



**Bulletin of
SCIENTIFIC CONTRIBUTION**

Fakultas Teknik Geologi
UNIVERSITAS PADJADJARAN

homepage : <http://jurnal.unpad.ac.id/bsc>

p-ISSN : 1693 - 4873

Volume 14, No.1
April 2016

**LOW RESISTIVITY ZONE PADA RESERVOIR BATUPASIR
FORMASI CIBULAKAN ATAS, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA
LOW RESISTIVITY ZONE IN SANDSTONE RESERVOIR
UPPER CIBULAKAN FORMATION, NORTH WEST JAVA BASIN**

FIRMAN HERDIANSYAH¹, ABDURROKHIM², ILDREM SYAFRI²

¹Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti

Gedung D, Lt.2, Jl.Kyai Tapa No.1 Grogol Jakarta 11440

² Program Pascasarjana T.Geologi Fakultas T.Geologi Universitas Padjadjaran

ABSTRACT

Wireline geophysical well log (well log) is very important data to interpret formation and formation characteristics identification in the subsurface. Data well log aims identify reservoir zone, fluid type in the subsurface and to determine of parameters such as clay volume (Vcl), formation porosity, and water saturation (Sw). This research intend to discuss the formation evaluation and hydrocarbon bearing formation. The characteristics and controlling factor of low resistivity zone of sandstone reservoir in this study case become very crucial to be understood. The composition, thickness, and depositional of those sandstone reservoir are interpreted as the major controlling factor for being low resistivity (0.5–5 Ohm) of productive reservoir with total oil production 585.57 stb/m and total gas production 4.78 Mscf/m.

Keywords: Low resistivity, formation evaluation, characteristics and controllers of low resistivity sandstone.

ABSTRAK

Well log (wireline geophysical well log) merupakan data yang digunakan untuk mengevaluasi formasi dan mengetahui karakteristik batuan di bawah permukaan (subsurface). Data well log dapat menentukan zona reservoir, tipe fluida yang ada di bawah permukaan, dan determinasi nilai kehadiran lempung (Vcl), porositas formasi, dan saturasi air (Sw). Penelitian ini fokus pada evaluasi formasi baik kualitatif maupun kuantitatif pada zona hidrokarbon dengan harga resistivitas rendah berdasarkan hasil pengukuran deep resistivity log. Karakter dan faktor pengontrol pada zona batupasir yang memiliki fenomena harga resistivitas yang rendah menjadi suatu anomali ketika zona tersebut merupakan zona yang produktif. Komposisi batupasir, ketebalan batupasir, dan lingkungan pengendapan batupasir dengan resistivitas yang rendah (0.5–5 Ohm) memiliki perbedaan karakteristik dengan batupasir yang memiliki harga resistivitas yang normal (> 5 Ohm). Harga estimasi saturasi air yang tinggi (75%–80%) dan harga deep resistivity yang rendah (0.5–5 Ohm) pada zona produktif dengan total produksi minyak 585.57 stb/m dan gas 4.78 Mscf/m.

Kata Kunci : Resistivitas rendah, evaluasi formasi, karakteristik dan pengontrol batupasir resistivitas rendah.

PENDAHULUAN

Analisis *well logging* saat ini banyak digunakan karena biayanya yang relatif lebih murah dan kualitas datanya yang akurat. Untuk itu perlu dilakukan pengoptimalan dalam analisis *well logging* agar produksi dapat ditingkatkan. Evaluasi formasi dilakukan dengan mengkorelasikan data-data yang berasal dari sumur bor.

Kehadiran mineral lempung dan penyebarannya, serta kandungan

mineral *glauconite* di dalam batupasir sebagai reservoir sangat mempengaruhi hasil dari analisis *log*. Untuk mengetahui jumlah kehadiran dan penyebaran dari mineral lempung akan dilihat dari hasil interpretasi *log* yang memperlihatkan sifat fisik batuan, yaitu *volume shale/clay*, porositas, dan sifat kelistrikan yang dimiliki batuan yang dapat mempengaruhi harga saturasi air di dalam batupasir produktif. Kehadiran mineral *clay* dan *shale* dapat mempengaruhi nilai resistivitas,

sehingga dapat mempengaruhi cadangan hidrokarbon di dalam formasi. Oleh karena itu penelitian tentang *low resistivity* pada reservoir produktif sangat penting dilakukan.

Maksud dari penelitian ini adalah mengetahui kandungan mineral dalam lapisan batupasir produktif yang memiliki harga resistivitas rendah sehingga dapat menjelaskan faktor pengontrol *low resistivity zone*. Adapun tujuan dalam penelitian ini untuk mengetahui karakteristik batupasir yang dapat menjadi reservoir dengan harga resistivitas rendah dan mengetahui pengontrol turunnya harga resistivitas.

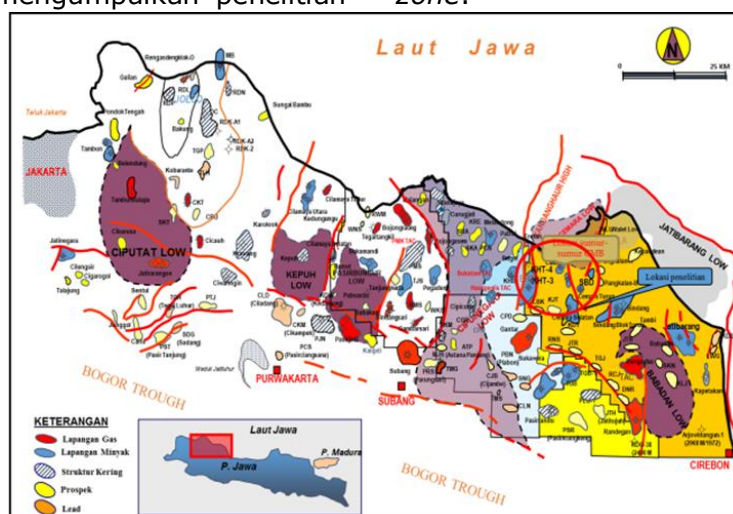
Lokasi penelitian berada 55 km sebelah Barat laut Cirebon, kurang lebih 35 km sebelah barat Balongan yang termasuk wilayah kerja PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon merupakan bagian dari Cekungan Jawa Barat Utara. Sedangkan secara fisiografi merupakan bagian dari Zona Paparan Utara Jawa (Gambar 1).

METODOLOGI

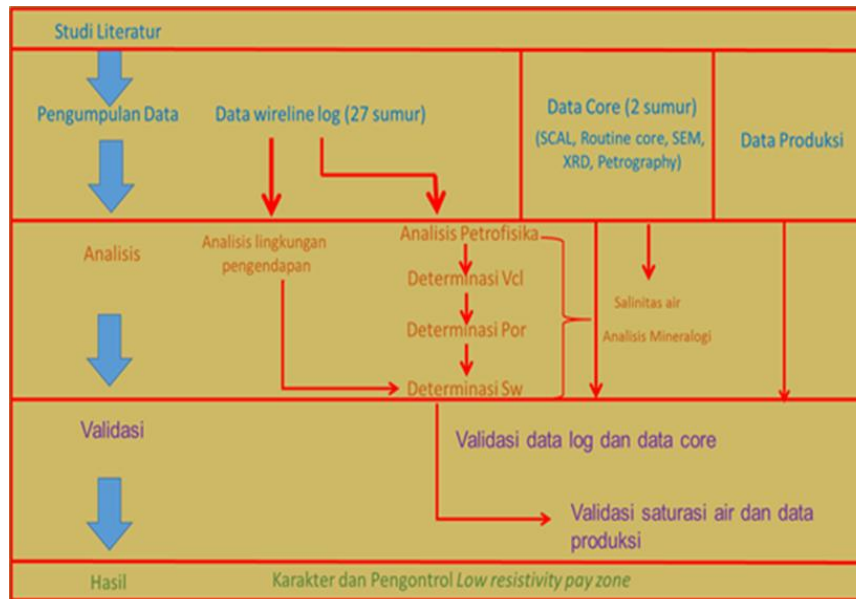
Metodologi penelitian yang digunakan berdasarkan kebutuhan agar tercapai tujuan utama penelitian terdiri dari analisis data sekunder milik PT. Pertamina EP asset 3 Cirebon yaitu data SCAL, data *well log*, data petrografi dan mineralogi, dan data SEM dan XRD. Tahapan penelitian yang dilakukan dimulai dari mengumpulkan penelitian-

penelitian sebelumnya yang telah dipublikasi baik keadaan geologi regional maupun keadaan geologi lokal khususnya yang berhubungan dengan *low resistivity zone*, selanjutnya pengumpulan data yang digunakan, kemudian tahapan analisis data dimulai dari analisis geologi lokal, determinasi parameter petrofisika yang meliputi Vcl, porositas dan saturasi air yang kemudian akan divalidasi dengan data *core* antara hasil estimasi porositas dengan porositas *core* serta hasil estimasi Vcl dengan harga resistivitas terukur juga dilakukan korelasi antara harga resistivitas dengan kandungan mineral, kemudian pembuatan peta struktur bawah permukaan untuk mengetahui lokasi sumur (Gambar 2). Digunakan program *Petrel* sebagai alat bantu pembuatan peta struktur bawah permukaan dan program *Interactive Petrophysics* sebagai alat bantu evaluasi formasi.

Dari hasil validasi antara hasil perhitungan dengan data *core* akan menunjukkan karakteristik dari reservoir batupasir dengan harga resistivitas rendah dan juga dapat diketahui pengontrol turunnya harga resistivitas dalam lapisan batupasir yang mengandung hidrokarbon. Sehingga dapat diketahui faktor geologi yang mempengaruhi fenomena *low resistivity zone*.



Gambar 1. Peta lokasi penelitian daerah *on shore* (Satyana, 2004)



Gambar 2. Tahap penelitian

Hasil pengolahan data disajikan dalam bentuk korelasi antara data analisis log dan data core yang membentuk satu populasi yang menunjukkan penurunan harga resistivitas yang diikutsertakan dengan penurunan-penurunan harga vcl dan mineralogi.

GEOLOGI REGIONAL

Informasi lokasi penelitian diperoleh dari PT. Pertamina EP Region Jawa merupakan bagian dari Cekungan Jawa Barat Utara, sedangkan secara fisiografi merupakan bagian dari Zona Paparan Utara Jawa. Regional geologi mulai dari tatanan tektonik, stratigrafi, struktur geologi, dan system petroleum. Selama Jaman Kapur Akhir ke Awal Tersier, Cekungan Jawa Barat Utara terletak pada back-arc basin yang terletak antara lempeng mikro Sunda dan zona subduksi India-Australia yang terjadi pada zaman Tersier.

Selama fase awal evolusi di Paleogen tersebut, cekungan berkembang sebagai cekungan yang dikontrol oleh tinggian-tinggian yang tersesarkan dan sistem half-graben. Graben ini kemudian diisi oleh endapan-endapan danau dan vulkanik (Formasi Jatibarang). Tinggian tersesarkan dan graben ini ditunjukkan oleh kecenderungan dari sesar normal berarah Utara-Selatan dengan

mekanisme yang dikenal sebagai Patahan Sunda (Satyana dan Armandita, 2003).

Jaman Kapur Akhir sampai Kala Eosen Awal (100–56 Ma). Metamorfisme regional dihasilkan oleh subduksi dan pengembangan busur Meratus. Deformasi, pengangkatan, erosi dan pendinginan terjadi pada kala Paleosen. Magmatisme yang bersifat calc-alkalic terjadi di seluruh wilayah yang sekarang daratan dan lepas pantai Jawa karena proses subduksi yang normal. Magmatisme andesitik berlanjut sampai awal Eosen.

Eosen (50–40 Ma). Lempeng India bertabrakan dengan lempeng Eurasia yang menghasilkan puntiran dextral besar margin selatan Kraton Sunda, memicu rezim transtension di wilayah Jawa bagian Barat Laut. Pada saat ini merupakan fase pembentukan cekungan dan sub-cekungan.

Oligosen (34–30 Ma). Laut Cina Selatan dan akresi di bagian barat laut Kalimantan. Margin lempeng Australia (New Guinea) bertabrakan dengan beberapa kompleks busur mengakibatkan terbentuk zona tulang punggung orogenic tengah Papua.

Miosen Tengah (17–10 Ma). Fase rifting Laut Cina Selatan berakhir pada saat benturan fragmen benua yang berasal dari Gondwana (Australia Utara-Irian

Jaya) melawan batas lempeng Sunda timur. Fase ini merupakan awal dari fase orogenesis yang mengakibatkan terjadinya uplift dan subsidence.

Miosen Akhir (7–5 Ma). Bagian Barat Laut Australia bertabrakan dengan palung Sunda di sektor busur Banda, menghasilkan deformasi tumbukan Timor. Fasa ini merupakan fase inversi hingga Plio–Pleistosen.

Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara dimulai dengan diendapkannya tufa dari Formasi Jatibarang secara tidak selaras di atas batuan metamorf dan batuan beku. Di atas Formasi Jatibarang diendapkan Formasi Cibulakan Bawah yang terdiri dari batuan sedimen klastik di bagian bawah dan batugamping terumbu di bagian atas. Formasi Cibulakan Atas terdiri dari batuan sedimen klastik dan secara lokal ke atas berubah menjadi batugamping. Di atas Formasi Cibulakan Atas adalah batugamping Formasi Parigi, dan selanjutnya Formasi Parigi diendapkan di atasnya oleh serpih gampingan Formasi Cisubuh. Satuan litostratigrafi ini telah banyak mengalami perubahan, dalam perkembangannya digunakan tata nama litostratigrafi yang umum digunakan untuk Cekungan Jawa Barat Utara, yaitu Formasi Jatibarang, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan (juga dikenal sebagai "Massive Sandstone", atau "Mid-Main Carbonate", atau "Pre-Parigi"), Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh. Gresko et al (1995) membagi lagi bagian sedimen pra-Miosen di Cekungan Jawa Barat Utara menjadi tiga unit yang sangat berbeda: Paleosen Akhir–Oligosen Bawah Formasi Jatibarang (Syn-rift I), Anggota Talangakar Bawah (Oligosen Bawah, Syn-rift II) dan Anggota Talangakar Atas (Oligosen Atas, Post-rift sag) dari Formasi Talangakar. Di Cekungan Jawa Barat Utara, batas Oligosen–Miosen terjadi di bagian atas Formasi Talangakar pada kontak dengan Formasi Baturaja pada bagian bawah.

Pada umumnya batuan yang berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon adalah batuan klastika berbutir halus. Hingga saat ini yang dianggap sebagai batuan sumber yang sudah matang dan menghasilkan hidrokarbon di Cekungan Jawa Barat Utara adalah

batulempung/serpih dari Formasi Talangakar. Satuan batuan ini menempati pada daerah rendahan (Low area). Beberapa daerah rendahan tersebut seperti di Rendahan Cipunegara, Rendahan Ciputat, dll. Sebaran lokasi batuan sumber ini, pada umumnya disebut sebagai dapur hidrokarbon (kitchen). Setiap area dapur hidrokarbon menempati daerah rendahan atau sering disebut juga sebagai subcekungan. Batuan serpih Formasi Talangakar yang berfungsi sebagai batuan sumber hidrokarbon berada didalam Upper TAF, diendapkan di lingkungan transisi sampai deltaik. Pengendapan serpih ini terjadi di daerah rendahan (graben/setengah graben) yang terjadi pada fase synrift pada Eosen–Oligosen. Kondisi cekungan, pada umumnya mempunyai kedalaman yang semakin besar ke arah Selatan. Sedangkan lapangan hidrokarbon di Pertamina EP Asset 3. Pertamina Cirebon menempati daerah tinggian.

Pada Cekungan Jawa Barat Utara, batuan yang dianggap sebagai batuan reservoir sangat banyak, akan tetapi yang menunjukkan kandungan potensi hidrokarbon lebih sedikit.

Batuan potensial reservoir disini berupa lapisan-lapisan batuan, baik batuan karbonat maupun klastika. Akan tetapi yang dimaksud batuan reservoir disini adalah lapisan batuan yang menunjukan indikasi adanya hidrokarbon, baik sebagai lapisan produksi, adanya hidrokarbon show atau jejak hidrokarbon. Hampir setiap satuan batuan selalu dijumpai adanya batuan reservoir.

Secara fisik lapisan tudung terdapat di semua formasi, mulai dari serpih Formasi Talangakar, serpih Formasi Cibulakan, dan yang berfungsi sebagai batuan tudung regional adalah serpih gampingan Formasi Cisubuh. Pembentukan endapan serpih Cisubuh ini menandai maksimum transgresi pada Cekungan Jawa Barat Utara.

Oil generation sudah dimulai sejak Miosen Tengah, sedangkan oil migration terjadi selama Miosen Akhir (tepatnya 10 juta tahun yang lalu) hingga kini, Akumulasi hidrokarbon terakhir terjadi setelah terbentuknya perangkap oleh

kompresi Utara-Selatan atau inversi pada Plio–Pleistosen.

HASIL DAN ANALISIS

Low resistivity zone adalah suatu fenomena dalam hal ini lapisan batupasir memiliki nilai deep resistivity yang rendah dan saturasi air yang tinggi tetapi lapisan tersebut produktif, hal tersebut dapat diakibatkan oleh beberapa faktor diantaranya adalah kehadiran mineral clay (montmorillonite, smectite, illite, kaolinite), kehadiran mineral glauconite, mineral pyrite, dan traces fossil. Secara teori alasan low resistivity dapat dibagi ke dalam dua grup. Yang pertama, saturasi air formasi tinggi tetapi hidrokarbon berproduksi, hal ini disebabkan oleh kehadiran Microporosity. Yang kedua saturasi air hasil perhitungan lebih tinggi daripada saturasi air formasi, hal ini disebabkan oleh mineral konduktif seperti pyrite dan mineral lempung di dalam lapisan batupasir (Hamada, 1996).

Daerah penelitian termasuk ke dalam anggota Formasi Cibulakan atau lebih tepatnya Formasi Cibulakan Atas yang diendapkan selaras di atas Formasi Cibulakan Tengah dan ditutupi secara selaras oleh Formasi Parigi. Formasi Cibulakan Atas dibagi menjadi anggota Pra-Parigi, main members dan massive members dalam lithostratigrafi informal (Reksalegona et al 1996).

Lapisan batupasir pada lokasi penelitian masuk ke dalam Formasi Cibulakan. Formasi ini memiliki umur akhir Miosen Awal-awal Miosen Akhir yang terbentuk pada Cekungan Jawa Barat Utara antara Sub Cekungan Cipunegara dan Sub Cekungan Jatibarang, diendapkan pada lingkungan shallow marine. Dari data well log dapat diinterpretasikan bahwa Formasi Cibulakan dicirikan dengan batuan Shaly sand dan batugamping.

PETA BAWAH PERMUKAAN

Setelah dilakukan interpretasi data seismik yang menghasilkan peta struktur waktu, kemudian di konversi menjadi peta struktur kedalaman, sehingga dapat di analisis lokasi sumur yang terletak di puncak struktur maupun yang ada pada sayap struktur lapisan XHa (Gambar 3).

ANALISIS DATA WELL LOG

Lapisan reservoir yang menjadi fokus pada penelitian ini adalah lapisan XHa. Dengan menggunakan data well log dapat diketahui penyebaran lapisan XHa secara vertikal dan lateral. Lapisan XHa terletak pada kedalaman antara 1580.7 mss sampai dengan 1630.3 mss atau 1587.6 m sampai dengan 1816.22 m (MD), dengan ketebalan lapisan antara 2.5–13 meter. Lapisan XHa merupakan lapisan reservoir produktif dengan nilai resistivity yang relatif rendah yaitu berkisar 0.5–2.5 Ohm, tergolong rendah jika dibandingkan dengan lapisan reservoir pada zona XL yang mempunyai nilai lebih dari 10 Ohm. Memperlihatkan karakter log gamma-ray dan log resistivity pada lapisan reservoir XHa (Gambar 4).

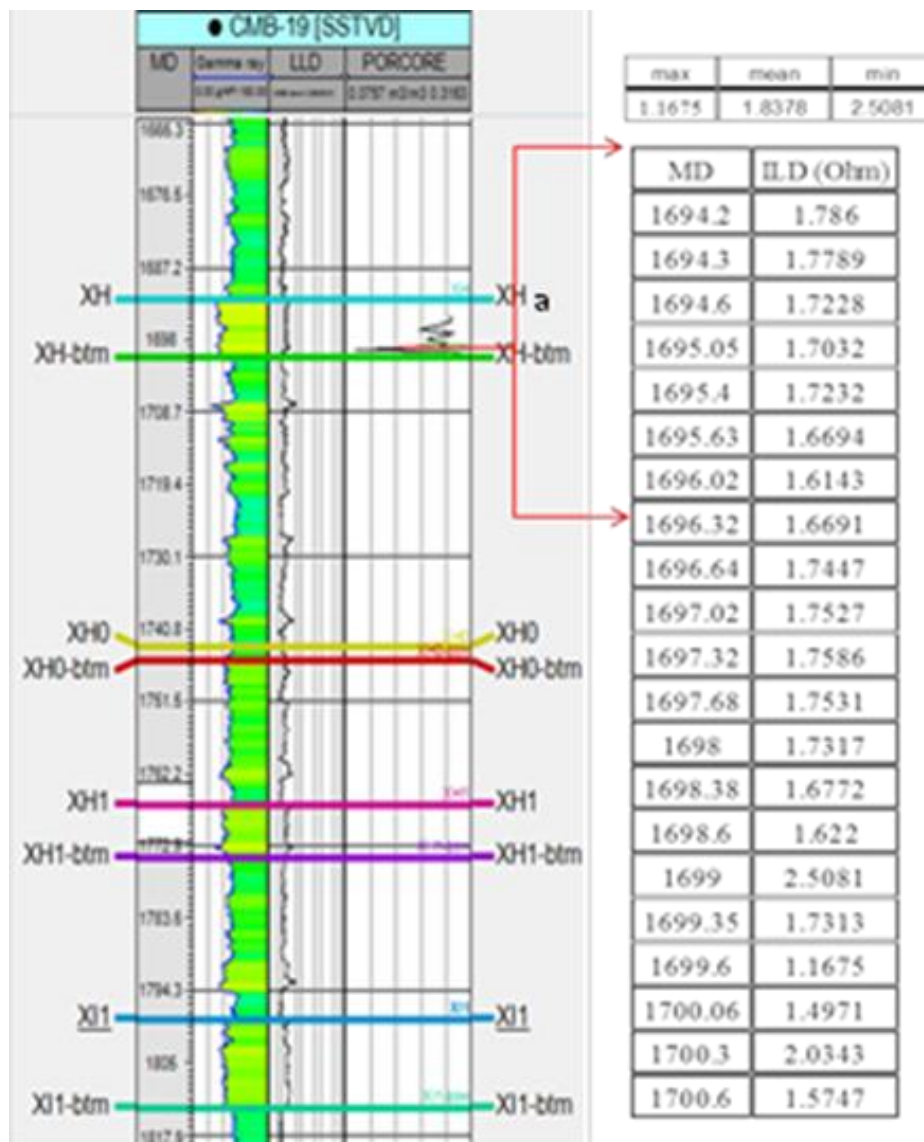
KORELASI SUMUR

Korelasi dilakukan untuk mengetahui kemenerusan lapisan XHa dengan karakter log resistivity yang berbeda signifikan, korelasi juga untuk mengetahui batas atas (top) dan batas bawah (bottom) lapisan. Korelasi dilakukan dengan menggunakan empat data well log, yaitu gamma-ray, resistivity, neutron dan density. Litologi batupasir ditandai dengan nilai gamma-ray yang relatif rendah dan density berkisar antara 2.65–2.71 gr/cc hal ini disebabkan karena di dalam batupasir memiliki kandungan radioaktif yang rendah dibandingkan dengan batulempung yang memiliki kandungan unsur radioaktif yang tinggi karena unsur radioaktif berasal dari mineral-mineral yang stabil yang banyak terdapat di dalam batulempung.

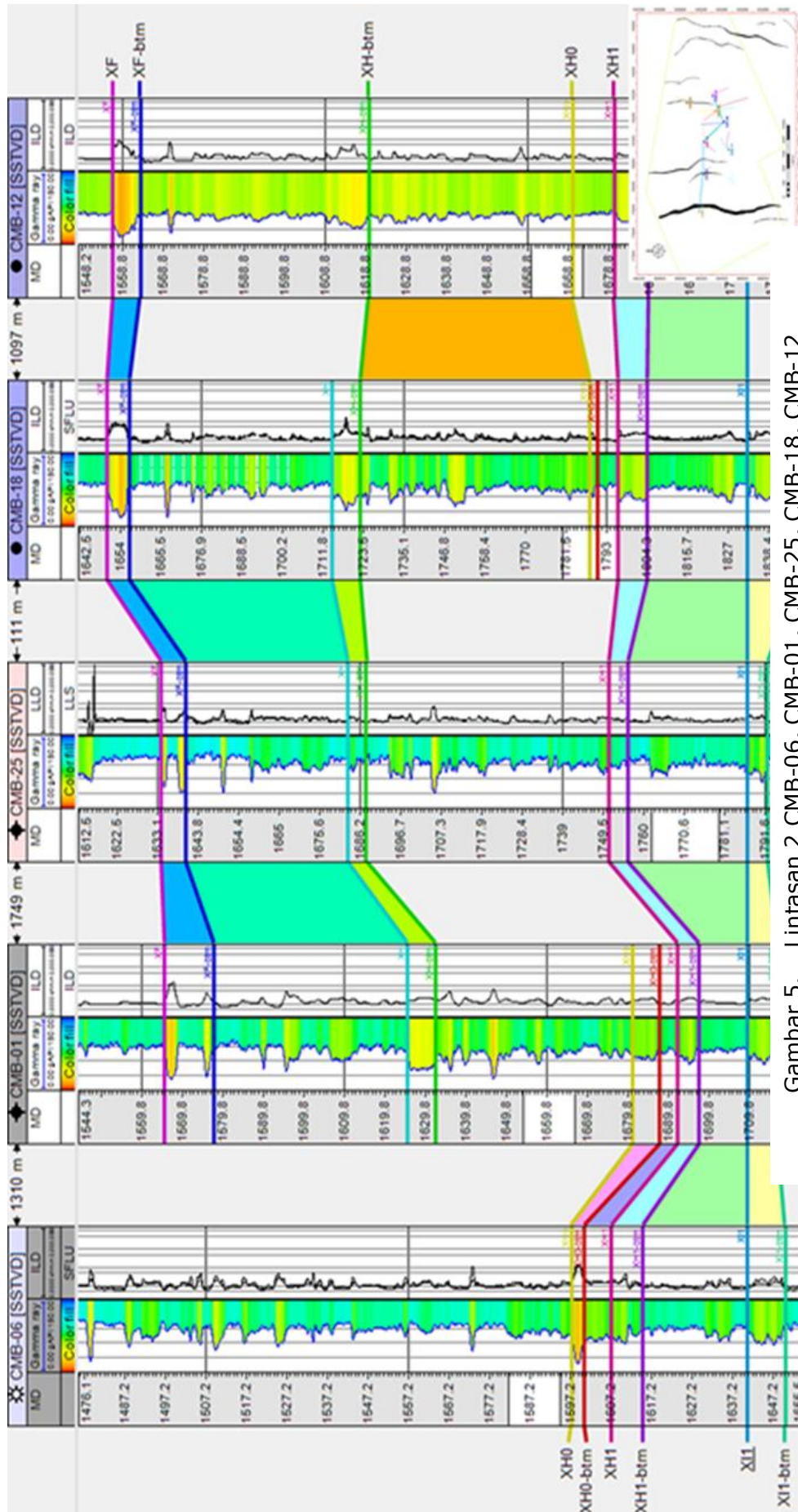
Mengacu pada sumur CMB-19, dilakukan interpretasi dan korelasi untuk mengetahui apakah pada lapisan XHa di setiap sumur memiliki karakter log gamma-ray dan log resistivity yang sama, juga untuk mendapatkan pola penyebaran, ketebalan, kemenerusan lapisan.

Lintasan 2 (CMB-06–CMB-01–CMB-25–CMB-18–CMB-12). Lintasan ini terdiri dari korelasi dari sumur CMB-06, CMB-01, CMB-25, CMB-18, CMB-12. Arah penampang lintasan ini Barat–Timur dengan panjang lintasan 4267 meter, jarak sumur CMB-06 dengan CMB-01

1310 m, CMB-01 dengan CMB-25 1749 m, CMB-18 dengan CMB-12 1097 m seperti terlihat pada (Gambar 5).



Gambar 4. Type log dan deep resistivity lapisan reservoir XHa



Gambar 5. Lintasan 2 CMB-06, CMB-01, CMB-25, CMB-18, CMB-12

Lintasan ini terdiri dari korelasi dari sumur CMB-03, CMB-05, CMB-19, CMB-11. Arah penampang lintasan ini Utara-Selatan dengan panjang lintasan 4112 meter, jarak sumur CMB-03 dengan CMB-05 1514 m, CMB-05 dengan CMB-19 1720 m, CMB-05 dengan CMB-19 878 m (Gambar 6).

Dapat diasumsikan juga batupasir ini merupakan endapan Bar yang didapatkan pada lingkungan shallow marine hal ini disimpulkan berdasarkan elektrofases dengan mengacu pada bentukan data log mengkasar ke atas (funnel) menurut Kendall, 2003 yang divalidasi dengan data deskripsi core pada interval yang sesuai dengan elektrofasesnya.

ANALISIS DATA CORE

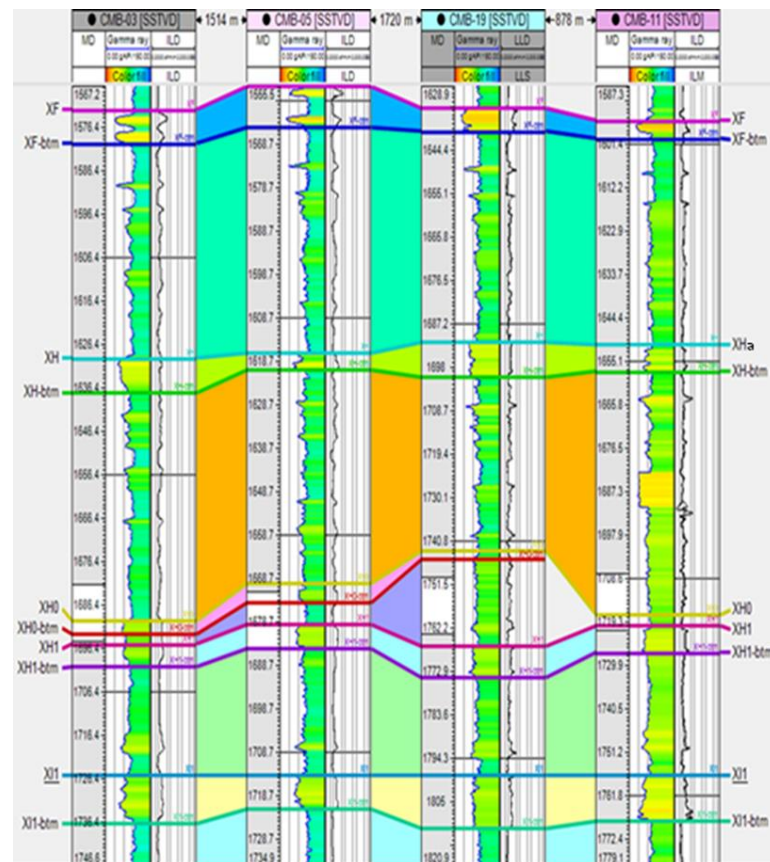
Analisis data core di laboratorium dilakukan oleh PT. Pertamina EP. Data core pada daerah penelitian terdapat di sumur CMB-11 dan CMB-19, pada sumur CMB-11 data core berada pada interval 1599.75–1657 m (MD). Hasil analisis sedimentologi dari data core sumur CMB-11 yang bersumber pada conventional core milik Pertamina EP asset 3. Pada interval 1650m–1657.09m adalah batupasir dengan warna abu-abu sampai coklat dan memperlihatkan sekuen mengkasar ke atas yang tergolong ke dalam sublitharenite dengan authigenic mineral dan visible porosity, jika menyesuaikan dengan klasifikasi Pettijhon (1975), dengan uraian batupasir jenis sublitharenite semen kalsit pada kedalaman 1653m–1655m karena dari data XRD menunjukkan jumlah kalsit 5%, glauconite (tr-6%), mica (1–4%), pyrite 1 %, authigenic kaolinite 9%, tr smectite, dan feldspathic litharenite pada kedalaman 1655.60 m dimana kandungan kuarsanya 85%, feldspar 1% dan plagioklas 6%.

Dari data XRD sumur CMB-11 (Pertamina, 1993) kemudian dikorelasikan dengan nilai resistivity sesuai kedalaman sampel batuan inti. terlihat kehadiran mineral clay dan heavy mineral seperti Pyrite dan glauconite mempengaruhi penurunan

nilai deep resistivity. Dalam hal ini nilai deep resistivity tertinggi 2.035 Ohm adalah pada kedalaman batuan inti 1274 m, dan nilai deep resistivity yang paling rendah 1.108 Ohm adalah pada kedalaman batuan inti 1653 m dengan kandungan kaolinite 4%, Chlorite 5%, calcite 19%, kuarsa 56% terkandung juga pyrite 1% (Tabel 1).

Kemudian dari analisis data XRD dilakukan validasi dengan data produksi pada sumur CMB-11 dan pada kedalaman 1653–1658 m (MD) merupakan zona batupasir yang produktif. Clay mineral merupakan faktor terpenting penyebab turunnya harga resistivitas pada lapisan batupasir di sumur CMB-11 yang merupakan sumur produksi.

Pada sumur CMB-19 posisi kedalaman batuan inti adalah dari 1695–1701.71m (MD) yang mengcover ketebalan 6.41 m. Dengan mengintegrasikan data conventional core dan XRD diinterpretasikan bahwa batuan pada kedalaman 1695.2 m–1699 m berdasarkan klasifikasi Pettijhon (1975) adalah batupasir jenis subfeldspatic arenite, kemudian sampel pada kedalaman 1699.6 merupakan batupasir jenis sublitharenite, sampel kedalaman 1700.3 merupakan batupasir jenis sublitharenite dengan semen kalsit, pada kedalaman 1701 tergolong ke dalam batupasir jenis subfeldspatic arenite, dan pada sampel kedalaman 1701.6 tergolong ke dalam batupasir jenis sublitharenite dengan semen kalsit. Dengan korelasi antara XRD dan nilai resistivity maka dapat disimpulkan lapisan ini masih sama karakternya dengan lapisan XHa pada sumur CMB-11 (Tabel 2). Sumur CMB-19 bukan merupakan sumur yang memiliki produksi tetapi sumur CMB-19 merupakan sumur yang memiliki analisis batuan inti. Hasil analisis dari core dan data log resistivity diintegrasikan untuk melihat karakter dari lapisan XHa pada sumur CMB-19. Interval core di sumur CMB-19 seluruhnya adalah batupasir yang berkomposisi kuarsa, pirit, clay hingga calcite.



Gambar 6. Lintasan 1 Formasi Cibulakan Atas CMB-03, CMB-05, CMB-19, CMB-11

Tabel 1. Data XRD dan harga resistivity sumur CMB-11

DEPTH	CLAY MINERALS			CARBONATE MINERALS			OTHER MINERALS				TOTAL			ILD (Ohm)
	KAOLINITE (%)	CHLORITE (%)	Illite (%)	CALCITE (%)	DOLOMITE (%)	SIDERITE (%)	QUARTZ (%)	K-FELSPAR (%)	PLAGIOCLAS (%)	PYRITE (%)	CLAY (%)	CARBONATE (%)	OTHER (%)	
1274.0	3		tr	1	17		75	3	1		3	18	79	2.035
1274.3	4		tr	1	23		69	2	1		4	24	72	2.034
1276.6	4		tr	1	1	5	86	3			4	7	89	1.999
1278.3	4	1		2	1	6	82	4			5	9	86	2.005
1279.0	7	3		1	1	2	77	2	4	3	10	4	86	1.200
1600.4				36	59		1			4		95	5	1.215
1653.0	4	5	tr	19		8	56	2	5	1	9	27	64	1.108
1655.0	3	4		1			84	1	6	1	7	1	92	1.435
1655.6	5	6	tr	1	1		75	2	9	1	11	2	87	1.142
1657.0	1	5		1			86		6	1	6	1	93	1.299

Tabel 2. Posisi batuan inti dan harga deep resistivity sumur CMB-19

DEPTH	Terrigenous					Calcite (%)	Pyrite (%)	CLAY (%)	Klasifikasi (Petijhon, 1975) (%)	ILD (Ohm)
	Monoquartz (%)	feldspar (%)	rock fragmen (%)	heavy mineral (%)	galuconite(%)					
1695.2	40.75	6.75	7.5	0.5	4.25			10.25	subfeldspatic arenite	1.723
1696.0	42.75	7.25	7.25	0.5	3.75		0.25	7.75	subfeldspatic arenite	1.614
1697.6	40.5	9.75	6	0.25	3.5		0.5	8.5	subfeldspatic arenite	1.753
1698.3	40.75	7.5	9.5	0.75	3.25		0.25	8.25	subfeldspatic arenite	1.677
1699.0	39.25	6.25	7.75	0.25	2.25		1.25	10.5	subfeldspatic arenite	1.731
1699.6	42.5	5.5	8	0.25	2.5		0.75	5	sublithicarenite	1.168
1700.3	43.25	3.75	10.25	0.5	1.75	26.5	0.5	4.75	sublithicarenite cemented calcite	2.034
1701.0	41.75	4.25	10.25	0.25	3	1.75	0.25	7.75	subfeldspatic arenite	1.053
1701.6	47.5	4	10	0.25	3.75	21	0.25	2	sublithicarenite cemented calcite	0.971

Analisis Data Petrografi

Analisis petrografi merupakan milik PT.Pertamina EP yang dilakukan oleh Lemigas. Data petrografi yang tersedia yaitu pada sumur CMB-19 kedalaman 1695.23 m (MD), 1696.60 m (MD), 1697.60 m (MD), 1698.30 m (MD), 1699 m (MD), 1699.60 m (MD), 1700.30 m (MD), 1700.30 m (MD), dan pada sumur CMB-11 kedalaman 1653 m (MD), 1655 m (MD), 1655.60 m (MD), 1657 m (MD) keseluruhan interval petrografi baik pada sumur CMB-11 dan CMB-19 terdapat pada zona XHa yang merupakan zona penelitian. Data petrografi di sumur CMB-19 digunakan untuk mengetahui karakter lapisan batupasir dan melihat kandungan mineral-mineral konduktif yang ada pada zona XHa yang mungkin dapat menyebabkan low resistivity zone. Pada interval 1695.23 m (MD) merupakan pasir halus dengan sortasi baik, memiliki kontak antar butir concave-convex menandakan bahwa zona ini pernah terbebaskan. Komposisi yang dapat dilihat dari petrografi pada interval ini adalah monocrystalline quartz (1) sejumlah 40 %, plagioclase 3.75 %, K-feldspar 3%, shale sebagai butiran 2%, heavy mineral dan mika masing-masing 0.5%, dan allochthonic glauconite 4% (2) (Gambar 7).

Pada sumur CMB-11 interval 1655 m (MD). Komposisi batuan yang dapat dilihat pada interval ini adalah kuarsa 60 % (1), feldspar 4 %, fragmen batuan 6 %, dan allochthonic glauconite 6% (2). Semen silika dan authigenic clay masing-masing 2 % dan 4 %. Juga terdapat Foram besar sekitar 1 %.

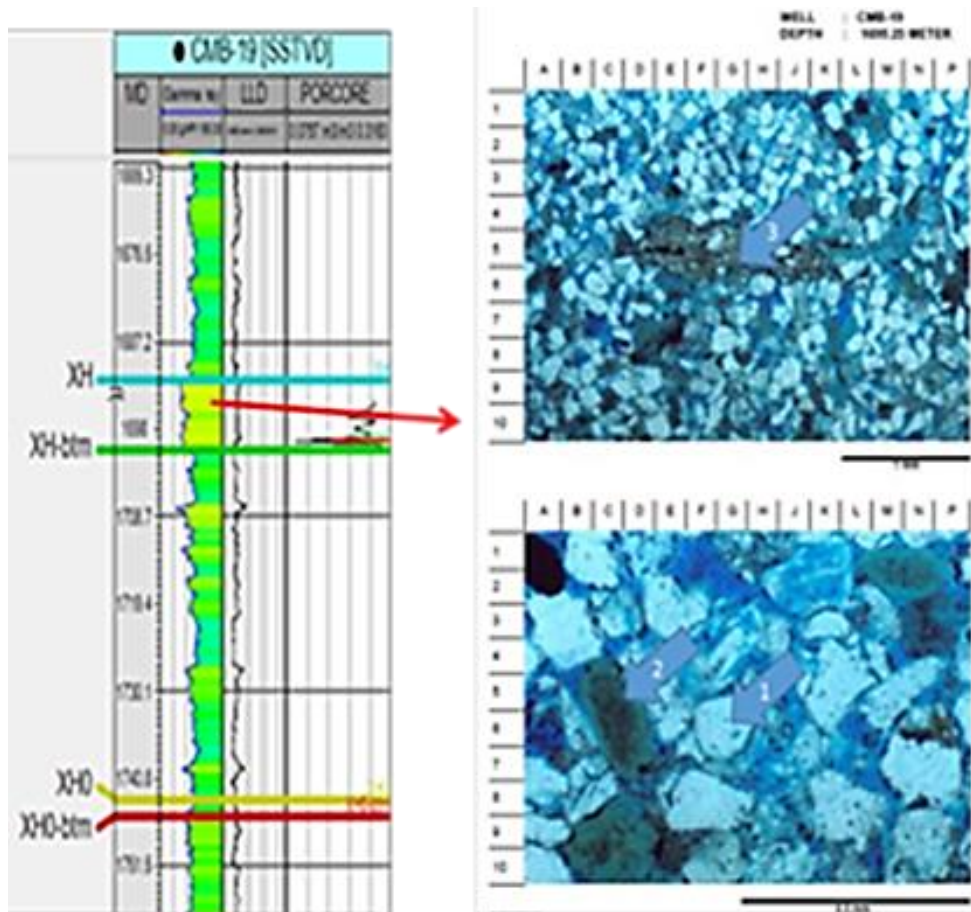
Kemudian pada foto SEM juga dapat dilihat kaolinite dan chlorite (3). Dari komposisi tersebut dapat disimpulkan berdasarkan batupasir tergolong kedalam Sublitharenite (Gambar 8).

Analisis Data Biostratigrafi

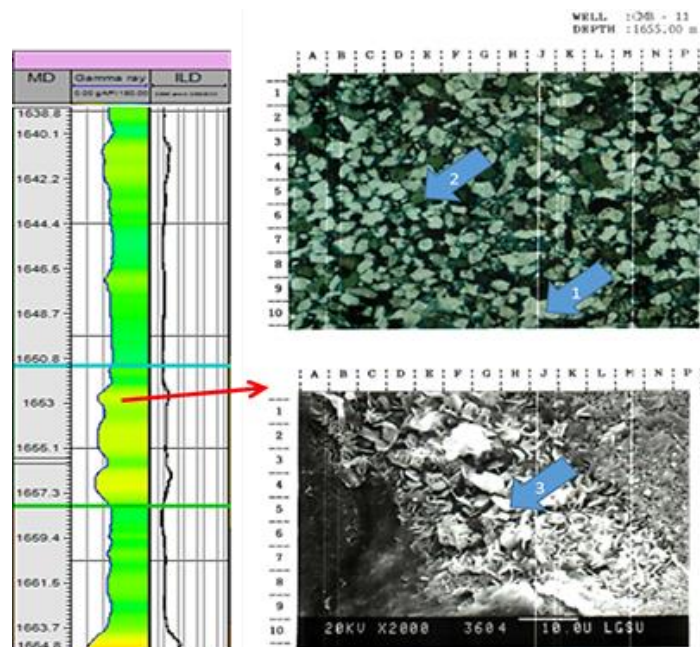
Data biostratigrafi dianalisis oleh Lemigas pada tahun 1974, pada penelitian ini data biostratigrafi hanya tersedia pada sumur CMB-19 di interval 1695m (MD)–1701.7m (MD) yang sesuai dengan kedalaman core dan petrografinya. Berikut kandungan fosil daerah penelitian berdasarkan interval biostratigrafi.

Pada interval 1695.00m–1696.40m (MD) sedikit mengandung Foraminifera dan nannoplankton. Foraminifera pada interval ini hanya muncul Bentonitic foraminifera yaitu *Ammonia umbonata* pada kedalaman sample 1695.8m (MD). Selain itu juga terdapat *Zonocostites ramonae*, *Acrostichum aureum* dan *Florschuetzia trilobata* pada kedalaman sampel 1695.00m. Dari data tersebut disimpulkan bahwa sedimen pada interval sampel 1695m–1696.40m (MD) memiliki lingkungan pengendapan inner sublitoral.

Pada interval 1696.40m–1699.76m (MD) menunjukkan *Zonocostites ramonae*, *Avicennia* sp., *Acrostichum aureum*, *Florschuetzia levipoli* dan *F. trilobata*. Selain itu juga terdapat *Sapotaceoidaepollenites* sp.1, *Sapotaceoidaepollenites* sp.2, *Cephalomappa* type, *Callophyllum* type, dan *Dicolpopollis* sp. Dari data bistratigrafi dan data core interval



Gambar 7. Petrografi sumur CMB-19 interval 1695.23 zona XHa



Gambar 8. Petrografi dan SEM sumur CMB-11 interval 1655 zona Xha

1696.40m–1699.76m (MD) merupakan lingkungan *littoral*. Pada interval 1699.76m–1701.71m (MD) merupakan penciri utama bahwa Formasi Cibulakan

zona batupasir XHa diendapkan pada lingkungan *shallow marine* tepatnya *inner littoral*, dengan hadirnya *Ammonia umbonata*.

Dikombinasikan dengan data *core* maka dapat disimpulkan bahwa interval 1695.00m–1696.40 m (MD) diendapkan pada lingkungan *inner sublittoral*, kemudian interval 1696.40m–1699.76m (MD) diendapkan pada lingkungan *littoral*, dan interval 1699.76m–1701.71m (MD) diendapkan pada lingkungan *inner littoral* (Gambar 9).

Determinasi Volume Clay

Estimasi nilai *volume clay* dihitung dari log *gamma ray* atau *spontaneous potensial*, dengan mendeterminasi nilai *clean sand* dan *shale baseline*. Sebagai pertimbangan agar perhitungan *volume clay* representatif maka digunakan metode linear yang dapat dilihat pada persamaan (1).

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Determinasi Rw

Pada daerah penelitian dilakukan analisis air, sehingga dapat diketahui *range total solid* air untuk mendapatkan nilai *Rw*. Hasilnya dicoba diintegrasikan dengan sumur yang ada pada struktur terdekat dengan *range total solid* 18954–22512 ppm yang *equivalent* dengan *Rw* = 0.217–0.301 Ohm. Nilai *Rw* tersebut juga divalidasi dengan *Picket plot* pada sumur CMB-19 (Gambar 9).

Selain di sumur CMB-19 analisis *Rw* juga dilakukan pada sumur CMB-11, dengan *range total solid* 19063 ppm dengan *Rw* = 0.283 yang divalidasi dengan *Picket Plot equivalent* dengan salinitas 20541 ppm (Gambar 10)

Determinasi Porositas

Tahapan awal sebelum melakukan perhitungan porositas adalah penentuan parameter input yang terdiri dari nilai *RHOB* (*Density log*) dan *NPHI* (*Neutron log*) untuk mengetahui harga matriks (MA) diasumsikan masa jenis kuarsa 2.648 gr/cc, *shale* (SH), dan *dry shale*. Pada perhitungan porositas digunakan juga *Vcl* untuk mengeliminasi molekul air yang terikat (*neutron wet clay*) di

dalam Formasi. *Cross plot* penentuan parameter matriks, *dry clay*, dan *wet clay* pada zona XHa dan pada sumur CMB-19 (Gambar 11).

Zona XHa yang litologinya *shaly sand* memiliki nilai matriks 2.65 gr/cc diasumsikan dari masa jenis Batupsir dan *dry shale* 2.66 gr/cc. Dilihat dari parameter di atas, zona XHa banyak keterdapatan lapisan tipis batupasir diantara lapisan batulempung.

Determinasi Resistivity Clay

Estimasi *Resistivity Clay* menggunakan *cross plot* antara *deep resistivity* dengan *volume wet clay*, dengan metode tersebut dilihat harga *deep resistivity* pada saat harga *volume wet clay* = 1 (*VWCL* = 1) (Gambar 12).

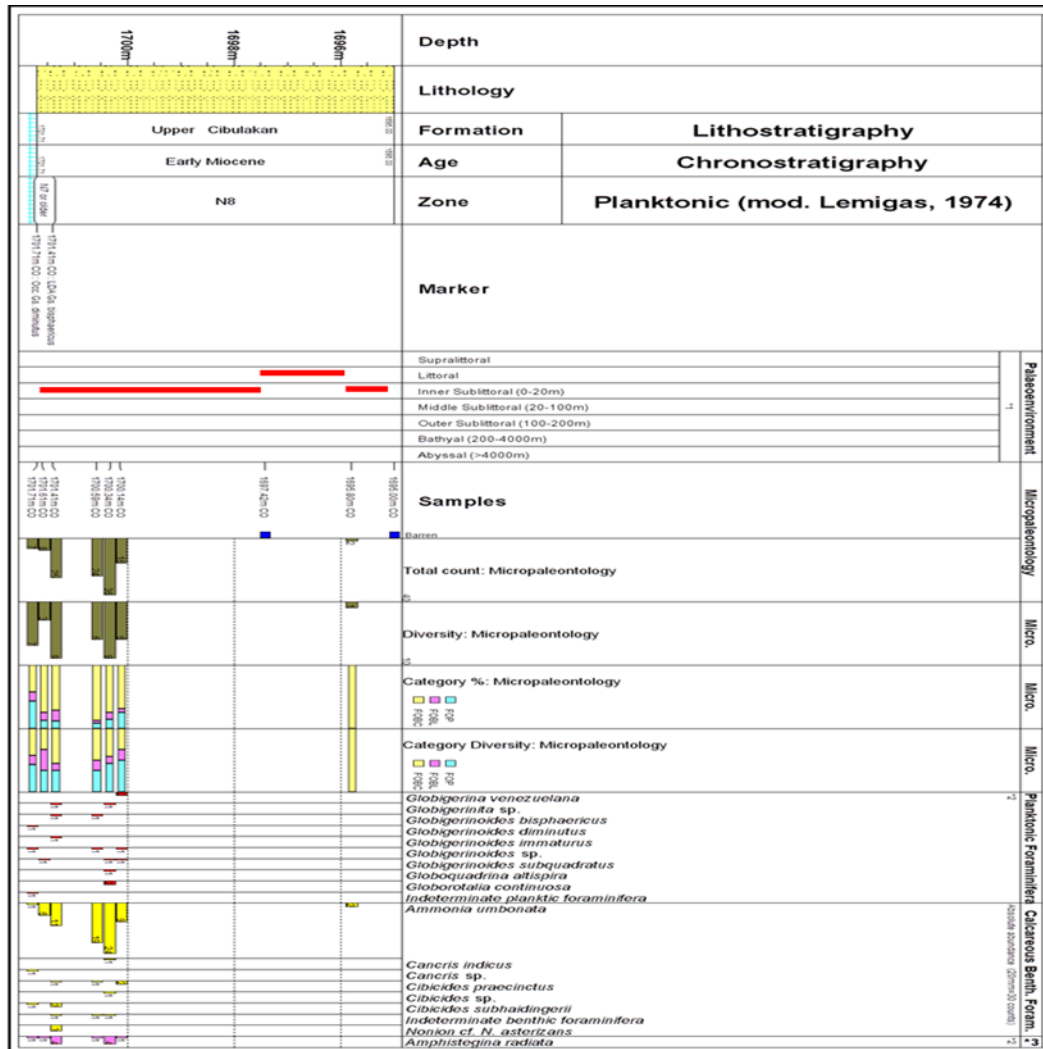
Pada sumur CMB-19 pada sumur CMB-11 juga menunjukkan bahwa *resistivity clay* zona XHa relatif rendah yaitu 1.22 Ohm jika dibandingkan dengan *resistivity clay* zona XL yaitu 2.16 Ohm (Gambar 13).

Determinasi Saturation Water

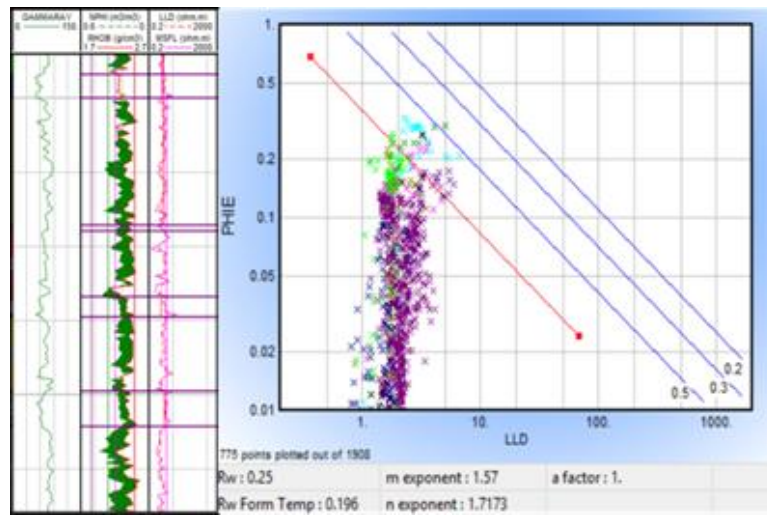
Saturasi air merupakan parameter yang paling penting dalam menentukan zona hidrokarbon, saturasi air bergantung dari tingkat salinitas formasi, dan parameter *a*, *m*, dan *n*. Dalam penelitian ini dilakukan perhitungan saturasi air dengan menggunakan persamaan Archie 1942 dan persamaan Indonesia sebagai perbandingan. Persamaan Archie (Persamaan 2) digunakan untuk mengetahui saturasi air tanpa menggunakan parameter *Vcl* karena dalam persamaan Archie satu-satunya parameter yang konduktif adalah *resistivity* formasi (*Rw*), sedangkan persamaan Indonesia (Persamaan 6), *resistivity* formasi (*Rw*) dan *Volume Clay* (*Vcl*) merupakan parameter yang konduktif dan merupakan hal penting dalam mendeterminasi saturasi air dengan persamaan Indonesia (Persamaan 3).

$$Sw| = \frac{n \sqrt{a x r w}}{\sqrt{\Phi^m x R t}} \quad (2)$$

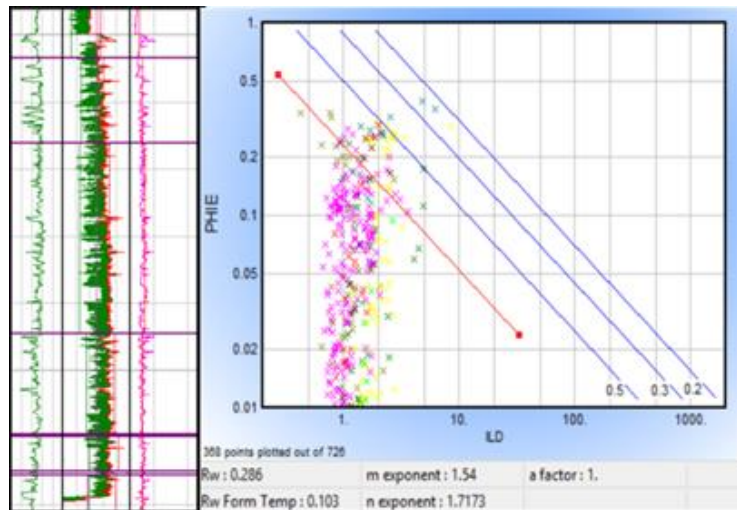
$$S_{W(\text{md})} = \frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\Phi_t \left(\frac{m}{2}\right)}{\sqrt{a \times R_w}} \right) \times S_{W^{\frac{n}{2}}} \quad (3)$$



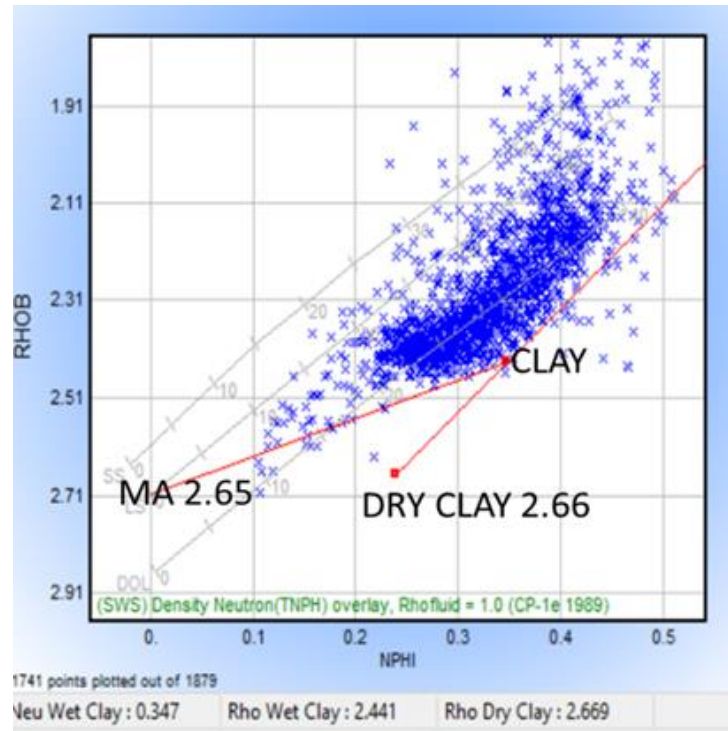
Gambar 9. Biostratigrafi sumur CMB-11 interval 1655 zona XHa



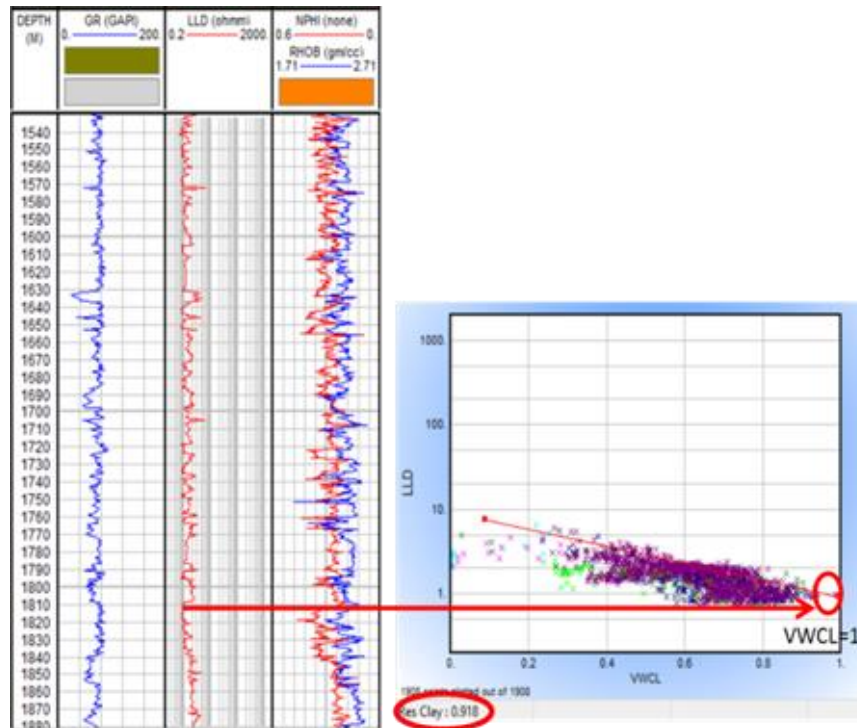
Gambar 10. Picket Plot nilai Rw sumur CMB-19



Gambar 11. Picket Plot nilai Rw sumur CMB-11



Gambar 12. Parameter matriks, clay, wet clay zona XHa sumur CMB-19



Gambar 13. Resistivity clay zona XHa sumur CMB-19

Validasi data analisis log dan core
Setelah didapatkan harga clay content, kemudian dilakukan analisis dan validasi antara harga Vcl dengan harga deep resistivity dan didapatkan korelasinya, yang menunjukkan korelasi Vcl dan deep resistivity pada zona XHa CMB-19 bukan merupakan sumur produksi dan CMB-11 yang merupakan sumur produksi (Tabel 3).

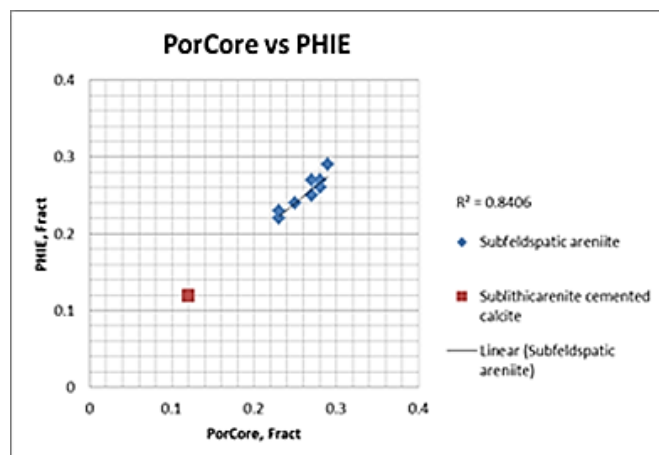
Hubungan estimasi porositas efektif log dan porositas efektif analisis core dilakukan pada kedalaman yang sama dan dengan metode perhitungan yang sama (Neutron-Density) (Gambar 14).

Kemudian dilakukan juga validasi korelasi antara harga deep resistivity dan data minerologi pada sumur CMB-19 yang bukan merupakan sumur produksi, untuk menunjukkan bahwa faktor pengontrol low resistivity zone pada Formasi Cibulakan Atas selain fluid content adalah glauconite (Gambar 15) dan clay mineral (Gambar 16).

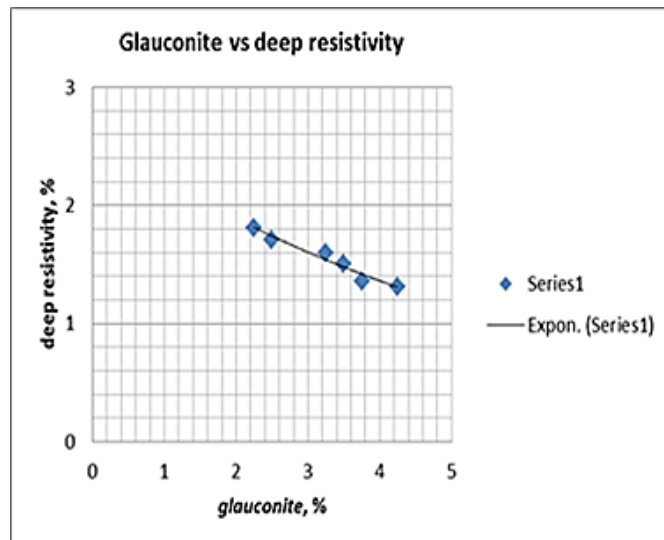
Selain sumur CMB-19 yang menunjukkan efek dari glauconite dan pyrit, pada sumur CMB-11 yang merupakan sumur produksi data XRD dan SEM menunjukkan efek dari mineral lempung yaitu kaolinite (Gambar 17) dan chlorite (Gambar 18).

Tabel 3. Resistivity clay zona XHa sumur CMB-19

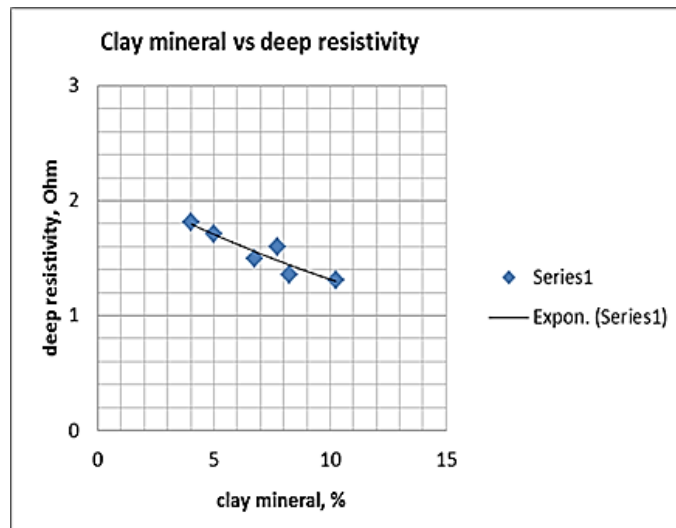
WELL	ZONA	CLAY RESISTIVITY
CMB-11	Xha	0.92
CMB-19	Xha	1.22



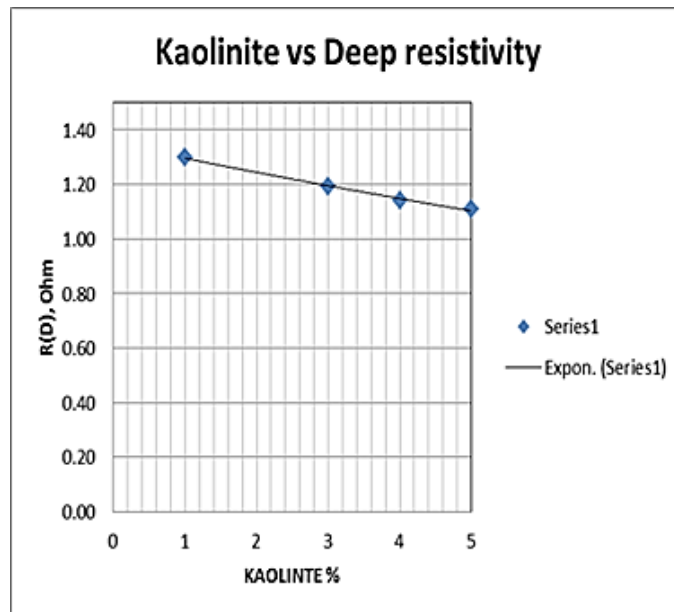
Gambar 14. Crossplot porositas efektif core dan porositas efektif log sumur CMB-19



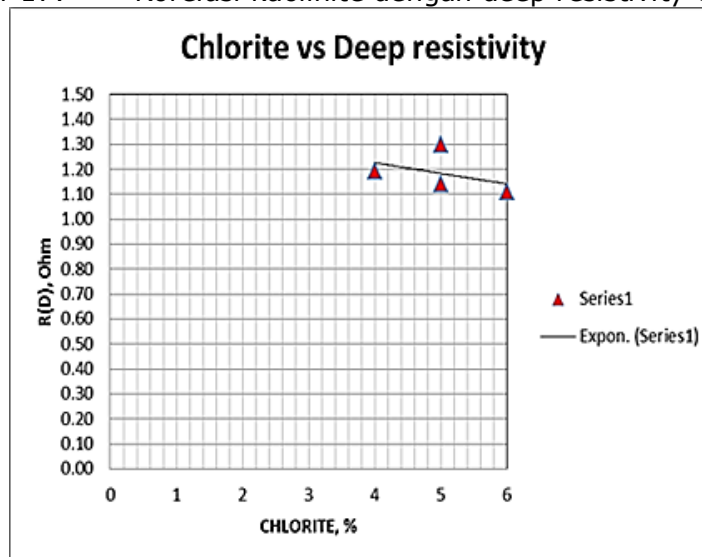
Gambar 15. Korelasi glauconite dengan deep resistivity CMB-19



Gambar 16. Korelasi clay mineral dengan deep resistivity CMB-19



Gambar 17. Korelasi kaolinite dengan deep resistivity CMB-19



Gambar 18. Korelasi chlorite dengan deep resistivity CMB-11

Maka untuk membuktikan faktor pengontrol low resistivity zone pada sumur CMB-11 dilakukan tabulasi deep resistivity dan mineral lempung (Gambar 19 dan 20), juga dilakukan korelasi atau crossplot antara deep resistivity dan kaolinite serta deep resistivity dan chlorite.

Kesimpulan

Karakteristik reservoir batupasir yang memiliki low resistivity dalam hal ini adalah dimensi ketebalan batupasir terhadap batulempung yang kaitannya dengan resolusi alat perekam log

resistivitas, lingkungan pengendapan Formasi Cibulakan Atas lapisan XHa adalah shallow marine yang erat kaitannya dengan jejak fosil yang hadir dan harga salinitas air >10000ppm, dan pola penyebaran clay laminar dan struktural di dalam zona batupasir XHa. Pengontrol harga resistivity di dalam Formasi Cibulakan zona XHa selain dari fluida yang ada di dalam lapisan reservoir, yaitu kandungan shale atau mineral-mineral lempung dan kehadiran mineral glauconite. Berhubungan dengan hal itu maka suatu sistem pengendapan juga menjadi pengontrol

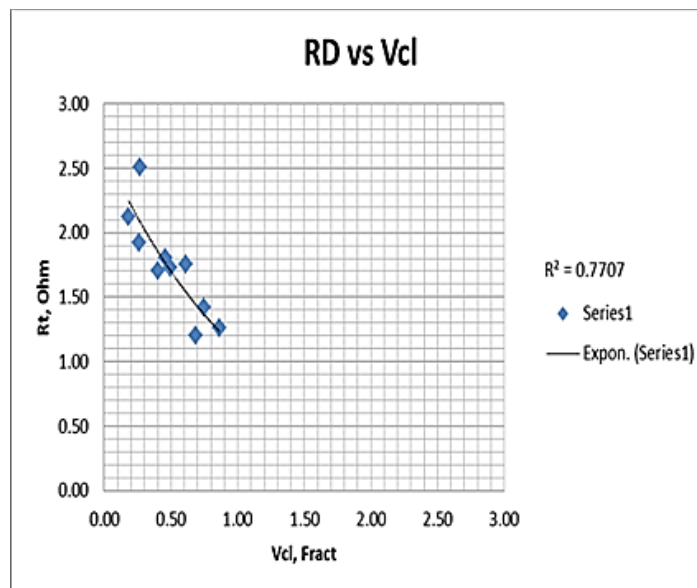
low resistivity zone. Mineral lempung yang dimaksud adalah kaolinite, chlorite dan illite yang memiliki CEC (cation exchange capacity) atau kemampuan lempung saling bertukar cation, semakin tinggi CEC semakin besar kemampuannya mengikat air kemudian menurunkan harga resistivity yang sebenarnya mengandung hidrokarbon.

Saran

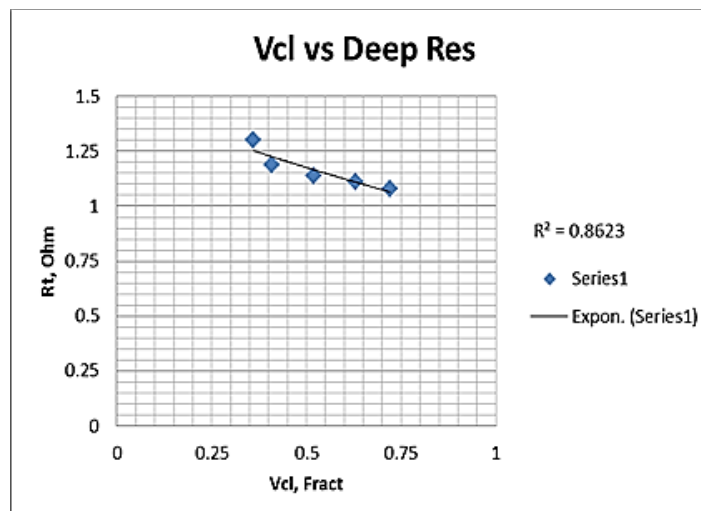
1. Ketika mendapatkan reservoir dengan harga resistivity yang relatif rendah yaitu < 5 Ohm, hendaknya

dilakukan coring dan deskripsi petrografi untuk memastikan pengontrol harga resistivity yang rendah tersebut selain fluidanya sehingga dapat melakukan interpretasi lebih yakin jenis fluida yang terkandung.

2. Dari hasil penelitian ini hanya dapat melihat karakteristik dan faktor pengontrol low resistivity zone saja, masalah yang cukup besar lagi adalah bagaimana cara mengoreksi resistivitas yang rendah pada kasus low resistivity zone sehingga tidak terjadi kesalahan dalam menginterpretasi jenis fluidanya.



Gambar 19. Crossplot Vcl dan deep resistivity pada zona XHa sumur CMB-19



Gambar 20. Crossplot Vcl dan deep resistivity pada zona XHa sumur CMB-11)

Referensi

- Satter, A., Thakur G.C., 1994. Integrated Petroleum Reservoir Management, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Crain E.R., 1986. The Log Analysis Hand Book, Volume I : Quantitative Log Analysis Methods, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Noble, R.A., Pramono Heru., and Charlie Wu, C.H., 1997, Oil Kitchen and Petroleum Bearing Subbasin in Northwest Java Area, IPA Proceedings, 26**' Annual Convention, Jakarta, hal 123-151.
- Pertamina., 2000. Unpublished Report, Pertamina EP asset 3.
- Poupon. A, Puluggono. A, Weis. K., 1973. Well Evaluation Conference Indonesia, Second Edition, Schlumberger Indonesia.
- Schlumberger., 1981. Log Interpretation, Volume I – Principles Document, Schlumberger Limited, New York.
- Schlumberger., 1981. Log Interpretation, Volume II – Applications Document, Schlumberger Limited, New York.
- Schlumberger., 1991. Log Interpretation Charts, Schlumberger Well Survive Indonesia.
- Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion KM, Rahmanian. VD., 1990. Siliclastic Sequence Stratigraphy in Well Log, Core and Outcrops.
- Bob Sneider. R., 1993. Low Resistivity, low-Contrast Productive Sand, Robert M Sneider Exploration, Houston, Texas.
- Asquith, G and Gibson, C., 1982. Basic Well log Analysis For Geologist, AAPG, Tulsa, Oklahoma.
- Lemigas., 1974. Summaries of Lectures in Micropaleontology. Report No. EP-0185 (unpubl). Lemigas Dept. of Geology. 36p.
- Tipsword, H. L., F. M. Setzer & F. M. Smith Jr., 1966. Interpretation of Depositional Environment in Gulf Coast Petroleum Exploration from Paleoecology and Related Stratigraphy. Trans. Gulf Coast Ass. Geol. Soc. Vol. XVI, 119-130.
- Darwin V. Ellis & Julian M. Singer., 2008. Well Logging for Earth Scientists 2nd Ed. Ebook.
- Glover, P., Hole M., Pous J., 2000. A modified Archie"s law for two conducting phases, Earth and Planetary Science Letters, 180, pp.369-383.
- Satyana, A.H. dan Armandita C., 2004. Deepwater Plays of Java, Indonesia: Regional Evaluation on Opportunities and Risks. Proceeding Deepwater And Frontier Exploration In Asia & Australasia Symposium, Indonesian Petroleum Association, h.273-320.
- Archie, G.E., 1942. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, Dallas Meeting.
- Moore, D., 1993. Productive Low Resistivity Well Logs of the Offshore Gulf of Mexico. New Orleans Geological Societies 1993.