dan nilai permeabilitas berkisar antara 12,12-58,47 mD menunjukkan kualitas yang cukup - baik menurut klasifikasi kualitas porositas oleh Koesoemadinata (1978). Asosiasi fasies *Channel* juga memiliki *net pay* yang paling tebal diantara fasies lainnya.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang sudah dilakukan di Lapangan "Ghazian", maka dapat disimpulkan bahwa:

- Berdasarkan hasil analisis dan korelasi fasies, terdapat 6 fasies yang berkembang di daerah penelitian, yaitu: MVC (*Medium to very coarse sandstone*), SH (*Blocky Shalestone*), SFM (*Shalestone to fine - medium sandstone*), SM (*Shalestone to medium sandstone*), SMC (*Shalestone to medium - coarse sandstone*) SVFM

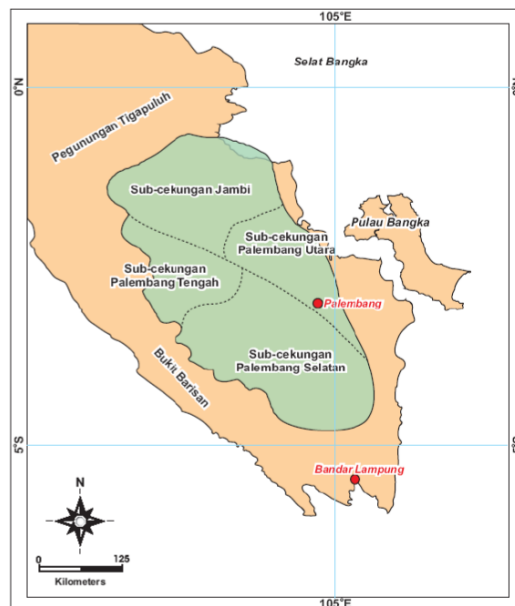
(*Shalestone to very fine-medium sandstone*), fasies tersebut berasosiasi dengan endapan *Channel*, *Floodplain*, *Creavesse Splay*, dan *Point bar*.

- Berdasarkan hasil *reservoir summary*, nilai properti reservoir penelitian pada lapangan "Ghazian" menunjukkan hasil sebagai berikut: Rata-rata *vshale* memiliki rentang nilai 8-29%. Rata-rata porositas efektif memiliki rentang nilai 13-19% atau tergolong "cukup" hingga "baik" berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978). Rata rata saturasi air memiliki rentang nilai mulai dari 47-100%. Rata rata permeabilitas memiliki rentang nilai 5.44-125.15 mD atau tergolong "cukup" hingga "baik sekali" berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978).
- Berdasarkan evaluasi fasies dan nilai petrofisika pada Lapangan "Ghazian" didapatkan hasil bahwa fasies MVC (*Medium to very coarse sandstone*) yang berasosiasi dengan endapan *channel* memiliki nilai properti reservoir hidrokarbon relatif lebih baik dibandingkan dengan fasies yang lain.

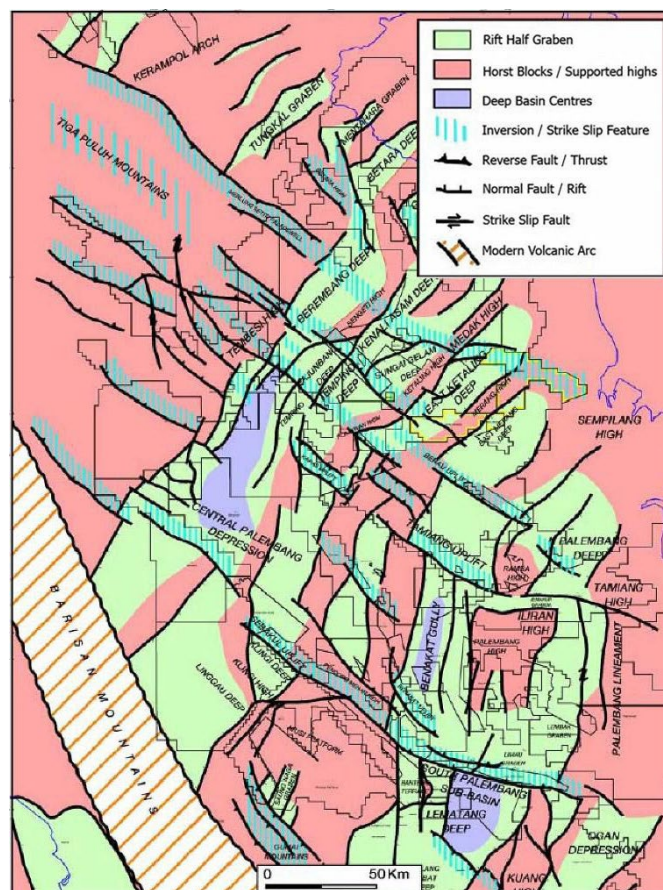
DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. B. (1982). *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Oklahoma.
- Barber, A. J., Crow, M. J., & Milsom, J. S. (2005). *Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution*.
- Bishop, M. G. (2001). *South sumatra basin province, indonesia: the lahat/talang akar-cenozoic total petroleum system*. Denver, Colorado, USA: US Geological Survey.
- Boggs, S. (2014). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. New Jersey: Pearson Education.
- Camyra, F. (2022). *Analisis Elektrofases dan Petrofisika Reservoir Sandstone Pada Lapangan CMY Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan*. Jatinangor:

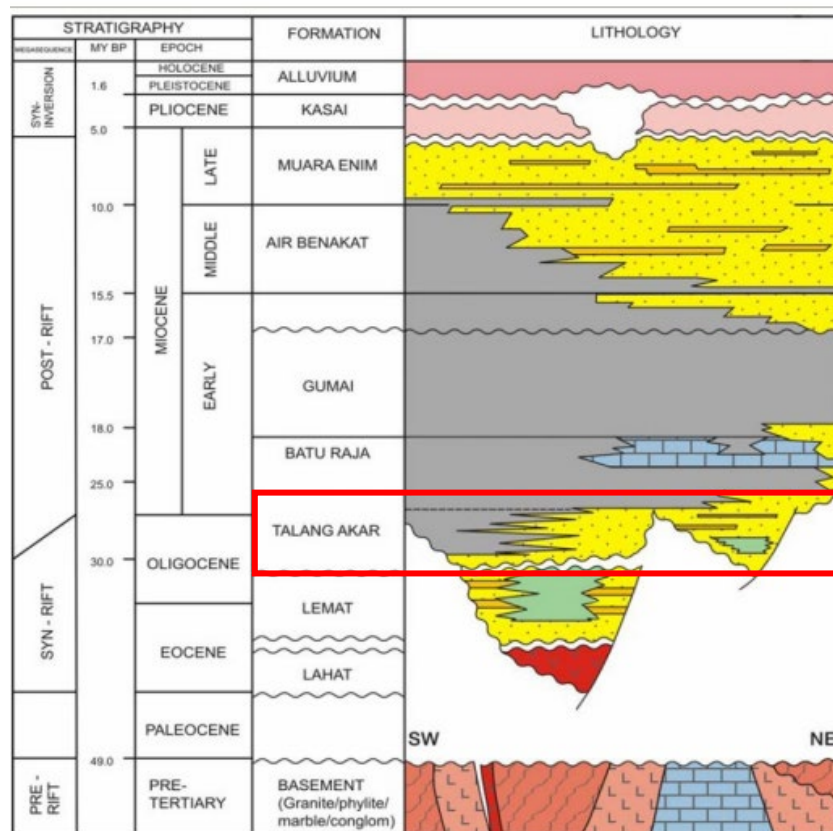
- Universitas Padjadjaran
(SKRIPSI).
- De Coster, G. (1974). *The Geology of The Central and South Sumatra Basins. Indonesian Petroleum Association, (pp. 77-110).* Jakarta.
- Galloway. W. E., & Hobday. D. K (1983). *Terrigenous Clastic Depositional Systems.* Berlin Heidelberg : Springer-Verlag.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Petrofisika: Edisi Revisi - 8.* Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- Kendall, C., & Pomar, L. (2003). *System Tract Bounding Surfaces, Lithofacies, Geometric Hierarchies and Stacking Patterns: Keys To Shallow Watercarbonate Interpretation.* AAPG Bulletin.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi.* Bandung: ITB.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy second edition.* United Kingdom: Blackwell Publishing.
- Pulonggono dkk. (1992): *Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems at A Framework of The South Sumatra Basin.* Study of SAR-MAPS; Jakarta, Indonesia Petroleum Association.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition.* Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Selley. R.C. (2000). *Applied Sedimentology.* San Diego: Academic Press.
- Stratigrafi, K. S. (1996). *Sandi Stratigrafi Indonesia (R. D. Putrohari, Ed.).* Jakarta: Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- Torrado, et. al. (2020). *Integrated seismic and well-log analysis for the exploration of stratigraphic traps in the Carbonera Formation, Llanos foreland basin of Colombia.* Houston, TX, USA : Journal of South American Earth Sciences



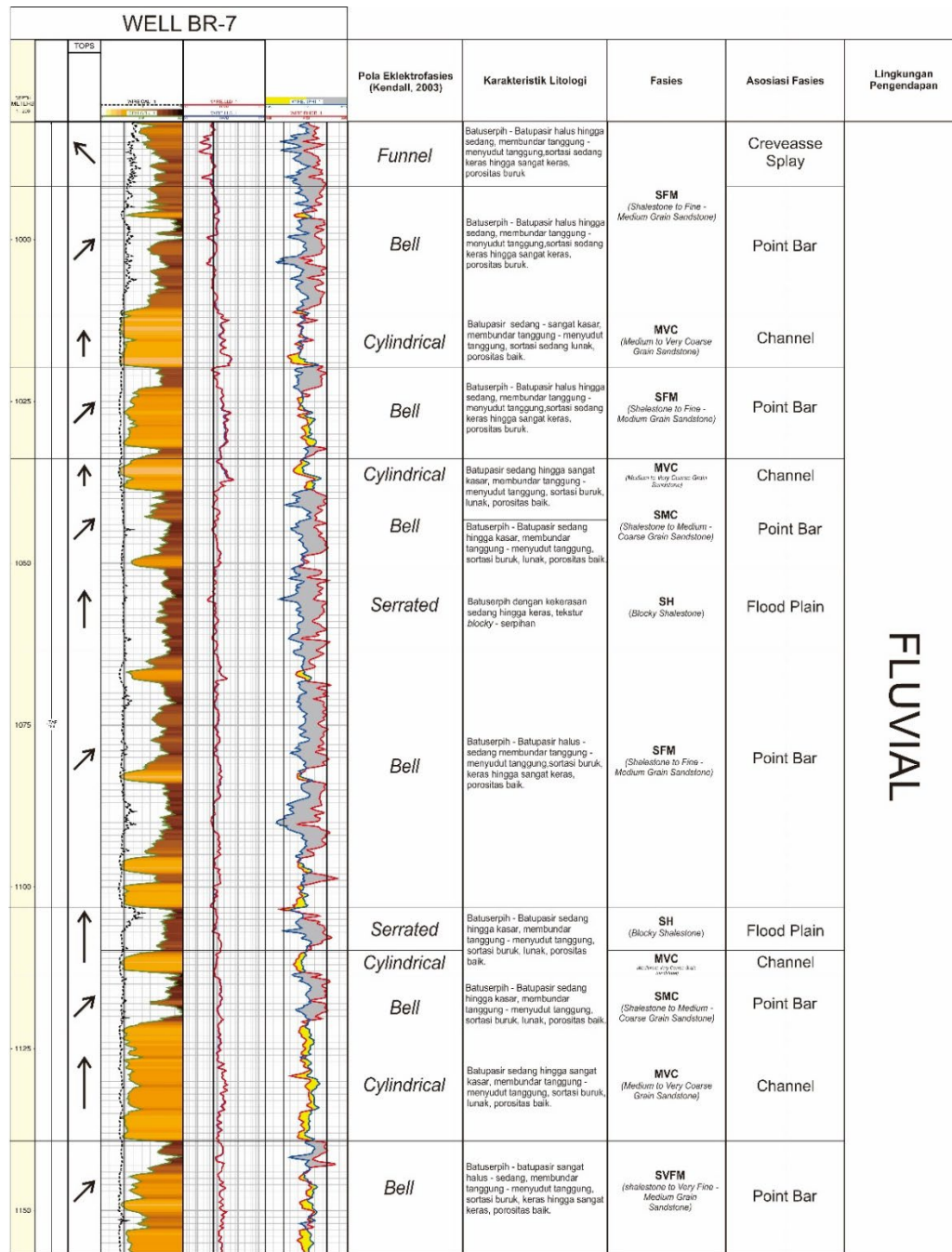
Gambar 1. Fisiografi regional Cekungan Sumatera Selatan (Suseno, 2020)



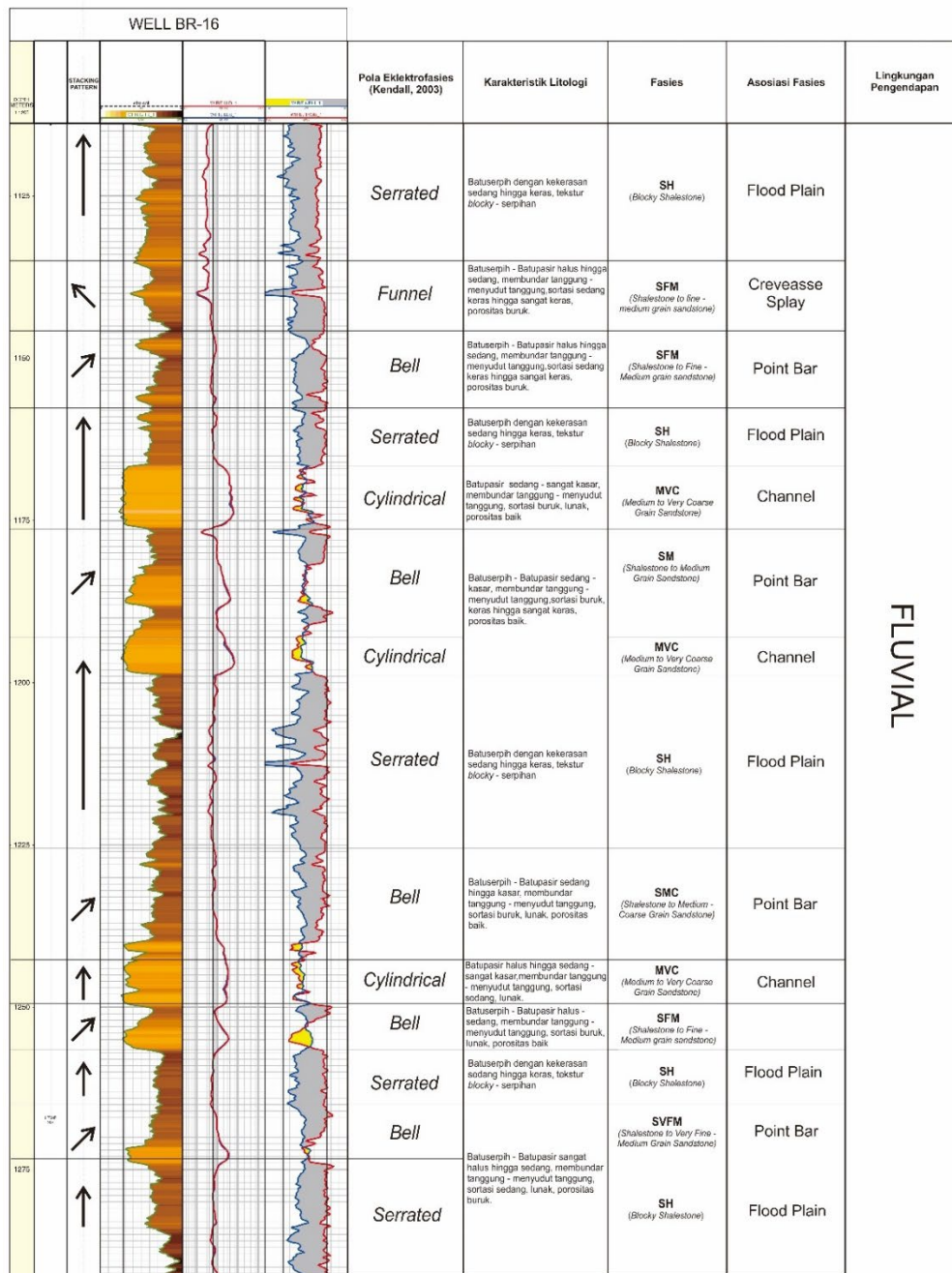
Gambar 2. Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan (Ginger 2005).



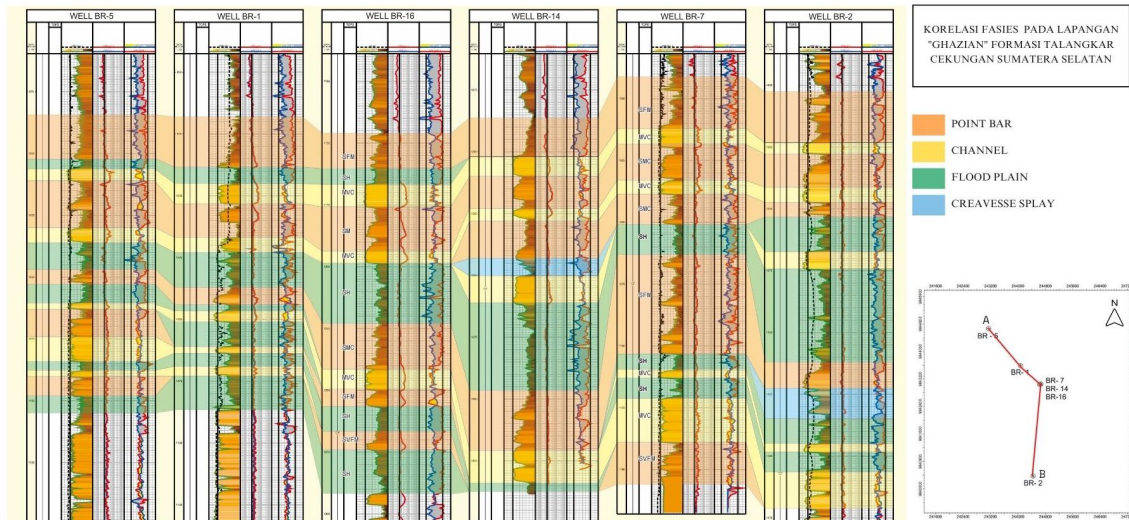
Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)



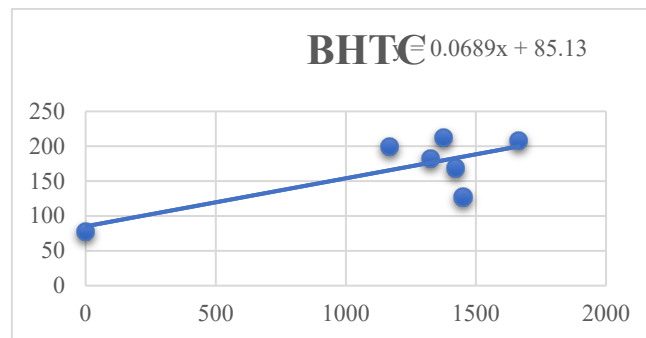
Gambar 4. Analisis Elektrofasi dan Fasies Pada Sumur BR-7



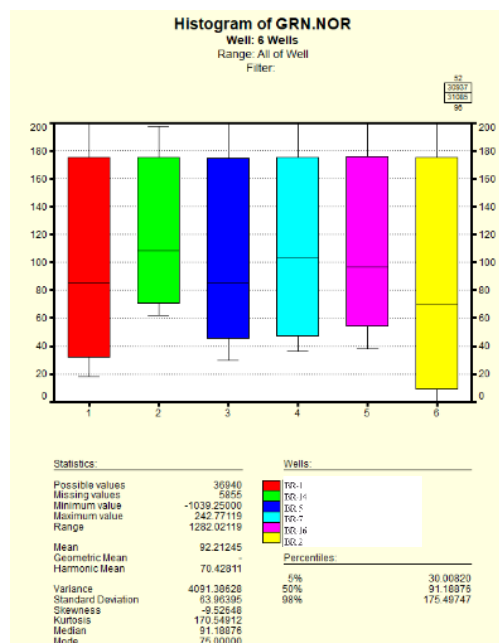
Gambar 5. Analisis Elektrofasi dan Fasies Pada Sumur BR-16



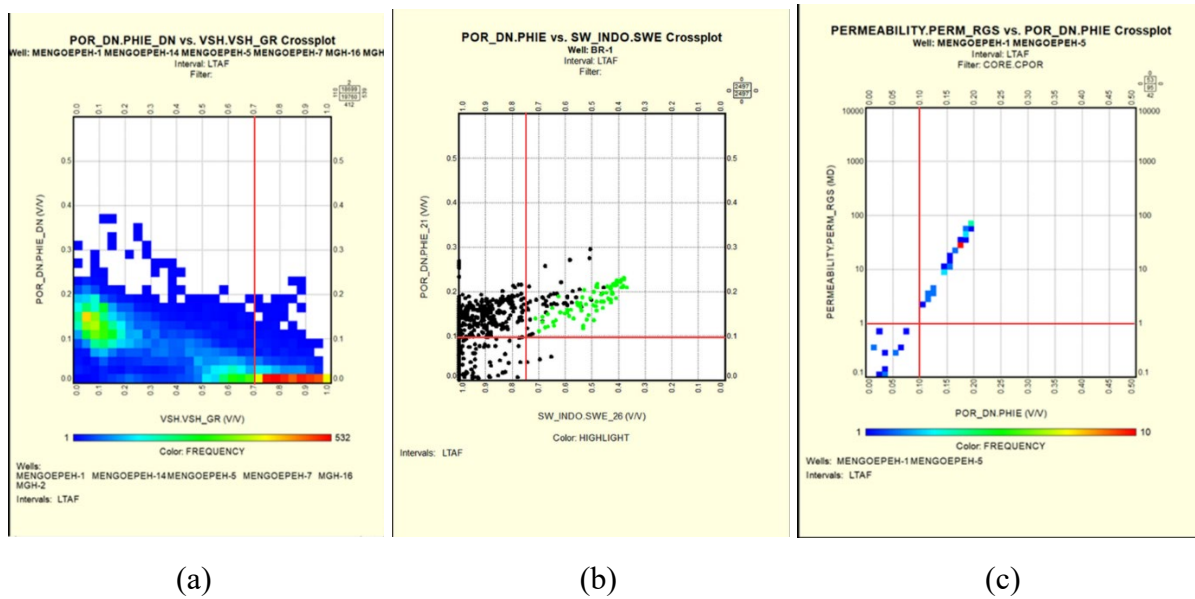
Gambar 6. Korelasi Fasies dan Elektrofasis Lintasan A – B.



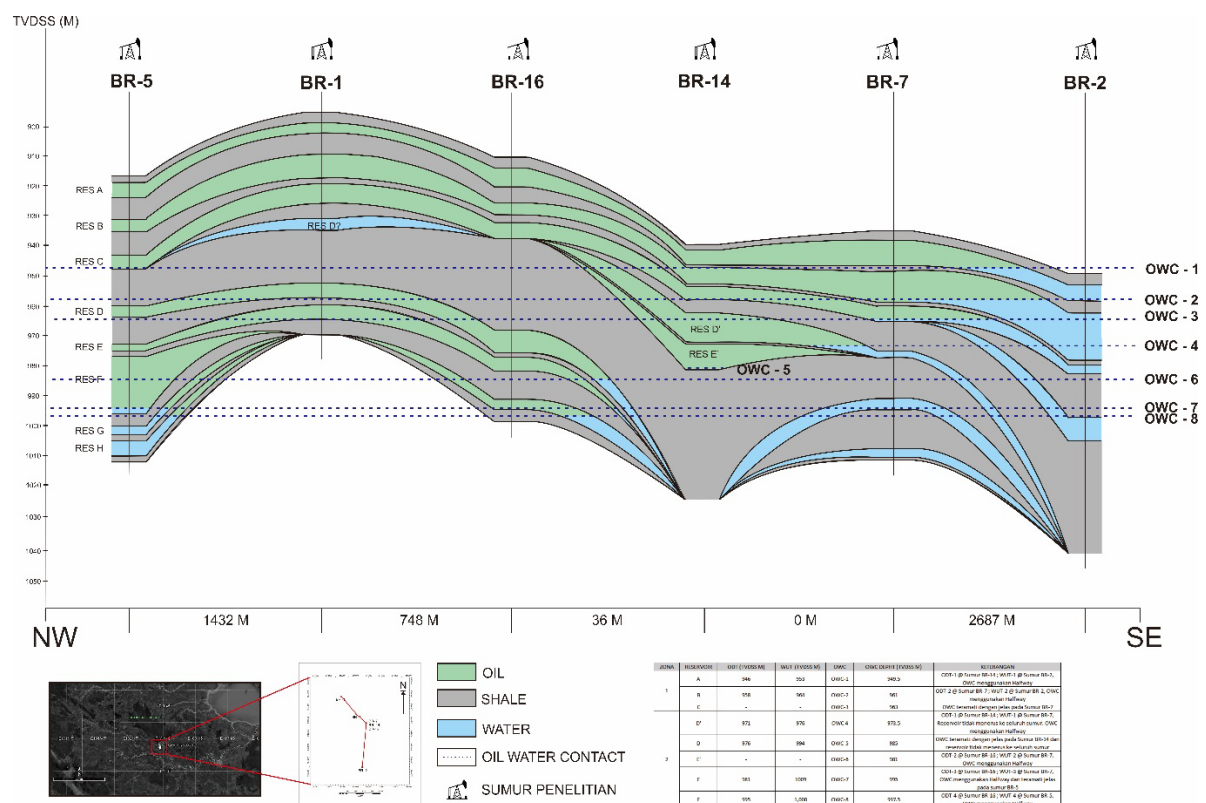
Gambar 7. Grafik dan Persamaan *Bottom Hole Temperature Correction (Depth VS BHT)*



Gambar 8. Histogram log *gamma ray* setelah dinormalisasi.



Gambar 9. Nilai *cutoff* parameter petrofisika (a) kandungan serpih (b) porositas dan sw (*highlight color* berdasarkan *completion test* sumur BR-1) (c) Permeabilitas



Gambar 10. Hasil Rekonstruksi Geologi berdasarkan *Oil Water Contact*

Tabel 5. Lumping Interval Reservoir Zona 1 dan Zona 2

RESERVOIR SUMMARY											
SUMUR	ZONA	RESERVOIR PENELITIAN	TOP (FT)	BOT (FT)	GROSS RESERVOIR (FT)	NET (FT)	NTG	VSH_AV	PHIE_AV	SW_AV	PERMEABILITAS (AM)
BR-1	1	T_LTAF	-	3198.82	3215.23	16.41	0	0	-	-	-
		T_LTAF_1	-	3215.23	3231.63	16.4	0	0	-	-	-
		A	3231.63	3257.88	26.25	6.4	0.24	0.29	0.15	0.61	36.82
	2	B	3257.88	3293.97	36.09	23.03	0.64	0.12	0.18	0.47	53.04
		C	3293.97	3323.49	29.52	16.63	0.56	0.12	0.17	0.54	55.97
		T_LTAF_2	-	3323.49	3333.34	9.85	0	0	-	-	-
	2	D	3333.34	3356.31	22.97	15.35	0.67	0.24	0.19	0.92	125.15
		X	3356.31	3406.82	50.52	1.28	0.03	0.2	0.12	1	4.67
		E	3406.82	3425.2	18.37	10.24	0.56	0.12	0.17	0.66	36.63
		F	3425.2	3464.57	39.37	11.52	0.29	0.08	0.17	0.67	35.29
BR-2	1	T_LTAF	-	3241.47	3310.37	68.9	15.71	0.23	0.36	0.14	1
		T_LTAF_1	-	3310.37	3343.18	32.81	2.49	0.08	0.32	0.11	1
		A	3343.18	3375.99	32.81	16.71	0.51	0.12	0.17	1	30.37
	2	B	3375.99	3438.33	62.34	44.38	0.71	0.12	0.15	1	23.5
		C	3438.33	3461.29	22.96	4.99	0.22	0.19	0.14	1	8.98
		T_LTAF_2	-	3461.29	3467.85	6.56	0	0	-	-	-
	2	X	3467.85	3494.1	26.25	4.99	0.19	0.36	0.13	1	7.8
		D	3494.1	3526.91	32.81	24.44	0.74	0.12	0.16	1	27.04
		Y	3526.91	3648.3	121.39	2.99	0.02	0.3	0.12	1	3.95
		E	3648.3	3694.24	45.94	25.43	0.55	0.11	0.15	1	17.04
BR-5	1	T_LTAF	-	3149.61	3267.72	118.11	15.78	0.13	0.43	0.14	1
		T_LTAF_1	-	3267.72	3295.6	27.88	0	0	-	-	-
		A	3295.6	3336.62	41.01	17.91	0.44	0.16	0.14	0.78	9.13
	2	B	3336.62	3369.43	32.81	11.52	0.35	0.2	0.14	0.77	7.7
		C	3369.43	3418.64	49.21	17.91	0.36	0.21	0.15	0.75	14.51
		T_LTAF_2	-	3418.64	3438.32	19.69	0	0	-	-	-
	2	D	3438.32	3458.01	19.69	8.53	0.43	0.33	0.16	0.83	14.88
		E	3458.01	3490.82	32.81	8.1	0.25	0.18	0.18	0.68	35.82
		F	3490.82	3559.72	68.9	56.3	0.82	0.2	0.16	0.74	20.45
		G	3559.72	3579.41	19.69	8.1	0.41	0.18	0.16	0.92	17.32
BR-7	1	T_LTAF	-	3220.8	3263.45	42.65	8.1	0.19	0.48	0.12	1
		T_LTAF_1	-	3263.45	3307.09	43.64	5.73	0.13	0.48	0.12	1
		A	3307.09	3349.74	42.65	28.67	0.67	0.12	0.17	0.7	48.96
	2	B	3349.74	3388.06	38.32	24.75	0.65	0.18	0.14	0.73	11.49
		C	3388.06	3412.08	24.02	13.73	0.57	0.12	0.15	0.77	32.49
		T_LTAF_2	-	3412.08	3435.04	22.96	0	0	-	-	-
	2	D	3435.04	3487.55	52.51	6.49	0.12	0.23	0.15	0.94	13.36
		E	3487.55	3540.05	52.5	5.89	0.11	0.13	0.16	0.82	26.31
		F	3540.05	3559.71	19.67	5.89	0.3	0.13	0.17	0.82	39.99
		T_LTAF	-	4133.86	4242.13	108.27	43.47	0.4	0.44	0.13	1
BR-14	1	T_LTAF_1	-	4242.13	4261.81	19.69	3.28	0.17	0.64	0.11	1
		A	4261.81	4297.9	36.09	27.89	0.77	0.09	0.17	0.83	28.49
		B	4297.9	4330.71	32.81	19.69	0.6	0.14	0.15	0.66	14.19
	2	C	4330.71	4353.68	22.97	14.76	0.64	0.19	0.16	0.61	16
		T_LTAF_2	-	4353.68	4393.05	39.37	0	0	-	-	-
		D	4393.05	4425.87	32.81	16.4	0.5	0.26	0.15	0.78	13.42
	2	E	4425.87	4475.08	49.22	31.17	0.63	0.16	0.13	0.9	5.44
		T_LTAF	-	3651.57	3756.56	104.99	16.61	0.16	0.39	0.14	1
		T_LTAF_1	-	3756.56	3815.62	59.05	0	0	-	-	-
		A	3815.62	3861.55	45.93	27.68	0.6	0.13	0.16	0.52	29.62
BR-16	1	B	3861.55	3900.92	39.37	17.02	0.43	0.15	0.14	0.65	12.6
		C	3900.92	3933.73	32.81	20.1	0.61	0.12	0.17	0.53	47.83
		T_LTAF_2	-	3933.73	4061.69	127.96	1.23	0.01	0.47	0.1	2.02
	2	D	4061.69	4101.05	39.36	29.94	0.76	0.14	0.18	0.53	61.09
		E	4101.05	4163.39	62.34	11.89	0.19	0.15	0.15	0.64	25.35
		F	4163.39	4196.2	32.81	9.02	0.27	0.1	0.13	0.72	8.12

Tabel 6. Perbandingan Fasies Dan Properti Reservoir Setiap Sumur Pada Interval Zona 1 Dan 2

SUMUR	ZONA	GROSS RESERVOIR (M)	NET RESERVOIR (M)	NET PAY (M)	DEPTH (M)	FASIES	VSH	POROSITAS	SW	PERMEABILITAS (MD)
BR-1	1	38.0	15.0	13.0	986-988, 1005-1010	POINT BAR	14.5%	17%	55.2%	58.37
					995-1002	CHANNEL	11.1%	18%	46.4%	56.38
	2	42.0	12.5	4.7	1040-1043	POINT BAR	11.9%	17%	66.8%	41.15
					1017-1021, 1047-1050	CHANNEL	14.8%	19%	80.1%	94.71
BR-2	1	47.0	22.7	0	1034-1040, 1050-1051	POINT BAR	15.2%	15%	100%	22.05
					1023-1027, 1040-1047	CHANNEL	7.9%	16%	100%	27.88
	2	79.0	19.5	0	1057-1058, 1059-1060, 1116-1122	POINT BAR	9.4%	15%	100%	23.49
					1067-1074	CHANNEL	11.0%	16%	100%	27.75
BR-5	1	46.0	16.1	6.2	1123-1125	CREAVESSE SPLAY	7.9%	15%	100%	11.79
					1019-1022	POINT BAR	18.2%	14%	75.6%	9.04
	2	58.0	31.8	12.7	1005-1010, 1030-1032, 1033-1035	CHANNEL	12.3%	15%	74.9%	23.79
					1049-1051, 1066-1073, 1091-1098	POINT BAR	24.2%	16%	81.0%	26.06
BR-7	1	47.0	24.2	10.4	1074-1084, 1088-1090	CHANNEL	16.8%	16%	75.8%	25.74
					1010-1013, 1022-1023, 1024-1027, 1028-1031	POINT BAR	18.1%	14%	77.8%	13.22
	2	45.0	6.3	0.5	1013-1019, 1034-1036	CHANNEL	10.5%	17%	73.2%	51.29
					1048-1050, 1066-1068, 1081-1083	POINT BAR	14.2%	16%	85.5%	29.29
BR-14	1	48.0	23.5	9.5	1301-1303, 1313-1314, 1316-1319	POINT BAR	10.7%	16%	62.5%	23.35
					1303-1309, 1322-1326	CHANNEL	10.5%	18%	74.8%	45.99
	2	41.0	19.0	3.0	1340-1341	POINT BAR	22.8%	17%	76.0%	24.02
					1350-1352, 1354-1355, 1356-1365	CHANNEL	16.9%	14%	88.6%	12.12
BR-16	1	80.0	22.5	15.2	1341-1344	CREAVESSE SPLAY	19.7%	13%	96.4%	5.43
					1182-1187, 1191-1194	POINT BAR	15.2%	15%	67.0%	19.15
	2	55.0	16.6	13.2	1166-1173, 1194-1197	CHANNEL	11.5%	16%	45.7%	52.53
					1239-1241, 1271-1273	POINT BAR	12.5%	16%	67.2%	31.57
					1241-1249	CHANNEL	14.2%	18%	52.6%	58.47