

Evaluasi Formasi Pada Interval Formasi “Ngrayong” Berdasarkan Analisis Petrofisika Sumur “SR-01, SR-02, SR03” Lapangan “Z” Cekungan Jawa Timur Utara**Syarifah Rayhan Hafizha^{*1}, Abdurrokhim¹, Yusi Firmansyah¹, Ilham Akbar², Andes Leo Purnomo²**¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung²PT. Pertamina Exploration and Production, Cepu

*Korespondensi: syarifah.rayhan.havizha@gmail.com

ABSTRAK

Daerah penelitian, secara administratif terletak di Kecamatan Cepu, Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan tiga data sumur. Berdasarkan analisis kualitatif ditentukan terdapat tiga formasi di daerah penelitian yaitu Formasi Wonocolo, Bulu, dan Ngrayong dengan fokus utama penelitian berada di Formasi Ngrayong. Daerah penelitian didominasi oleh batupasir dan batugamping. Berdasarkan analisis elektrofases dan litofases terdapat dua fasies pengendapan, yaitu Delta Front dan Point Bar. Analisis kuantitatif dilakukan dengan menggunakan nilai yang paling pesimis. Berdasarkan perhitungan petrofisika didapatkan nilai cut off v_{sh} sebesar 50%, cut off ϕ_{ie} sebesar 5%, dan cut off sw sebesar 70%. Dari hasil perbandingan parameter petrofisika yang digunakan pada tiap sumur dapat disimpulkan jika, sumur SR01 merupakan sumur dengan ketebalan netpay yang terbaik dan menunjukkan jika zona dua dengan rata rata hasil netpay tertinggi dengan porositas lebih baik dari zona satu yang terdapat di lower formasi Ngrayong pada sumur SR01, SR02 dan SR03 dapat menjadi fokus dalam eksplorasi dan pengembangan lapangan.

Kata Kunci: Formasi, Kualitatif, Kuantitatif, Petrofisika**ABSTRACT**

The research area is administratively located in Cepu District, Blora Regency, Central Java Province. This research was conducted using three data wells. Based on the qualitative analysis, it was determined that there were three formations in the study area, namely the Wonocolo, Bulu, and Ngrayong Formations with the main focus of research being on the Ngrayong Formation. The study area is dominated by sandstone and limestone. Based on electrofacies and lithofacies analysis, there are two depositional facies, namely Delta Front and Point Bar. Quantitative analysis is carried out using the most pessimistic value. Based on petrophysics calculations, the v_{sh} cut off value is 50%, ϕ_{ie} cut off is 5%, and sw cut off is 70%. From the results of a comparison of the petrophysical parameters used in each well, it can be concluded that well SR01 is the well with the best netpay thickness and shows that zone two has the highest average netpay yield with better porosity than zone one which is in the lower Ngrayong formation in well SR01, SR02 and SR03 can be the focus of field exploration and development.

Keywords: Formation, Qualitative, Quantitative, Petrophysics

PENDAHULUAN

Pengembangan lapangan dan eksplorasi merupakan langkah untuk meningkatkan laju produksi minyak dan gas bumi. Evaluasi formasi membantu memberikan informasi yang cukup baik mengenai keberadaan hidrokarbon guna membantu pengembangan eksplorasi hidrokarbon menggunakan perhitungan petrofisika dalam analisisnya. Penelitian Evaluasi pada sumur SR menggunakan metode kuantitatif dan kualitatif berdasarkan analisis petrofisika dengan memanfaatkan data log gamma ray, neutron, densitas, resistivitas, caliper, spontaneous potential, data mudlog dan data core yang selanjutnya akan dilakukan analisis kuantitatif dilakukan untuk mengetahui kandungan shale, porositas, resistivitas dan saturasi air menggunakan cut off dengan metode pickett plot.

Lokasi penelitian terletak di Kecamatan Cepu, Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Secara fisiografi Cekungan Jawa timur utara berupa antiklinorium yang dihasilkan dari inversi dan reaktivasi sesar-sesar lama. Hal ini menyebabkan terbentuknya perlipatan dan pensesaran. Cekungan ini terdapat di ujung Tenggara Paparan Sunda yang stabil yang secara geografi, terletak pada koordinat 1100 – 1180 BT dan 40 – 80 LS dan meliputi daerah sekitar 190.300 km². Berdasarkan kesamaan morfologi dan tektonik, Van Bemmelen (1949) daerah penelitian berada di Zona Rembang, Zona ini merupakan antiklinorium yang memanjang dengan

arah barat-timur, mulai dari sebelah timur Semarang sampai Rembang pada bagian utara.



Gambar 1. Fisiografi Pulau Jawa (van Bemmelen, 1949). Daerah penelitian pada Zona Rembang (kotak kuning).

Struktur Geologi Regional

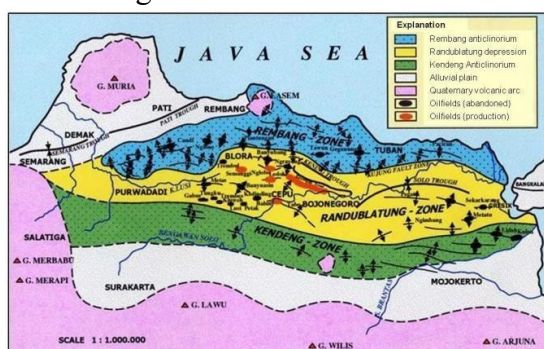
Wilayah Jawa Timur berdasarkan pola struktur utamanya merupakan wilayah yang unik karena wilayah ini merupakan perpotongan dua struktur utama, yaitu struktur Meratus dengan arah timur laut-barat daya dan struktur Sakala dengan arah timur-barat. Arah Meratus lebih berkembang di daerah lepas pantai Cekungan Jawa Timur, sedangkan arah Sakala berkembang ke bagian timur Jawa. Awalnya, struktur ini merupakan struktur graben yang diisi dengan endapan tertua Formasi Pra-Ngimbang berumur Paleosen-Eosen Awal. Graben ini kemudian mulai berbalik arah pada Miosen ke dalam zona sesar mendatar RMKS (Rembang-Madura-Kangean Sakala). Berdasarkan sedimen yang mengisi cekungan tersebut, dapat disimpulkan bahwa sesar Meratus lebih muda dari sesar Sakala. Selain arah Sakala, struktur arah barat-timur lainnya adalah struktur yang disebut oleh Pulunggono dan Martodjojo (1994) sebagai arah Jawa.

Stratigrafi Regional

Pringgoprawiro (1983) membagi stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara menjadi dua Mandala, yaitu Mandala Kendeng dan Mandala Rembang. Wilayah

Mandala Rembang meliputi zona Tectono-fisiografi Randublatung, sedangkan Kendeng Mandala meliputi zona Tectono-fisiografi Kendeng. Stratigrafi Mandala Rembang disebut dengan Stratigrafi Rembang. Pada umumnya sedimentasi Mandala Rembang merupakan endapan paparan yang kaya akan endapan karbonat seperti batulempung, napal, batugamping dan hampir tidak ada endapan piroklastik.

Formasi Ngrayong yang merupakan fokus penelitian terdiri dari batupasir kuarsa, batulempung, batulanau, lignit, batugamping pasir dan batugamping bioklastik (Pringgoprawiro 1983, Pringgoprawiro 1992, Situmorang et al 1992). Keragaman batuan ini memberikan gambaran suatu cekungan dengan pengendapan yang terdiri dari dua sistem, yaitu pengendapan pada daerah transisi hingga laut dangkal. Dalam beberapa penelitian doi formasi ini terdapat sisipan batubara, lignit dan batupasir yang terdiri dari mineral kuarsa, berumur Miosen Awal-Miosen Tengah (N8-N12). Formasi ini diendapkan dalam lingkungan laut agak dangkal, mulai dari dekat pantai sampai neritik tengah.



Gambar 2. Physio-tectono-stratigraphic zonation of East Java with oilfields (Nachrowi & Koesoemo, 2003).

Landasan Teori

Well Logging

Metode logging dapat menunjukkan gambaran lengkap di bawah permukaan tanah, lebih tepatnya dapat mengidentifikasi dan menilai batuan yang mengelilingi lubang bor. Metode ini juga dapat memberikan penjelasan tentang kedalaman lapisan yang mengungkapkan sejauh mana penyebarannya. Dengan kata lain, metode well logging adalah suatu keharusan untuk menyediakan data yang dibutuhkan untuk komposisi data kualitatif dan kuantitatif mengenai komposisi hidrokarbon. Ellis & Singer (2008) membagi metode yang digunakan untuk memperoleh data log menjadi dua jenis, yaitu:

1. Logging while drilling (LWD)

Logging While Drilling merupakan metode pengambilan data log dimana logging dilakukan bersamaan dengan pengeboran. Hal ini dikarenakan alat logging ditempatkan pada drill collar. Pada metode logging while drilling/LWD, pengukuran dilakukan secara real time dengan pengukuran saat pengeboran (Harsono, 1997).

2. Wireline Logging

Wireline logging merupakan pencatatan menggunakan kabel yang dilakukan setelah pengeboran dan setelah pengangkatan pipa pengeboran. Pelaksanaan wireline logging merupakan kegiatan yang dilakukan dengan cara memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang bor sampai ke dasar lubang kemudian perekaman dilakukan dengan cara menarik probe dari dasar lubang sampai kedalaman yang diinginkan. Berikut ini adalah jenis-jenis wireline log yang biasa digunakan dalam evaluasi suatu formasi:

a. Log Kaliper / Caliper Log

Log kaliper digunakan untuk mengukur diameter lubang bor pada saat

pengambilan data logging/Pemboran dalam skala Inci (Harsono, 1997).

b. Log SP (Spontaneous Potential)

Log SP atau Spontaneous Potential merupakan log yang mengukur beda potensial antara elektroda yang bergerak di dalam lubang sumur dengan elektroda yang tersisa di permukaan, elektroda yang melewati berbagai jenis batuan dengan sifat dan kandungan yang berbeda yang diukur dalam milivolt (mv).

c. Log Sinar Gamma (Gamma Ray Log)

Log gamma ray atau log sinar gamma merupakan log yang digunakan untuk merekam sifat radioaktif alami bumi. Salah satu fungsi log Gamma Ray adalah untuk mengidentifikasi lapisan permeabel.

d. Log Resistivitas (Resistivity log)

Log resistivitas digunakan untuk mengukur tahanan batuan formasi dan isinya, dimana tahanan ini bergantung pada porositas efektif, salinitas air formasi, dan jumlah hidrokarbon dalam pori-pori batuan. Log resistivitas digunakan untuk mengukur resistivitas batuan bor dan digunakan untuk mengidentifikasi zona yang mengandung hidrokarbon.

e. Log Densitas (Density Log)

Merupakan log yang mengukur kepadatan atau kepadatan total formasi.

f. Log Neutron

Log neutron berguna untuk menentukan besarnya porositas batuan dengan memancarkan neutron di lapisan batuan atau mengevaluasi porositas formasi karena hidrogen berlimpah dalam cairan pori (air, hidrokarbon).

g. Log Sonic

Log sonik adalah hasil pengukuran waktu rambat gelombang akustik pada jarak tertentu dengan satuan s/ft. Log sonik atau log akustik dapat digunakan untuk mengukur porositas suatu lapisan batuan

(Harsono, 1997).

METODOLOGI PENELITIAN

Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahap persiapan dilakukan dengan memperbanyak studi literatur mengenai persoalan-persoalan yang berkaitan dengan judul, daerah penelitian dan software yang akan di analisis. Software yang digunakan dalam penelitian ini merupakan software interactive petrophysics dan Petrel. Pengajuan proposal ke pihak Pertamina dan perizinan untuk melakukan penelitian dengan memanfaatkan data yang dimiliki. Dalam proses pengerjaannya penelitian ini membutuhkan data penunjang yang akan di analisis, berupa data:

- a. Data Well Log yang berisikan data log gamma ray, log resistivitas, log neutron dan log densitas.
- b. Data Cutting yang mencakup top bottom formasi, karakteristik litologi, dan jenis litologi.
- c. Data Mudlog yang berisikan deskripsi batuan secara lebih detail

Tahap Analisis

1. Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif merupakan metode analisis yang dalam penelitian evaluasi formasi digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi lapisan berpori yang permeabel, tebal, top bottom formasi dan batas lapisan, serta perkiraan kandungan fluida yang akan menjadi acuan saat melakukan analisis kuantitatif.

2. Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif dilakukan dengan pembuatan sumur komposit yang dilakukan untuk menampilkan kurva Log

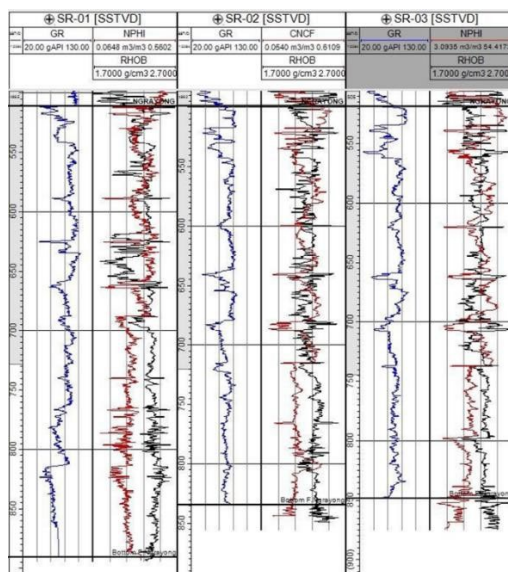
sehingga dapat diinterpretasikan secara kuantitatif. Setelah melakukan analisis kualitatif selanjutnya dilakukan analisis kuantitatif dengan langkah dasar yang dilakukan yaitu:

- Penentuan Zonasi
- Menentukan Vshale
- Menentukan resistivitas air formasi/ nilai R_w
- Menentukan nilai porositas efektif
- Menentukan nilai saturasi air (S_w)

Hasil akhirnya akan menerapkan metode lumping menggunakan nilai cut-off dari vsh, phie, dan sw dengan hasil akhir yaitu mendapatkan nilai netpay.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Marker



Gambar 3. Korelasi Top dan Bottom marker Formasi Ngrayong pada tiap sumur.

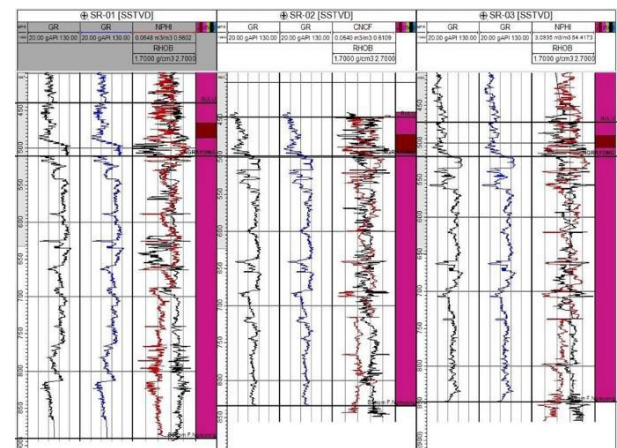
Marker/penanda pada daerah penelitian dibagi berdasarkan formasi yang ditemukan. Ditemukan 3 formasi yang ditemukan di daerah penelitian yaitu formasi Wonocolo, formasi Bulu dan Formasi Ngrayong. Penelitian ini difokuskan pada Formasi Ngrayong yang

terdapat pada sumur SR01 dengan kedalaman top dan bottom formasi sebagai berikut:

Tabel 1. Top dan Bottom marker formasi pada tiap sumur.

Sumur		F. Wonocolo	F. Bulu	F. Ngrayong
SR01	Top	50m	439m	511m
	Bottom	439m	511m	892m
SR02	Top	375m	448m	500m
	Bottom	448m	500m	852m
SR03	Top	172m	472m	518m
	Bottom	472m	518m	871m

Elektrofases



Gambar 4. Korelasi Eelektrofases pada Setiap Sumur yang ditandai dengan funnel (pink), bell (merah).

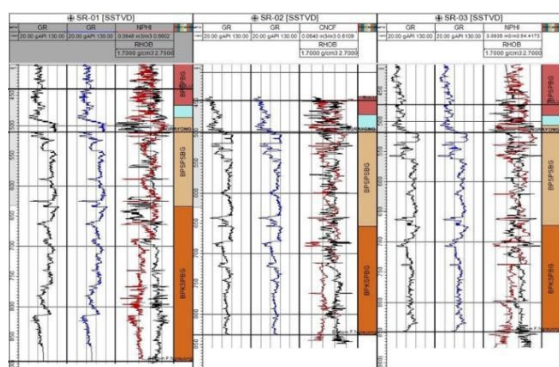
Analisis elektrofases berguna untuk membantu penentuan lingkungan pengendapan yang diinterpretasi melalui pola log gamma ray. Pembagian elektrofases pada ketiga sumur didasarkan oleh klasifikasi Kendall (2003) yang

menjelaskan mengenai pengklasifikasian lingkungan pengendapan berdasarkan pola log gamma ray. Hasil analisa ketiga sumur menunjukkan jika terdapat dua jenis elektrofases yaitu Funnel dan Bell dengan pola elektrofases yang sama pada ketiga sumur yang dimulai dengan pola funnel lalu diikuti dengan pola bell. Pola funnel adalah terbentuk akibat kenaikan nilai gamma ray kearah atas dari suatu paket batuan atau pengkasaran ke atas. Bentuk funnel merupakan hasil dari shoreline, perubahan berkembangnya dari endapan klastik ke karbonat. Pola funnel yang terdapat pada bagian top dan lower sumur SR menunjukkan adanya perbedaan waktu pengendapan.

Litofasies

Berdasarkan analisis elektrofases dan dominansi litologi dan karakteristiknya ditentukan terdapat dua litofasies yang berada di Formasi Ngrayong, yaitu:

1. Batupasir SedangPerselingan Batugamping
2. Batupasir Sedang Kasar Perselingan Batugamping



Gambar 5. Korelasi Litofasies Tiap Sumur.

Asosiasi Fasies

Asosiasi fasies merupakan tahap analisis yang berguna untuk mengetahui korelasi pada setiap sumur, membantu

memastikan jenis litologi dan berguna sebagai penentuan acuan pemilihan zona perhitungan petrofisika dalam analisis kuantitatif.

Tabel 2. Asosiasi fasies pada setiap sumur.

Log	Litofasies	Elektrofases	Deskripsi Litologi	Fasies Pengendapan
SR-01 (SSYV)	Batupasir Sedang Perselingan Batugamping	Funnel	Batupasir: pasir, abu-abu, sedang-halus, keram, sortasi baik, sub-rounded, kuarsa, biotit, fasil foran. Batugamping: pasir, keram, masif, ub pasir, calcite	Delta Front
SR-01 (SSYV)	Batupasir Halus Perselingan Batugamping	Bell	Batupasir: abu-abu, halus, sortasi baik, subrounded, kuarsa, biotit, masif, fasil foran. Batugamping: pasir, abu-abu, keram, ub pasir, sedang, sortasi baik, subrounded, kalsit, brittle/gas.	Point Bar
SR-01 (SSYV)	Batupasir Sedang Perselingan Batugamping	Funnel	Batupasir: pasir, abu-abu, sedang, keram, menyekat, sortasi baik, kuarsa, biotit, pyrite. Batugamping: ub pasir sedang, keram, sortasi baik, menyekat, brittle, fasil foran.	Delta Front
SR-01 (SSYV)	Batupasir Sedang-Kasar Perselingan Gamping	Funnel	Batupasir: Karbonat, abu-abu gelap, ub sedang-kasar, sortasi sedang, menyekat, keram, biotit, kuarsa Batu Gamping: Pasir kasihan, ub pasir sedang-kasar, subrounded, sortasi baik, brittle, kalsit.	Delta Front
SR-02 (SSYV)	Batupasir Sedang Perselingan Batugamping	Funnel	Batupasir: pasir, abu-abu, sedang-halus, keram, sortasi baik, sub-rounded, kuarsa, biotit, fasil foran. Batugamping: pasir, keram, masif, ub pasir, calcite	Delta Front
SR-02 (SSYV)	Batupasir Halus Perselingan Batugamping	Bell	Batupasir: abu-abu, halus, sortasi baik, subrounded, kuarsa, biotit, masif, fasil foran. Batugamping: pasir, abu-abu, keram, ub pasir, sedang, sortasi baik, subrounded, kalsit, brittle/gas.	Point Bar
SR-02 (SSYV)	Batupasir Sedang Perselingan Batugamping	Funnel	Batupasir: pasir, abu-abu, sedang, keram, menyekat, sortasi baik, kuarsa, biotit, pyrite. Batugamping: ub pasir sedang, keram, sortasi baik, menyekat, brittle, fasil foran.	Delta Front
SR-02 (SSYV)	Batupasir Sedang-Kasar Perselingan Gamping	Funnel	Batupasir: Karbonat, abu-abu gelap, ub sedang-kasar, sortasi sedang, menyekat, keram, biotit, kuarsa Batu Gamping: Pasir kasihan, ub pasir sedang-kasar, subrounded, sortasi baik, brittle, kalsit.	Delta Front
SR-03 (SSYV)	Batupasir Sedang Perselingan Batugamping	Funnel	Batupasir: pasir, abu-abu, sedang-halus, keram, sortasi baik, sub-rounded, kuarsa, biotit, fasil foran. Batugamping: pasir, keram, masif, ub pasir, calcite	Delta Front
SR-03 (SSYV)	Batupasir Halus Perselingan Batugamping	Bell	Batupasir: abu-abu, halus, sortasi baik, subrounded, kuarsa, biotit, masif, fasil foran. Batugamping: pasir, abu-abu, keram, ub pasir, sedang, sortasi baik, subrounded, kalsit, brittle/gas.	Point Bar
SR-03 (SSYV)	Batupasir Sedang Perselingan Batugamping	Funnel	Batupasir: pasir, abu-abu, sedang, keram, menyekat, sortasi baik, kuarsa, biotit, pyrite. Batugamping: ub pasir sedang, keram, sortasi baik, menyekat, brittle, fasil foran.	Delta Front
SR-03 (SSYV)	Batupasir Sedang-Kasar Perselingan Gamping	Funnel	Batupasir: Karbonat, abu-abu gelap, ub sedang-kasar, sortasi sedang, menyekat, keram, biotit, kuarsa Batu Gamping: Pasir kasihan, ub pasir sedang-kasar, subrounded, sortasi baik, brittle, kalsit.	Delta Front

Prekalkulasi

Tahap prekalkulasi dilakukan untuk mempersiapkan untuk pengolahan data selanjutnya dengan memasukan data Bore Hole Temperature dan Rmf temperature pada rentang titik kedalaman yang akan dihitung. Tahap prekalkulasi merupakan tahapan yang penting dalam perhitungan

petrofisika dikarenakan tahapan ini akan membantu memastikan tidak terdapat kesalahan dalam hasil analisis petrofisika.

Gambar 6. Prekalkulasi sumur SR01.

Crossover Neutron-Density Log



Gambar 7. Crossover Log NPHI-RHOB SR01.

Setelah dilakukannya prekalkulasi kemudian dilakukan analisa awal atau quick look sumur penelitian dengan memanfaatkan log gamma ray, log resistivity dan crossover antara log neutron dan densitas. Separasi pada crossover menunjukkan jika adanya suatu zona yang memiliki porositas. Separasi positif menunjukkan jika terdapat batuan yang memiliki kemungkinan kandungan hidrokarbon didalamnya.

Analisis Kandungan Serpih

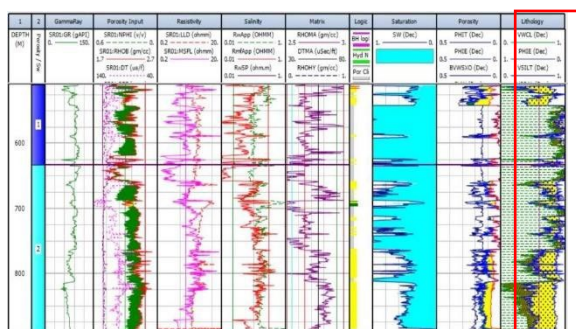
Dalam perhitungan kandungan serpih dibutuhkan data gamma ray log yang berguna untuk membantu memisahkan antara batuan permeable dan batuan impermeable dengan mengidentifikasi keberadaan batuan impermeable berupa batulempung. Dalam proses perhitungan kandungan serpih dihitung dengan dilakukan pemisahan rentang zona yang akan dihitung setelahnya dilakukan penentuan shale baseline dengan memposisikan garis zona pada log gamma ray tertinggi dan sand baseline pada gamma ray terendah yang kemudian akan menunjukkan kandungan serpih yang terkandung di zona yang akan di analisa. Metode yang digunakan dalam perhitungan kandungan serpih merupakan metode linear.

Tabel 3. Hasil perhitungan volume serpih pada tiap sumur menggunakan metode yang berbeda-beda.

Sumur	Kode zona	LINEAR	CLAVIER	STIEBER
SR 01	1	71%	72%	57%
	2	55%	35%	40%
SR02	1	70%	50%	55%
	2	66%	43%	49%
SR03	1	73%	51%	56%
	2	62%	40%	46%

Analisis Porositas Efektif (PHIE)

Klasifikasi koesoemadinata (1978) digunakan untuk menganalisa hasil porositas efektif pada setiap sumur.



Gambar 8. Hasil Porositas Efektif SR01.

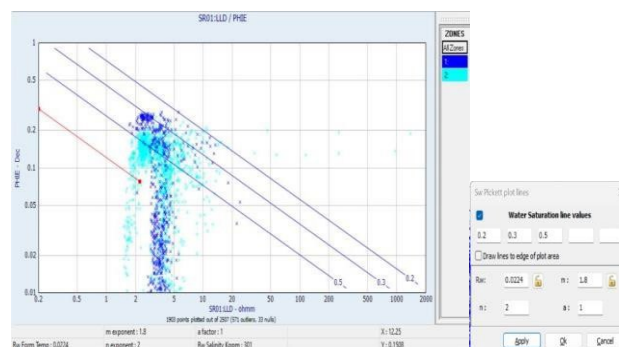
Perhitungan porositas menggunakan metode crossover antara log density- neutron. Hasil dari perhitungan akan menghasilkan porositas total dan porositas efektif.

Tabel 4. Nilai PHIE menggunakan klasifikasi Koesoemadinata, 1978.

Sumur	PHIE	Klasifikasi koesoemadinata, 1978
SR 01	7%	Buruk
	9%	Buruk
SR02	5%	Buruk
	9%	Buruk
SR03	9%	Buruk
	10%	Cukup

Analisis Resistivitas Air

Dalam perhitungan resistivitas air digunakan metode pickett plot. Resistivitas air didapatkan melalui analisa pickett plot antara log resistivitas dengan porositas efektif (PHIE). Nilai faktor sementasi, eksponen saturasi dan panjang alur didapatkan dengan menggunakan persamaan Archie (1952) dikarenakan persamaan ini merupakan persamaan yang paling baik digunakan pada batuan karbonat dengan nilai $m = 1.8$, $n = 2$ dan $a = 1$ yang merupakan variabel batuan karbonat. Nilai RW didapatkan melalui data Rmf yang tersedia di header log.



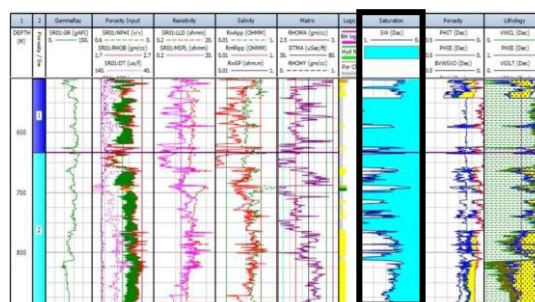
Gambar 9. Hasil Crossplot Resistivits air sumur SR01.

Tabel 5. Nilai RW dan A,M,N tiap sumur.

Sumur	A	M	N	RW
SR01	1	1,8	2	0.0224
SR02	1	1,8	2	0,0231
SR03	1	1,8	2	0,254

Analisis Saturasi Air

Perhitungan saturasi air dapat menunjukkan persen dari zona yang terisi oleh air dan hidrokarbon. Zona reservoir yang terisi air akan memperlihatkan nilai resistivitas yang lebih rendah dibandingkan dengan zona reservoir yang terisi dengan hidrokarbon. Dalam melakukan analisis saturasi air digunakan metode perhitungan Archie (1952) dikarenakan metode Archie yang bekerja dengan menghitung saturasi air tanpa mempertimbangkan kandungan shale pada zona tersebut yang menyebabkan metode ini paling baik di batuan karbonat, metode perhitungan Simandoux dan metode perhitungan Indonesia merupakan perhitungan yang tepat untuk digunakan pada batuan shaly sand.



Gambar 10. Hasil analisis saturasi air pada summer SR01.

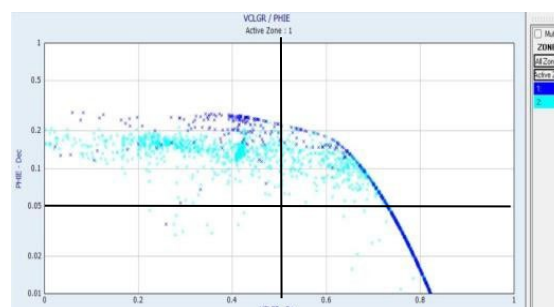
Tabel 6. Hasil perhitungan saturasi air tiap sumur menggunakan beberapa metode.

Sumur	Kode zona	INDONESIA	SIMANDOUX	ARCHIE
SR 01	1	54%	45%	82%
	2	46%	44%	70%
SR02	1	57%	41%	87%
	2	60%	44%	90%
SR03	1	58%	40%	86%
	2	60%	43%	83%

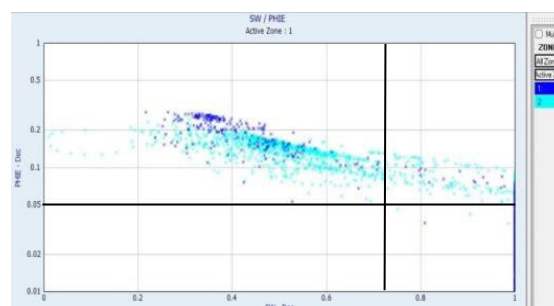
Nilai Pancung

Nilai parameter petrofisika yang telah dilakukan seperti analisis porositas, kandungan serpih dan saturasi air yang dapat menentukan zona reservoir dan zona yang produktif. Hal yang dilakukan untuk menentukan nilai cut off kandungan serpih, porositas, dan saturasi air dapat diasumsikan dari hasil perhitungan data yang sudah diperoleh dari data histogram pada parameter yang diperlukan untuk menentukan tingkat zona produktif. Cut off dilakukan untuk mendapatkan tebal lapisan bersih yang diawali dengan pemotongan antara nilai kandungan serpih dengan porositas untuk menghilangkan kandungan serpih dan kemudian dilanjutkan dengan pemotongan nilai porositas dengan saturasi air untuk menghilangkan kandungan air dalam lapisan bersih/netpay. Penentuan cut off dilakukan dengan menentukan sebaran data terbesar, untuk mengetahui cut off kandungan serpih dan porositas reservoir dianalisis menggunakan crossplot antara volume serpih dengan porositas efektif pada sumbu X dan Y, dan didapatkan nilai cut off porositas 0,05 v/v dan Vsh 0,5 v/v. sedangkan, untuk mengetahui cut off saturasi dan porositas reservoir dianalisis menggunakan crossplot antara volume

serpih dengan porositas efektif pada sumbu X dan Y, dan didapatkan nilai cut off porositas 0,05 v/v dan SW 0,7 v/v.



Gambar 11. Cut off volume shale dengan porositas pada sumur SR01.

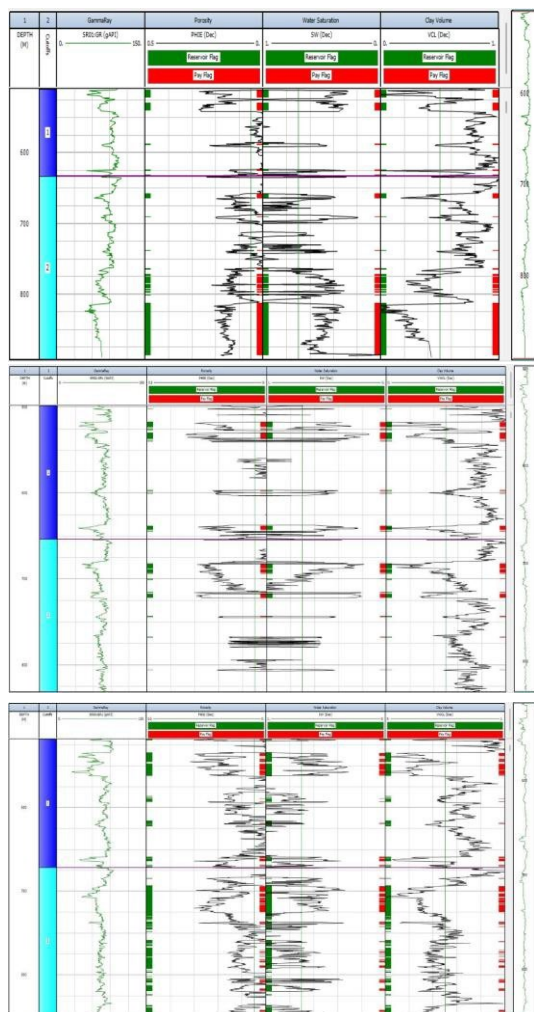


Gambar 12. Cut off saturasi air dengan porositas pada sumur SR01.

Lumping/Pembungkalan

Nilai cutoff tersebut kemudian diaplikasikan dalam proses lumping data untuk mengetahui ketebalan gross dan net pada reservoir dari tiap sumurnya. Kesimpulan akhir keberadaan reservoir pada dasarnya bisa dilakukan dengan menganalisis hasil net pay nya. Perhitungan pay summary dilakukan dengan menggunakan nilai cutoff Vshale, porositas dan saturasi air. Zona gross yang merupakan zona yang belum terpotong oleh nilai-nilai dari parameter petrofisika kemudian akan di potong oleh nilai cut off dari Vshale dengan porositas efektif akan menghasilkan zona net reservoir yang ditandai dengan zona/garis berwarna hijau di bagian kiri kurva. Sedangkan, zona net pay merupakan zona hasil dari potongan cut

off saturasi air dengan porositas efektif yang ditandai dengan zona/garis berwarna merah.



Gambar 13. Hasil analisis petrofisika berupa netpay (merah) dan net reservoir (hijau) pada tiap sumur.

Perbandingan Hasil Perhitungan Petrofisika

Sumur	Kode zona	Gross (m)	Net Reservoir (m)	Netpay (m)	Net to Gross Pay	Kualitas Porositas
SR 01	1	123	25,76	25,76	0,209	Buruk
	2	259	112,32	110,34	0,434	Buruk
SR02	1	157	23,60	22,99	0,146	Buruk
	2	180	20,29	19,53	0,109	Buruk
SR03	1	154	47,31	29,86	0,194	Buruk
	2	175	107,45	47,86	0,179	Cukup

Gambar 7. Tabel Perbandingan Petrofisika pada Ketiga Sumur.

Karakteristik Reservoir

Karakteristik reservoir pada sumur SR01, SR02, dan SR03 disimpulkan berdasarkan data log dan litologi yang sebelumnya telah di analisis. Hasil yang didapatkan adalah sumur SR01 memiliki ketebalan reservoir yang lebih besar dari sumur lainnya. Nilai saturasi air pada tiap sumur yang dianalisis menggunakan metode archie menunjukkan bahwa sumur SR01 lebih baik dari sumur lainnya yang kemudian mempengaruhi banyaknya kandungan hidrokarbon pada masing-masing sumur. hasil dari perhitungan petrofisika menunjukkan keberadaan zona netpay terbesar berada di zona 2 sumur SR01 dengan kedebalan netpay mencapai 110,34 m.

KESIMPULAN

1. Berdasarkan analisis dan data yang tersedia disimpulkan jika terdapat litologi batupasir, batuserpih dan batu gamping. Fasies pada sumur SR01 dibagi menjadi empat litofasies yaitu Fasies Batupasir Sedang Perselingan Batugamping formasi Ngrayong, Batupasir Sedang Perselingan Batugamping Formasi Ngrayong, Batupasir Halus Perselingan Batugamping Formasi Bulu, Batupasir Sedang Perselingan Batugamping Formasi Wonocolo dan untuk penelitian ini difokuskan pada Fasies Batupasir Sedang Perselingan Batugamping dan Batupasir Sedang Kasar Perselingan Batugamping pada formasi Ngrayong yang berada di lingkungan pengendapan delta front dan point bar.
2. Ditentukan terdapat 2 jenis pola elektrofases yaitu pola elektrofases bell dan Funnel melalui pola log gamma ray yang ditemukan pada setiap

sumur dengan pengendapan pada pola funnel di delta front dan pola bell di point bar.

3. Pada analisis kuantitatif dilakukan dengan menggunakan metode petrofisika dengan menentukan kandungan serpih, porositas efektif dan saturasi air pada setiap zona di tiap sumur dengan menggunakan metoda yang paling pesimistik.
4. Setelah memasukan cut off dengan nilai cut off porositas 0,05, cut off SW 0,7 dan cut off volume serpih 0,5 didapatkan hasil netpay di zona dua pada sumur SR01 lebih baik dibandingkan dengan sumur SR02 dan SR03 dengan zona dua merupakan zona yang paling berpotensi di setiap sumur dengan ketebalan net pay di zona dua pada sumur SR01 110,34 m , sumur SR02 19,53 m dan pada sumur SR03 47,86 m dengan hasil porositas pada setiap sumur di zona dua adalah buruk pada sumur SR01, buruk sumur SR02 dan cukup pada sumur SR03. Dari hasil analisis sumur menggunakan metode petrofisika menunjukan jika zona dua dengan rata rata hasil netpay tertinggi dengan porositas lebih baik dari zona satu yang terdapat di lower formasi Ngrayong pada sumur SR01, SR02 dan SR03 dapat menjadi fokus dalam eksplorasi dan pengembangan lapangan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih banyak kepada PT Pertamina EP Cepu yang telah membantu dan mengizinkan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Aulia, M. R., Putranto, T. T., & Setyawan, R. (2020). Karakteristik Reservoir Berdasarkan Analisis Petrofisik Pada Formasi Baturaja, Lapangan Aulia, Cekungan Jawa Barat Utara.
- Bishop, M. G. (2000). Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia.
- Dhamayanti, E., & Hartati, I. M. (2016). Dinamika Sedimentasi Singkapan Formasi Ngrayong Dengan Analogi Lingkungan Pengendapan Modern, Studi Kasus Singkapan Polaman Dan Braholo Dengan Analogi Pesisir Pantai.
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103–129.
- Harsono, A. (2013). Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log.
- Ismahesa, A., Isnaniawardhani, V., & Hamdani, A. H. (2015).
- Kusuma Pratama, A., Mardiana, U., Mohamad, F., Akhmad, E., & Syaripudin. (2018). Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan "A" Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Analisis Petrofisika.
- Pamalik, A. R., Manik, H. M., & Susilohadi. (2020). Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Atribut Sweetness Dan Inversi Impedansi Akustik Di Perairan Utara Bali.
- Rider, M. H. (1999). Malcolm H Rider - The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Ed. (1999).
- Bemmelen, R.W. Van., 1949. The Geology of Indonesia, Vol. 1 A, Government

- Printing Office, the Hauge
- Ryka, H., Jamaluddin, Pasha, R., & Pratikno, F. A. (2020). Interpretasi Lingkungan Pengendapan Sumur R-2 Berdasarkan Analisis Elektrofases.
- Satyana, A. H., Erwanto, E., & Prasetyadi, C. (2004). Rembang-MaduraKangean- Sakala (RMKS) Fault Zone, East Java Basin: The Origin and Nature of a Geologic Border.
- Schenk, C. J. (1985). Facies models. Siallagan, Fernando, Ordas Dewanto, B. S.
- M. (2016). Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika Dari 7 Sumur Di Cekungan Sumatera Selatan.
- Soeparyono, N., & Lennox, P. G. (1990). Structural development of hydrocarbon traps in the Cepu oil fields, northeast Java, Indonesia.
- Asquith, George and Gibson, Charles. 1982. Basic Well Log Analysis for Geologist.
- Bishop, M. G. (2000). Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java
- Soeparyono, N., & Lennox, P. (1991). Structural styles, Cepu oil fields, Java, Indonesia.
- Irawan, D., Utama, W., & Parafianto, T. (2009). Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan "ITS" Daerah Cekungan Jawa Barat Utara.
- Hadiarahman, H. (2018). Karakterisasi Dan Potensi Shale Gas Formasi Lower Baong Pada Lapangan "HR" Cekungan Sumatera Utara.