

SIFAT FISIK BATUAN RESERVOIR BATUPASIR FORMASI “MERAK” BAGIAN ATAS, LAPANGAN “ARUNA”, CEKUNGAN SUMATRA TENGAH, BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA

Sekar Ayu Herviyanti Putri^{*1}, Undang Mardiana¹, Febriwan Mohammad¹, Rezalita Junalia²

¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

²PT. Pertamina Hulu Rokan

*Korespondensi: Sekarherviyanti@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan “Aruna” terletak di Cekungan Sumatra Tengah dan merupakan bagian dari blok operasi milik PT. Pertamina Hulu Rokan. Penelitian ini berfokus pada reservoir batupasir Formasi “Merak” bagian atas. Penelitian ini dilakukan pada 15 sumur dengan menggunakan data *well log*, data batuan inti, dan data SCAL. Berdasarkan hasil analisis, terdapat 4 fasies yang berkembang di daerah penelitian, yaitu: Fasies IS (*Interbedded Shale*), Fasies CS (*Coarse Sandstone to Shale*), Fasies SC (*Shale to Coarse Sandstone*), serta Fasies MV (*Medium to Very Coarse Sandstone*). Hasil analisis dan korelasi fasies menunjukkan bahwa keempat fasies yang teramati terendapkan pada lingkungan pengendapan *tide-dominated estuary* (Allen, 1993). Adapun, berdasarkan evaluasi nilai petrofisika pada Lapangan “Aruna” didapatkan hasil bahwa Fasies MV – *Tidal Channel* memiliki nilai rata-rata volume shale yang paling rendah diantara fasies lain yaitu sebesar 17,3%. Disamping itu, porositas, saturasi air, dan permeabilitas paling baik di antara seluruh fasies juga ditunjukkan oleh Fasies MV – *Tidal Channel* yang memiliki nilai porositas 20,7%, nilai SW sebesar 54,3% serta nilai permeabilitas sebesar 2001 mD.

Kata kunci: *Well Log*, Fasies, Petrofisika, Cekungan Sumatra Tengah

ABSTRACT

“Aruna” field is located in the Central Sumatra Basin and is part of the operating block owned by PT. Pertamina Hulu Rokan. This study focuses on the sandstone reservoir of the upper “Merak” Formation. This research was conducted on 15 wells using well log data, core data, and SCAL data. Based on the results of the analysis, 4 facies develop in the study area, namely: IS Facies (*Interbedded Shale*), CS Facies (*Coarse Sandstone to Shale*), SC Facies (*Shale to Coarse Sandstone*), and MV Facies (*Medium to Very Coarse Sandstone*). The results of facies analysis and correlation show that the four observed facies were deposited in tide-dominated estuary (Allen, 1993). Meanwhile, based on the evaluation of petrophysical values in the “Aruna” Field, it was found that the MV – Tidal Channel Facies had the lowest average shale volume value among the other facies, namely 17.3%. Meanwhile, the best porosity value among all facies is also shown by the MV – Tidal Channel Facies which has a value of 20.7%. Also, the best porosity, water saturation, and permeability among all facies is also shown by the MV – Tidal Channel Facies which has porosity value of 20.7%, SW value of 54.3% and permeability value of 2001 mD.

Keywords: *Well Log*, Facies, Petrophysics, Central Sumatera Basin

PENDAHULUAN

Saat ini kebutuhan akan sumber energi khususnya energi minyak dan gas bumi masih merupakan sumber energi yang paling dibutuhkan karena nilai kalornya yang tinggi, sifat fluida yang mudah disimpan dan didistribusikan, serta dapat digunakan sebagai bahan baku untuk kebutuhan lainnya (Koesoemadinata, 1980). Salah satu cara untuk mengoptimalkan kegiatan eksplorasi adalah penelitian fasies. Untuk menemukan hidrokarbon, para pencari minyak perlu menentukan semua elemen dari sistem perminyakan termasuk batuan reservoir, batuan induk, dan mekanisme perangkap. Seiring dengan penelitian fasies, munculah pentingnya perhitungan petrofisika yang digunakan untuk menentukan properti batuan. Pengetahuan ini bersama-sama akan meningkatkan kemungkinan penemuan dan produksi minyak dan gas, karena pemahaman lebih lanjut tentang arsitektur dan properti batuan diperlukan untuk mendapatkan hidrokarbon yang memiliki prospek.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar 1**) merupakan salah satu bagian dari serangkaian cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang berkembang di sepanjang tepi Sundaland serta terbentuk ketika terjadinya subduksi antara Lempeng Samudera Hindia dan Lempeng Benua Eurasia dengan arah utara (N 6° E). Cekungan Sumatra Tengah terbentuk selama Tersier Awal tepatnya pada Eosen hingga Oligosen sebagai rangkaian struktur *Half Graben* serta Blok Horst yang

terbentuk akibat adanya gaya ekstensional berarah Timur - Barat.

Tektonik Regional

Adapun, penciri tektonik Cekungan Sumatra Tengah adalah terdapatnya blok-blok patahan dan *transcurrent faulting*, seperti *uplifting*, *gravity tectonic*, *gliding*, dan *compression fold*. Blok-blok patahan tersebut membentuk sistem yang memiliki arah Utara – Selatan serta membentuk rangkaian horst dan graben. Sesar-sesar tersebut diperkirakan berumur Paleogen, sedangkan yang berarah barat laut-tenggara berumur Neogen Akhir. Menurut Heidrick dan Aulia (1996), Cekungan Sumatra Tengah merupakan hasil dari setidaknya empat periode deformasi dan aktivitas orogenic yang kemudian sangat mempengaruhi struktur regionalnya (**Gambar 2**). Empat periode ini terdiri dari:

- a. F0 (Paleozoikum Akhir - Mesozoikum)

Basement terdeformasi akibat tumbukan lempeng minor serta menyebabkan sesar dengan orientasi utara – selatan. Sesar-sesar ini juga menjadi batas dari terran batuan dasar yang ada.

- b. F1 (Eosen - Oligosen)

Pada periode ini terjadi Tektonik ekstensional atau dapat juga disebut sebagai fase rifting yang menghasilkan sistem terran berarah utara-selatan dan baratlaut tenggara. Hal ini terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadap Asia Tenggara pada sekitar 45 Ma yang membentuk sistem rekahan Transtensional. Sistem rekahan ini kemudian menyebabkan terbentuknya sistem pemekaran kerak benua serta rangkaian half graben yang setelah itu menjadi cekungan tempat

terendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang.

c. F2 (Miosen Awal - Miosen)

Pada periode ini terjadi fase sagging serta penurunan cekungan secara transgressive secara menyeluruh lalu terendapkan batuan reservoir utama kelompok sihapas. Pada periode ini terbentuk sesar dekstral di sepanjang sesar dengan orientasi utara selatan yang sebelumnya telah terbentuk.

d. F3 (Miosen Akhir – Resen)

Aktivitas vulkanisme dan tektonisme meningkat serta terjadi kompresi yang mengangkat Pegunungan Barisan di arah baratdaya cekungan. Tektonisme Plio-Pleistosen yang kompresif mengakibatkan inversi struktur batuan dasar yang membentuk sesar-sesar naik serta lipatan dengan arah baratlaut-tenggara.

Stratigrafi Regional

Eubank dan Makki (1981) dalam Heidrick, dkk., (1993), membagi urutan stratigrafi utama pada Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar 3**) dari yang paling tua ke muda sebagai berikut: 1) Basement, berumur Pra-Tersier, 2) Kelompok Pematang, berumur Paleogen Atas, 3) Kelompok Sihapas, berumur Miosen Bawah – Miosen Tengah, 4) Formasi Petani, berumur Miosen Tengah – Plistosen, dan 5) Formasi Minas, berumur Kuartar.

Petroleum System Cekungan Sumatra Tengah

Pada Cekungan Sumatera Tengah, batuan reservoir utama terletak pada Batupasir Kelompok Sihapas, salah satunya di Formasi “Merak”. Adapun, batuan induk terletak pada Formasi *Brown Shale*,

Kelompok Pematang. Sedangkan, batuan penyekat terletak pada Formasi Bangko yang memiliki litologi dominan *shale* serta Formasi Telisa yang termasuk ke dalam Kelompok Sihapas.

Perangkap struktur hidrokarbon pada cekungan ini terbentuk pada periode tektonik ekstensional dimana terbentuk patahan dan pembalikan kompresional yang menghasilkan struktur berupa sesar serta lipatan yang berpotensi sebagai perangkap hidrokarbon. Pada batuan reservoir Kelompok Sihapas, pola penemuan minyak terdapat di sepanjang steep fault scrap margin serta sepanjang hinge margin cekungan. Adapun, arah migrasi hidrokarbon pada cekungan ini berasal dari batuan sumber di sebelah barat laut menuju batuan reservoir di sebelah tenggara.

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan pada penelitian ini berupa analisis kualitatif dan analisis kuantitatif yang diaplikasikan pada 15 sumur penelitian yang terdapat pada Formasi “Merak”, Lapangan “Aruna”, Cekungan Sumatera Tengah, menggunakan data log sumur, data batuan inti, serta data SCAL (*Special Core Analysis*). Selanjutnya dilakukan analisis batuan inti, analisis fasies, serta analisis petrofisika pada data-data tersebut.

Analisis batuan inti meliputi identifikasi jenis litologi, tekstur batuan, struktur sedimen, tingkat bioturbasi, serta indikasi adanya hidrokarbon. Deskripsi batuan inti dapat digunakan untuk membantu menganalisis fasies serta lingkungan pengendapan batuan.

Analisis fasies dilakukan dengan mengamati karakter fisik baik tekstur maupun struktur sedimen yang terdapat

pada batuan inti. Berdasarkan karakter fisik tersebut, kemudian dilakukan pemisahan antara paket-paket batuan yang berbeda antara satu lapisan dengan lapisan lainnya.

Pengolahan data log sumur dan petrofisika bertujuan untuk mengetahui karakteristik batuan pada bawah permukaan yang sangat penting untuk mengetahui potensi hidrokarbon, jenis hidrokarbon, serta ketebalan reservoir yang produktif. Sebelum melakukan perhitungan petrofisika secara kuantitatif, terlebih dulu dilakukan analisis kualitatif yang meliputi interpretasi litologi, penentuan top dan bottom marker lapisan batuan, identifikasi zona reservoir, serta potensi hidrokarbon. Setelah melakukan analisis kualitatif, kemudian dilakukan analisis kuantitatif yang meliputi perhitungan kandungan serpih (Vsh), porositas, resistivitas, saturasi air, serta permeabilitas. Apabila telah didapatkan keseluruhan nilai petrofisika batuan, dilanjutkan dengan menentukan nilai *cut off* serta *net pay reservoir*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Lithofasies

Analisis fasies pada Formasi "Merak" di Lapangan "Aruna" dilakukan berdasarkan analisis elektrofases dan data batuan inti. Adapun, data batuan inti terdapat pada Sumur AR-12 dengan interval 3745 – 3782,6 *ft*. Pada sumur yang tidak memiliki data batuan inti, analisis lithofasies dilakukan berdasarkan pengamatan terhadap pola Log Gamma Ray yang sesuai dengan klasifikasi Kendall (2003).

Analisis fasies dilakukan pada sumur kunci yaitu sumur AR-12 (**Gambar 4**), AR-14 (**Gambar 5**), dan AR-15 (**Gambar 6**). Hasil analisis fasies kemudian diikat dan diintegrasikan dengan sumur lain. Adapun,

fasies yang teramati pada zona penelitian terdiri dari:

a. Fasies IS (Interbedded Shale)

Fasies ini memiliki karakteristik litologi berupa perselingan batuserpih dengan batupasir halus. Pada fasies ini teramati pola elektrofases serrated dengan nilai Log Gamma Ray yang tinggi karena adanya radioaktivitas alami dengan kisaran 120 – 200 GAPI. Nilai Log Resistivitas yang rendah yaitu di bawah 10 ohmm. Adapun, Log NPHI dan RHOB menunjukkan adanya separasi yang cenderung lebar.

b. Fasies CS (Coarse Sandstone to Shale)

Fasies ini memiliki karakteristik litologi berupa batupasir kasar dengan struktur sedimen grading yang menghalus ke atas menuju batuserpih. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa bell dengan Log Gamma Ray menunjukkan nilai yang berkisar 60 – 160 GAPI serta nilai Log Resistivitas yang rendah yaitu di bawah 20 ohmm. Adapun, Log NPHI dan RHOB menunjukkan adanya separasi yang menyempit seiring dengan merendahnya nilai gamma ray.

c. Fasies SC (Shale to Coarse Sandstone)

Fasies ini memiliki karakteristik litologi berupa batuserpih dengan struktur sedimen grading yang mengkasar ke atas menuju batupasir kasar. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa funnel dengan Log Gamma Ray menunjukkan nilai yang berkisar 160 – 60 GAPI serta nilai Log Resistivitas yang rendah yaitu di bawah 20 ohmm. Adapun, Log NPHI dan RHOB menunjukkan adanya separasi yang melebar seiring dengan meningkatnya nilai gamma ray.

d. Fasies MV (Medium to Very Coarse Sandstone)

Fasies ini memiliki karakteristik litologi berupa batupasir kasar hingga batupasir

sangat kasar. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa funnel dan cylindrical dengan Log Gamma Ray menunjukkan nilai yang berkisar 40 – 60 GAPI serta nilai Log Resistivitas yang rendah yaitu di bawah 20 ohmm. Adapun, nilai Log NPHI dan RHOB cenderung berhimpitan.

Korelasi Fasies

Korelasi fasies dilakukan dengan menghubungkan marker pada setiap fasies untuk mengetahui penyebaran fasies pada daerah penelitian. Sehingga didapatkan beberapa lintasan (**Gambar 7**). Selanjutnya dilakukan korelasi fasies sesuai lintasan yang memiliki arah barat laut – tenggara (**Gambar 8 dan 10**), barat – timur (**Gambar 9**), dan timur laut-barat daya (**Gambar 11 dan 12**). Berdasarkan hasil korelasi, didapatkan bahwa arah pengendapan sedimen cenderung mengarah ke barat daya dan tenggara atau bagian selatan dari lokasi penelitian.

Interpretasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan Lapangan “Aruna”

Hasil analisis dan korelasi fasies menunjukkan bahwa keempat fasies yang teramati terendapkan pada lingkungan pengendapan *tide-dominated estuary*. Hal ini didukung oleh penelitian sebelumnya mengenai paleogeografi pada Blok Rokan yang dilakukan oleh Fardiansyah (2017) yang menyatakan bahwa Formasi “Merak” pada lapangan penelitian terindikasi diendapkan pada lingkungan intertidal serta estuary. Sehingga, dilakukan pendekatan dengan model suksesi serta terminologi lingkungan pengendapan *tide-dominated estuary* yang dirumuskan oleh Allen (1993).

- a. Fasies IS (*Interbedded Shale*) – *Tidal Mud Flat*

Fasies IS ditunjukkan oleh pola elektrofases *serrated* serta memiliki karakteristik litologi berupa perselingan batuserpih dengan batupasir halus yang terendapkan secara *aggrading*. Fasies ini diinterpretasikan terendapkan pada *Tidal Mud Flat* dikarenakan umumnya fasies ini didominasi oleh sedimen berbutir halus seperti shale.

- b. Fasies CS (*Coarse Sandstone to Shale*) – *Tidal Sand Flat*

Fasies CS ditunjukkan oleh pola elektrofases *Bell* serta memiliki karakteristik litologi berupa batupasir kasar dengan struktur sedimen *grading* yang menghalus ke atas menuju batuserpih yang terendapkan secara *Retrograding*. Adapun, berdasarkan model suksesi fasies pengendapan yang dirumuskan oleh Allen (1993), fasies ini terendapkan pada *Tidal Sand Flat*.

- c. Fasies SC (*Shale to Coarse Sandstone*) – *Tidal Sand Bar*

Fasies SC ditunjukkan oleh pola elektrofases *funnel* serta memiliki karakteristik litologi berupa batuserpih dengan struktur sedimen *grading* yang mengkasar ke atas menuju batupasir kasar serta terendapkan secara *Prograding*. Adapun, berdasarkan model suksesi fasies pengendapan yang dirumuskan oleh Allen (1993), fasies ini terendapkan pada *Tidal Sand Bar*.

- d. Fasies MV (*Medium to Very Coarse Sandstone*) – *Tidal Channel*

Fasies MV ditunjukkan oleh pola elektrofases *cylindrical*, *funnel*, dan *bell* serta memiliki karakteristik berupa batupasir masif dengan ukuran butir medium hingga sangat kasar yang cenderung terendapkan secara *aggrading*. fasies pengendapan yang dirumuskan oleh Allen (1993), fasies ini terendapkan pada *Tidal Channel*.

Karakteristik Petrofisika

Penentuan nilai petrofisika batuan meliputi kandungan serpih (Vshale), porositas efektif (PHIE), permeabilitas, dan saturasi air (Sw).

a. Perhitungan Kandungan Serpih

Metode yang digunakan dalam memperhitungkan kandungan serpih pada penelitian ini adalah metode linear. Hal ini dikarenakan metode linear merupakan metode yang memiliki perhitungan sama dengan indeks gamma ray (IGR) serta merupakan metode perhitungan yang paling pesimistik dimana nilai kandungan serpih cenderung lebih besar dibandingkan dengan metode clavier, steiber, dan Larionov (Asquith and Krygowski, 2002).

Berdasarkan perhitungan tersebut, maka didapatkan bahwa nilai rata-rata kandungan serpih pada setiap sumur adalah sebagai berikut:

Tabel 1 Nilai Rata-rata Kandungan Serpih pada 15 Sumur Penelitian

Sumur	Nilai Rata-Rata Kandungan Serpih (%)
AR-01	26,3
AR-02	29,9
AR-03	13,8
AR-04	31,9
AR-05	32,2
AR-06	11,4
AR-07	19,4
AR-08	13,5
AR-09	27,5
AR-10	14,2
AR-11	24,4

AR-12	20,7
AR-13	42,1
AR-14	38,1
AR-15	39,1

b. Perhitungan Porositas

Dalam perhitungan porositas, digunakan persamaan Density – Neutron dari Bateman Konen. Persamaan ini digunakan karena dalam perhitungannya menghitung sekaligus porositas efektif maupun porositas total serta telah menggunakan data kandungan serpih yang sebelumnya telah dihitung sebagai faktor koreksi.

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka didapatkan bahwa nilai rata-rata porositas pada setiap sumur serta kategori porositas dari klasifikasi Koesoemadinata (1978) adalah sebagai berikut:

Tabel 2 Nilai Rata-rata Porositas pada 15 Sumur Penelitian

Sumur	PHIE (%)	Klasifikasi Porositas Koesoemadinata (1978)
AR-01	17,3	baik/good
AR-02	16,3	baik/good
AR-03	21	sangat baik/very good
AR-04	15,9	baik/good
AR-05	16	baik/good
AR-06	21,1	sangat baik/very good
AR-07	18,1	baik/good
AR-08	21,3	sangat baik/very good
AR-09	19,5	baik/good
AR-10	20,9	sangat baik/very good

AR-11	17,7	baik/ <i>good</i>
AR-12	18,9	baik/ <i>good</i>
AR-13	12,7	cukup/ <i>fair</i>
AR-14	13,6	cukup/ <i>fair</i>
AR-15	12,4	cukup/ <i>fair</i>

c. Perhitungan Saturasi Air

Dalam penelitian ini, dilakukan perhitungan saturasi air dengan Metode Simandoux. Metode ini digunakan karena pada umumnya, Metode Simandoux diaplikasikan pada reservoir yang memiliki litologi shaly sand. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka didapatkan bahwa nilai rata-rata dari Sw menggunakan Metode Simandoux adalah sebagai berikut:

Tabel 3 Nilai Rata-rata Saturasi Air pada 15 Sumur Penelitian

Sumur	Nilai Rata-Rata Sw (%)
AR-01	59
AR-02	65,4
AR-03	39,9
AR-04	59,1
AR-05	55,9
AR-06	75
AR-07	73
AR-08	43,6
AR-09	50
AR-10	41,1
AR-11	70,9
AR-12	63,1
AR-13	92,8
AR-14	67,4
AR-15	70,9

d. Perhitungan Permeabilitas

Dalam penelitian ini, dilakukan perhitungan permeabilitas menggunakan Metode Single Regression. Metode ini dilakukan dengan cara melakukan regresi antara nilai PHIE dengan nilai permeabilitas pada data batuan inti. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka didapatkan bahwa nilai rata-rata porositas pada setiap adalah sebagai berikut:

Tabel 4 Nilai Rata-rata Permeabilitas pada 15 Sumur Penelitian

Sumur	Nilai Permeabilitas (Md)
AR-01	1013,5
AR-02	1287,9
AR-03	2609,6
AR-04	1346,2
AR-05	1030,3
AR-06	2365,1
AR-07	1900,8
AR-08	4853,9
AR-09	2524,1
AR-10	3168,2
AR-11	1906,9
AR-12	2270,9
AR-13	381,6
AR-14	867,7
AR-15	487,4

e. Nilai Cut Off

Nilai cut-off Vshale didapatkan melalui plot silang antara nilai PHIE dengan nilai Vshale. Sehingga, didapatkan nilai cut-off Vshale yaitu $\leq 0,7$.

Penentuan nilai cut-off porositas didapatkan melalui plot silang antara nilai PHIE dengan nilai V_{shale} yang menggunakan persebaran warna nilai Gamma Ray. Sehingga, didapatkan nilai cut-off porositas yaitu $\geq 0,04$.

Adapun, penentuan nilai cut-off saturasi air didapatkan melalui plot silang antara nilai saturasi minyak pada batuan inti dengan nilai V_{shale} . Nilai cut-off saturasi air didapatkan dengan penarikan batas garis diagonal diantara kedua data tersebut yang bertujuan untuk mengetahui batas nilai antara saturasi minyak (S_o) dan Saturasi Air (S_w). Sehingga, didapatkan nilai cut-off saturasi air yaitu $\leq 0,60$.

f. Gross Reservoir, Net Reservoir, dan Net Pay

Gross Reservoir atau ketebalan reservoir merupakan ketebalan interval keseluruhan lapisan reservoir yang ditentukan secara stratigrafi, termasuk interval reservoir yang dianggap non-produktif dimana belum dilakukan pemenggalan oleh nilai cut-off dari parameter-parameter petrofisika.

Adapun, *Net Reservoir* merupakan ketebalan batuan reservoir yang dapat menyimpan hidrokarbon dimana telah dilakukan pemenggalan oleh nilai cut-off V_{shale} dan PHIE.

Sedangkan, *Net Pay* merupakan ketebalan batuan reservoir yang dapat memproduksi hidrokarbon yang dinilai ekonomis dimana telah dilakukan pemenggalan oleh nilai cut off V_{shale} , PHIE, dan Saturasi.

Tabel 5 *Nilai Gross Reservoir, Net Reservoir, dan Net pay pada 15 Sumur Penelitian*

Sumur	Gross Reservoir (ft)	Net Reservoir (ft)	Net pay (ft)
AR-01	239,75	237,75	193,25
AR-02	228,75	226,25	208,75
AR-03	122,25	122,25	115,5
AR-04	189,75	185,25	157,5
AR-05	231,75	228,25	201,5
AR-06	109,75	109,75	56
AR-07	110,75	110,75	76,5
AR-08	221,75	219,75	179,5
AR-09	217,75	165,25	149,5
AR-10	227,25	179,25	164
AR-11	197,75	190,5	160,5
AR-12	127,25	127,25	13
AR-13	181,75	176,5	3,5
AR-14	202,75	192	144,5
AR-15	218,75	199,25	153,5

Hubungan antara Sifat Fisik Batuan terhadap Fasies Lapangan "Aruna"

Dilakukan perhitungan nilai rata-rata dari volume shale, porositas, saturasi air, dan permeabilitas pada setiap fasies yang terdapat pada 15 sumur di lapangan penelitian untuk dilakukan perbandingan serta mengetahui karakter petrofisika pada setiap fasies dengan hasil sebagai berikut:

- Fasies IS – *Tidal Mud Flat* memiliki rata-rata nilai v_{shale} 85,4%; rata-rata nilai porositas efektif 1,9% yang termasuk dalam klasifikasi "diabaikan" menurut Koesomadinata (1978); rata-rata saturasi air 100%; serta rata-rata permeabilitas 3,7 mD.

Tabel 6 Nilai Petrofisika Fasies IS

FASIES IS - INTERBEDDED SHALE						
Sumur	Top (ft)	Bottom (ft)	Rata-Rata Vsh	Rata-Rata SW	Rata-Rata PHIE	Rata-Rata Permeabilitas (Md)
AR-01	3950	3987	83.97%	100.00%	3.63%	2.04
AR-02	3980	4010	89.43%	100.00%	0.86%	0.50
	4028	4044	89.61%	100.00%	0.90%	0.52
AR-04	3886	3928	79.84%	100.00%	3.47%	3.16
AR-05	3966	3978	84.76%	100.00%	3.05%	4.52
AR-13	4055	4068	81.76%	100.00%	1.86%	10.07
	4100	4146	86.73%	99.96%	1.80%	10.93
AR-14	3964	3906	83.29%	100.00%	1.54%	1.83
AR-15	3914	3944	84.38%	100.00%	0.36%	0.60
	3954	3985	90.08%	100.00%	1.52%	2.74
Rata-rata			85.39%	100.00%	1.90%	3.69

- b. Fasies CS – *Tidal Sand Flat* memiliki rata-rata nilai vshale 41,8%; rata-rata nilai porositas efektif 12,5% yang termasuk dalam klasifikasi “cukup” menurut Koesomadinata (1978); rata-rata saturasi air 93,7%; serta rata-rata permeabilitas 1239,4 mD.

Tabel 7 Nilai Petrofisika Fasies CS

FASIES CS - TIDAL SAND FLAT						
Sumur	Top (ft)	Bottom (ft)	Rata-Rata Vsh	Rata-Rata SW	Rata-Rata PHIE	Rata-Rata Permeabilitas (Md)
AR-01	3918	3950	23.26%	94.60%	18.63%	1311.56
AR-02	4010	4028	43.67%	98.00%	9.82%	89.87
AR-04	3868	3386	54.30%	100.00%	10.02%	358.61
	3924	3966	34.11%	75.11%	15.80%	877.07
AR-05	3978	3990	52.82%	96.25%	8.70%	36.25
	3864	3920	22.00%	100.00%	20.08%	8262.92
AR-11	3982	4000	31.76%	86.19%	17.02%	1126.50
AR-13	4080	4100	63.62%	94.00%	8.36%	237.12
AR-14	3906	3930	46.71%	92.94%	11.47%	90.25
AR-15	3944	3954	46.04%	100.00%	5.09%	3.97
			41.83%	93.71%	12.50%	1239.41
Rata-rata			41.83%	93.71%	12.50%	1239.41

- c. Fasies SC – *Tidal Sand Bar* memiliki rata-rata nilai vshale 50,4%; rata-rata nilai porositas efektif 9,9% yang termasuk dalam klasifikasi “buruk” menurut Koesomadinata (1978); rata-rata saturasi air 95,9%; serta rata-rata permeabilitas 434,5 mD.

Tabel 8 Nilai Petrofisika Fasies SC

FASIES SC - TIDAL SAND BAR						
Sumur	Top (ft)	Bottom (ft)	Rata-Rata Vsh	Rata-Rata SW	Rata-Rata PHIE	Rata-Rata Permeabilitas (Md)
AR-01	3978	3918	28.16%	93.55%	16.91%	452.99
AR-02	3970	3980	55.41%	100.00%	9.96%	281.30
AR-04	3852	3868	49.57%	100.00%	10.84%	182.16
AR-05	3906	3924	64.84%	100.00%	7.01%	5.61
	3990	4007	70.40%	96.10%	5.66%	60.58
AR-08	3852	3864	44.89%	100.00%	11.84%	339.11
AR-09	3870	3896	20.59%	61.62%	19.44%	3256.76
AR-11	3966	3982	63.08%	100.00%	5.01%	4.50
AR-13	4068	4080	34.49%	100.00%	12.53%	94.35
AR-14	3800	3906	50.36%	100.00%	9.00%	396.34
	3964	3980	57.90%	100.00%	7.63%	140.20
AR-15	3898	3914	65.10%	100.00%	2.63%	0.47
Rata-rata			50.40%	95.94%	9.87%	434.53

- d. Fasies MV – *Tidal Channel* memiliki rata-rata nilai vshale 17,3%; rata-rata nilai porositas efektif 20,7% yang termasuk dalam klasifikasi “sangat baik” menurut Koesomadinata (1978); rata-rata saturasi air 20,7%; serta rata-rata permeabilitas 2001 mD.

Tabel 8 Nilai Petrofisika Fasies MV

FASIES MV - TIDAL CHANNEL						
Sumur	Top (ft)	Bottom (ft)	Rata-Rata Vsh	Rata-Rata SW	Rata-Rata PHIE	Rata-Rata Permeabilitas (Md)
AR-01	3916	3978	13.32%	41.31%	20.43%	1325.40
AR-02	3762	3970	13.73%	53.06%	20.89%	1749.97
AR-03	3758	3881	13.81%	42.08%	21.06%	2609.64
AR-04	3696	3852	15.96%	15.96%	35.49%	1885.64
AR-05	3741	3906	19.03%	36.45%	19.70%	1426.46
AR-06	3840	3950	12.41%	76.77%	21.11%	2365.10
AR-07	3734	3846,5	19.55%	83.15%	18.15%	1829.69
AR-08	3688	3852	8.02%	29.41%	22.57%	4078.65
AR-09	3684	3870	19.63%	50.04%	19.52%	2524.44
AR-10	3721	3948,5	15.63%	44.41%	20.90%	3168.03
AR-11	3797	3966	20.07%	66.65%	19.09%	2170.20
AR-12	3746	3873,5	20.79%	64.54%	18.92%	2270.95
AR-13	3901	4055	23.42%	92.46%	17.46%	563.72
AR-14	3726	3800	22.42%	59.53%	18.14%	1344.91
AR-15	3703	3898	21.65%	59.38%	17.25%	702.33
Rata-rata			17.30%	54.35%	20.71%	2001.01

Kontak Fluida

Kontak fluida merupakan batas yang memisahkan fluida dengan kepadatan yang berbeda pada reservoir yang dimana umumnya diasumsikan sebagai batas horizontal. Penentuan kontak fluida antara gas dengan minyak (GOC) serta minyak dengan air (OWC) pada Lapangan "Aruna" dilakukan dengan mengintegrasikan interpretasi antara Log Resistivitas, Log Neutron-Densitas, dan hasil perhitungan saturasi air (S_w). Pada sumur dengan interval paling dalam, yakni sumur AR-02 dimana saturasi air menyentuh nilai 1 pada kedalaman 3972 ft yang mengindikasikan bahwa jenis fluida yang terkandung pada batuan tersebut adalah air. Disamping itu, pada titik kedalaman ini didapatkan nilai resistivitas yang cenderung rendah yaitu di bawah 10 ohmm dan cenderung menunjukkan kurva yang flat. Adapun, Log Neutron Densitas menunjukkan separasi yang tidak terlalu lebar. Hal ini mengindikasikan bahwa pada titik tersebut terdapat kontak antara minyak dan air (OWC). Sehingga, berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan, didapatkan hasil bahwa pada interval ≤ 3972 ft jenis fluida yang terkandung adalah minyak. Sedangkan, pada interval kedalaman ≥ 3972 ft jenis fluida yang terkandung adalah air.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data yang dilakukan pada penelitian, maka dapat disimpulkan bahwa:

- Terdapat 4 fasies yang berkembang di daerah penelitian, yaitu: Fasies IS (Interbedded Shale), Fasies CS (Coarse Sandstone to Shale), Fasies SC (Shale to Coarse Sandstone), serta Fasies MV (Medium to Very Coarse Sandstone).
- Hasil analisis dan korelasi fasies menunjukkan bahwa keempat fasies yang teramati terendapkan pada *Tidal*

Mud Flat, *Tidal Sand Flat*, *Tidal Sand Bar*, dan *Tidal Channel* dengan lingkungan pengendapan tide-dominated estuary.

- Hasil perhitungan petrofisika pada keseluruhan sumur sebagai berikut:
 - Rata-rata kandungan serpih yang terdapat pada zona penelitian memiliki rentang nilai 11,4% hingga 42,1%.
 - Rata-rata porositas yang terdapat pada zona penelitian memiliki rentang nilai 12,4% hingga 21,3% atau tergolong "cukup" hingga "sangat baik" berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978).
 - Rata-rata saturasi air yang terdapat pada zona penelitian memiliki rentang nilai mulai dari 39,9% hingga 92,8%.
 - Rata-rata permeabilitas yang terdapat pada zona penelitian memiliki rentang nilai 381,6 mD hingga 4853,9 mD.
- Fasies MV – *Tidal Channel* merupakan fasies yang paling baik sebagai reservoir hidrokarbon karena memiliki nilai rata-rata volume shale yang paling rendah diantara fasies lain yaitu sebesar 17,3%. Disamping itu, porositas, saturasi air, dan permeabilitas paling baik di antara seluruh fasies juga ditunjukkan oleh Fasies MV – *Tidal Channel* yang memiliki nilai porositas 20,7%, nilai S_w sebesar 54,3% serta nilai permeabilitas sebesar 2001 mD. Oleh karena itu, dalam eksplorasi kedepannya dan untuk pengembangan lebih lanjut dapat berfokus pada fasies tersebut untuk meningkatnya efektifitas pengembangan lapangan.

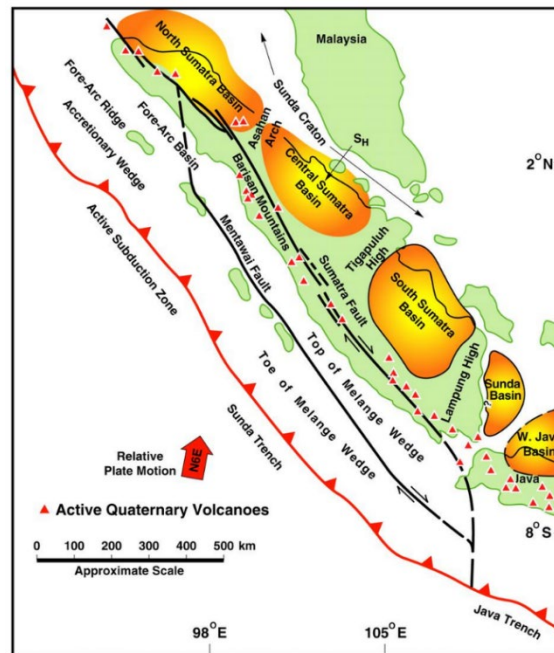
UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada kepada PT. Pertamina Hulu Rokan yang telah mengizinkan penggunaan data pada penelitian ini.

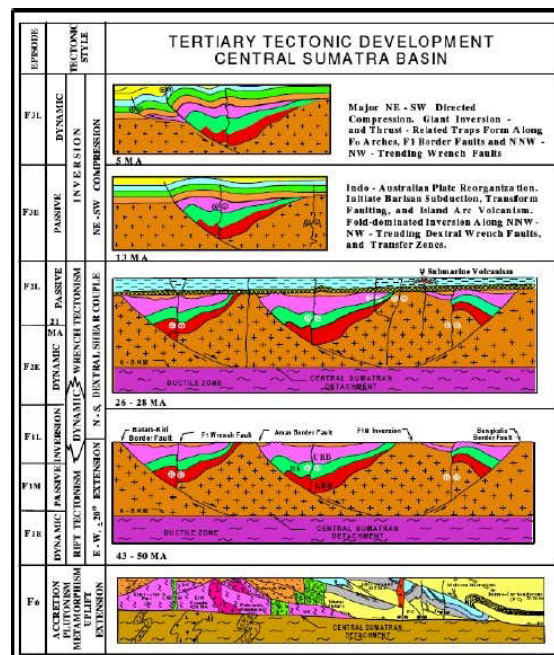
DAFTAR PUSTAKA

- Allen, G. (1991). Sedimentary processes and facies in the Gironde estuary: a recent model for macrotidal estuarine system. Society for Sedimentary Geology special publication.
- Allen, G., & Posamentier. (1993). Sequence stratigraphy and facies model of an incised valley fill: the Gironde Estuary, France. *J Sediment Petrol*, 378-391.
- Asquith, & Krygowsky. (2004). *Basic Well Log Analysis* (Second Edition). Tulsa: AAPG.
- Asquith, G., & Gibson, C. (1982). *Basic Well Log Analysis For Geologist*. AAPG.
- Boggs Jr., S. (1995). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, Second Edition. New Jersey: Simon and Schuster Company.
- Dalrymple, R. Z. (1992). Estuarine Facies Model: Conceptual Basic and Stratigraphic Implications. *Journal of Sedimentary Petrology*, 62, 1130-1146.
- Doust, H., & Noble, R. (2007). Petroleum systems of Indonesia. *Journal in Marine and Petroleum Geology*, 109-113.
- Eubank, & Makki, C. (1981). Structural Geology of Central Sumatra Back Arc Basin. *Proceeding 10th Annual Convention IPA*. Jakarta.
- Fardiansyah, I. F. (2017). Early Miocene Paleogeography of Central Sumatra Basin: Impact On Reservoir Quality and Distribution of the Upper Sihapas Group, Rokan Block. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 41st Annual Convention*. Jakarta: Indonesian Petroleum Association.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* edisi 8. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Heidrick, T., & Aulia, K. (1996). A Structural and Tectonic Model of Coastal Plain Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Proceeding Annual Convention IPA*. Jakarta.
- IPA. (2006). *Well Summary MS-01. Indonesia, Oil and Gas Fields Atlas Vol 2 Central Sumatra*.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Mertosono, S., & Nayoan. (1974). The Tertiary Basinal Area of Central Sumatra. *Proceeding 3rd Annual Convention IPA*, (pp. 63-76). Jakarta.
- Miall, A. D. (2006). *The Geology of Fluvial Deposits*. Berlin: Springer.
- Natasia, N., Syafri, I., Alfadli, M., & Arfiansyah, K. (2017). Analisis fasies Reservoir A Formasi Menggala di Lapangan Barumun Tengah, Cekungan Sumatra Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution*, 139-150.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy*. London: Blackwell Science.

- Pederson, Stewart, & Yuwono. (2002). Coaxing Information from Petrophysics and Integrated Data Analysis: The Menggala South Field Case History, Sumatra, Indonesia. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Melbourne: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Pratama, A., Mardiana, U., Mohamad, F., & Syaripudin, E. (2018). Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan "A" Cekungan Sumatra Tengah berdasarkan Analisis Petrofisika. *Padjadjaran Geoscience Journal*.
- Rider, M. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs. Scotland: Whittless Publishing.
- Walker, R. (1992). Facies Models : Response to Sea Level Change second edition. Canada: Geological Association of Canada.

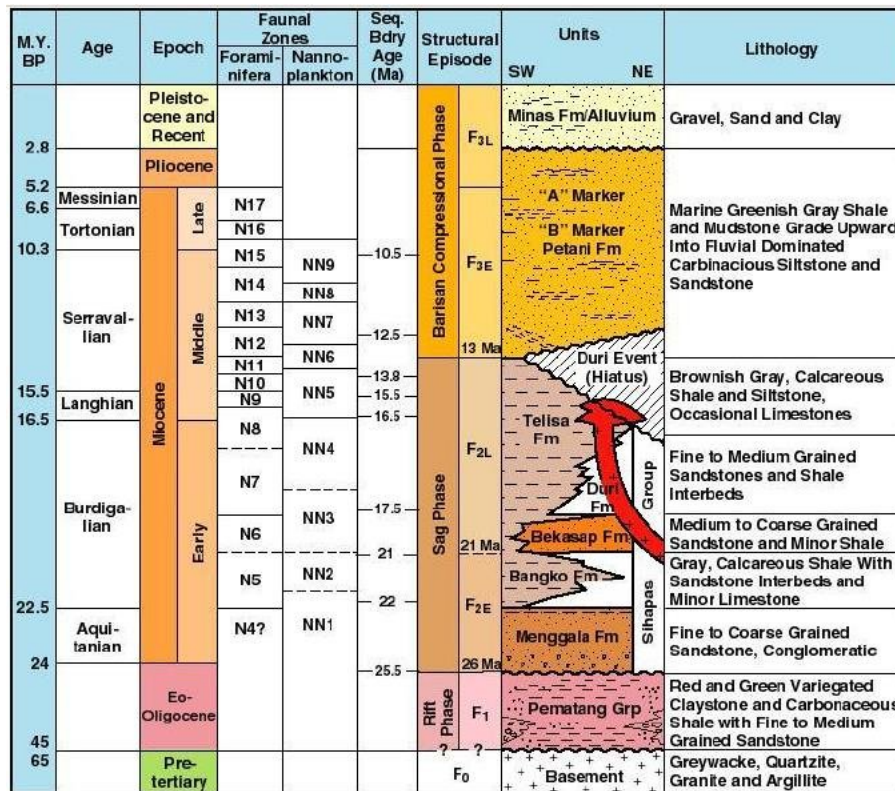


Gambar 1 Peta Paparan Sunda barat laut, memperlihatkan Cekungan Sumatra Tengah sebagai Cekungan Tersier di Sumatra dan Jawa (dimodifikasi dari Heidrick dan Aulia, 1996)

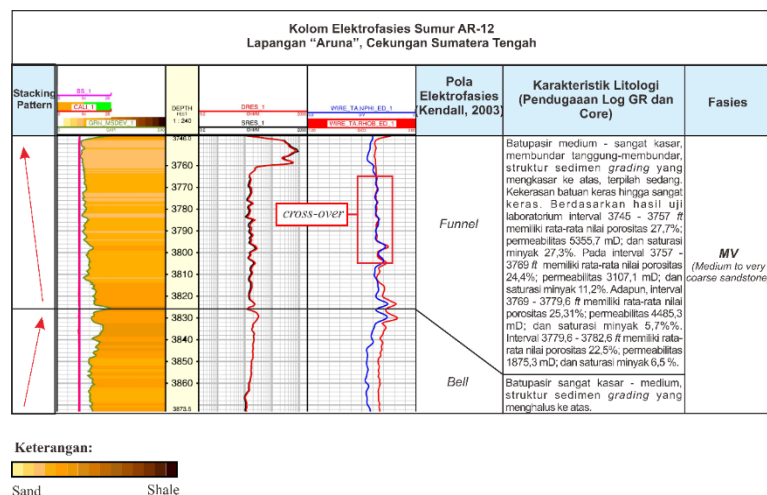


Gambar 2 Evolusi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

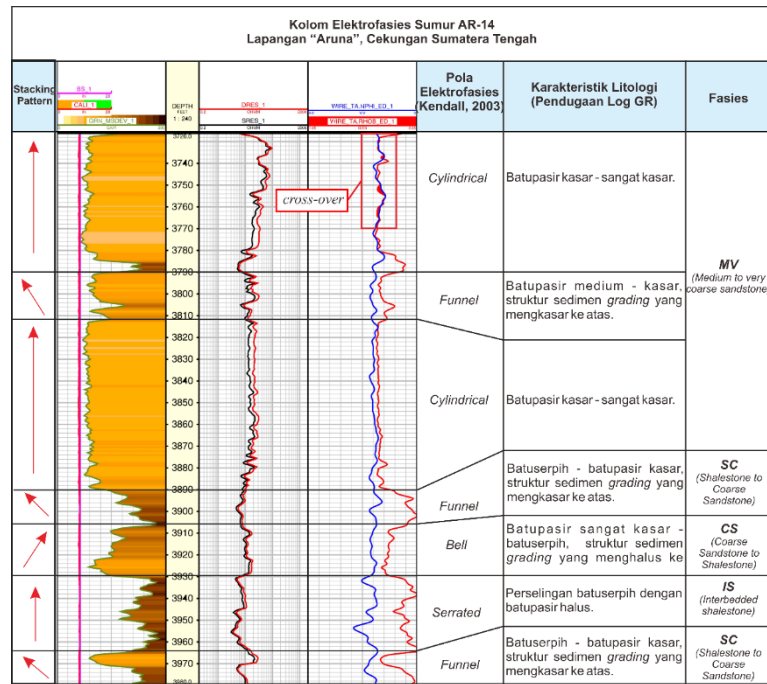
Sifat Fisik Batuan Reservoir Batupasir Formasi “Merak” Bagian Atas, Lapangan “Aruna”, Cekungan Sumatra Tengah, Berdasarkan Analisis Petrofisika (Sekar)



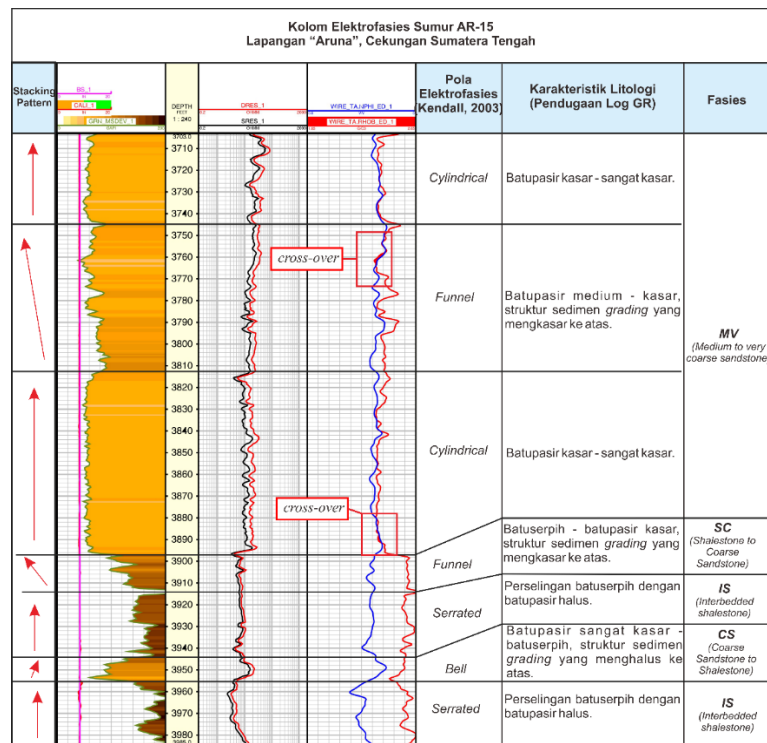
Gambar 3 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Eubank dan Makki, 1981; Heidrick dan Aulia, 1993)



Gambar 4 Analisis Elektrofasies Sumur AR-12

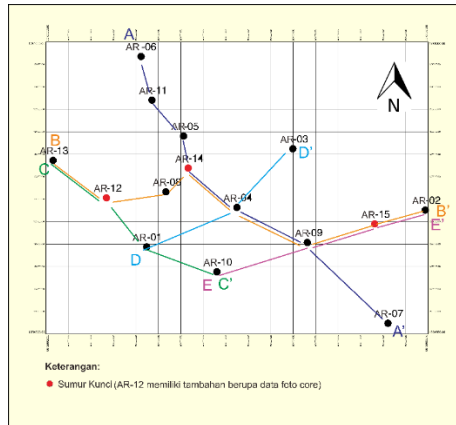


Gambar 5 Analisis Elektrofases Sumur AR-14

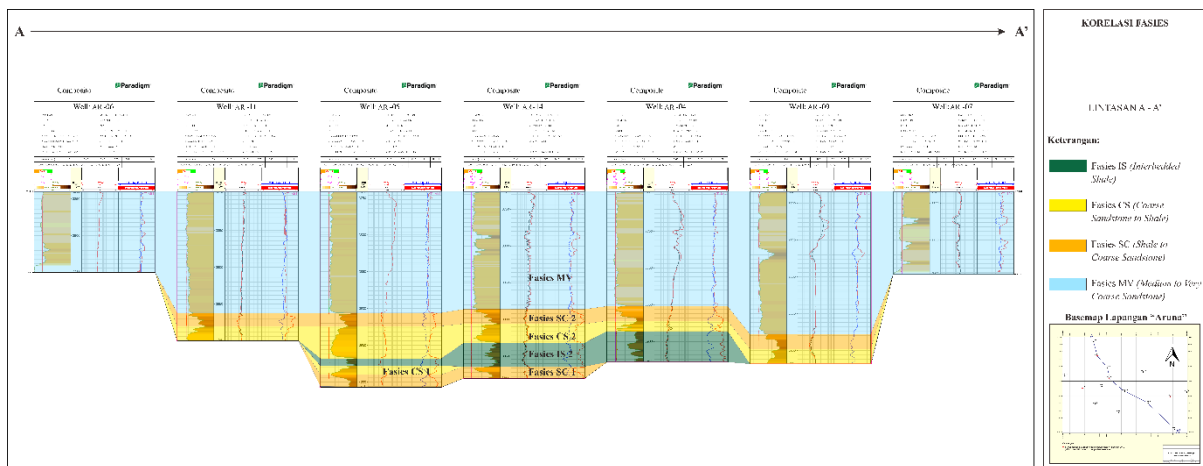


Gambar 6 Analisis Elektrofases Sumur AR-15

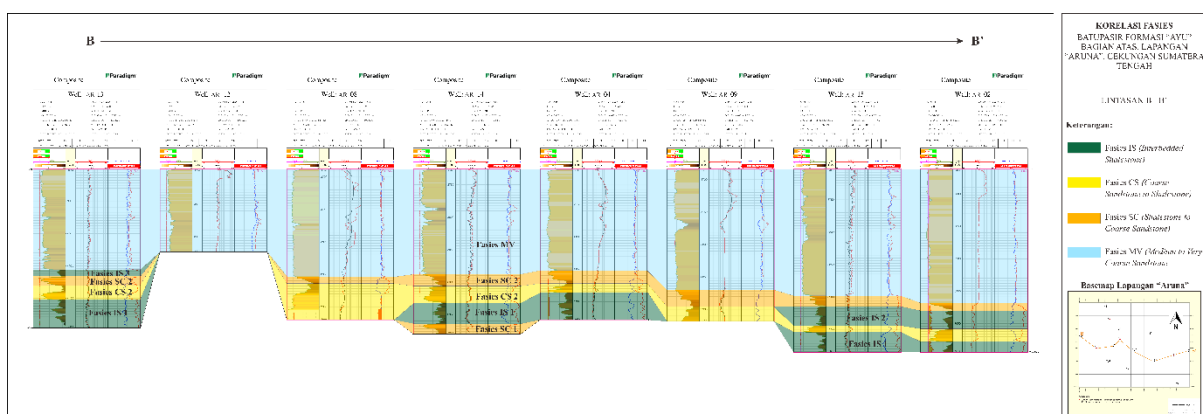
Sifat Fisik Batuan Reservoir Batupasir Formasi "Merak" Bagian Atas, Lapangan "Aruna", Cekungan Sumatra Tengah, Berdasarkan Analisis Petrofisika (Sekar)



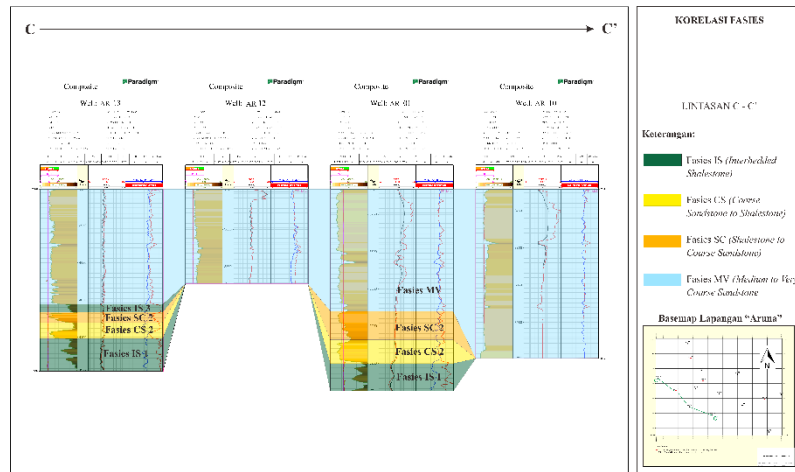
Gambar 7 Lintasan Korelasi Sumur Lapangan "Aruna"



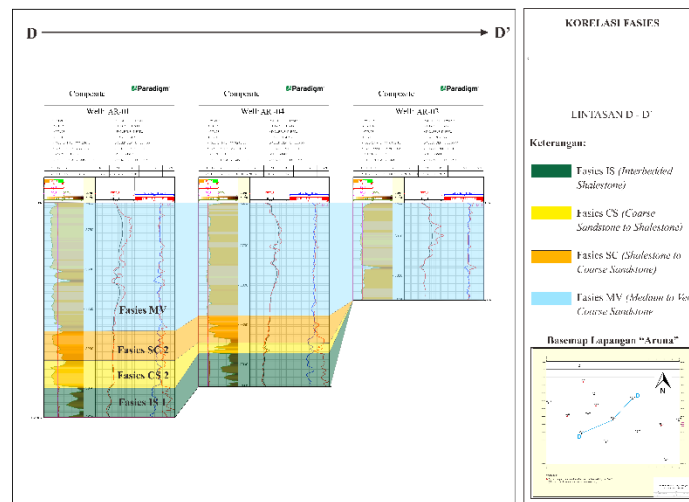
Gambar 8 Korelasi Fasies Lintasan A - A'



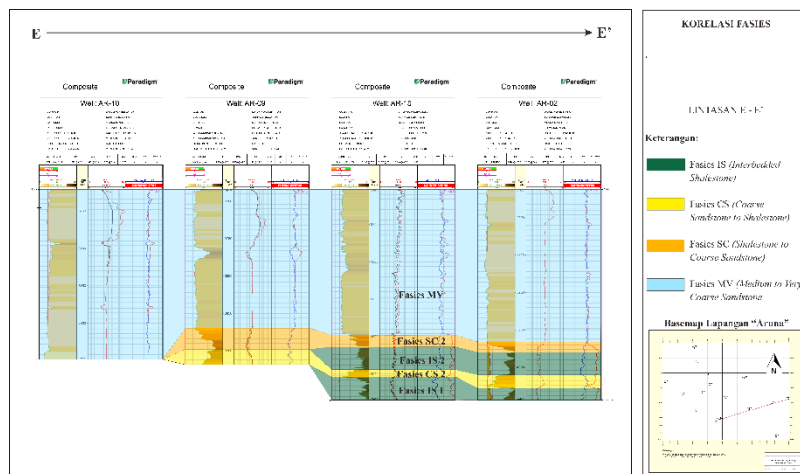
Gambar 9 Korelasi Fasies Lintasan B - B'



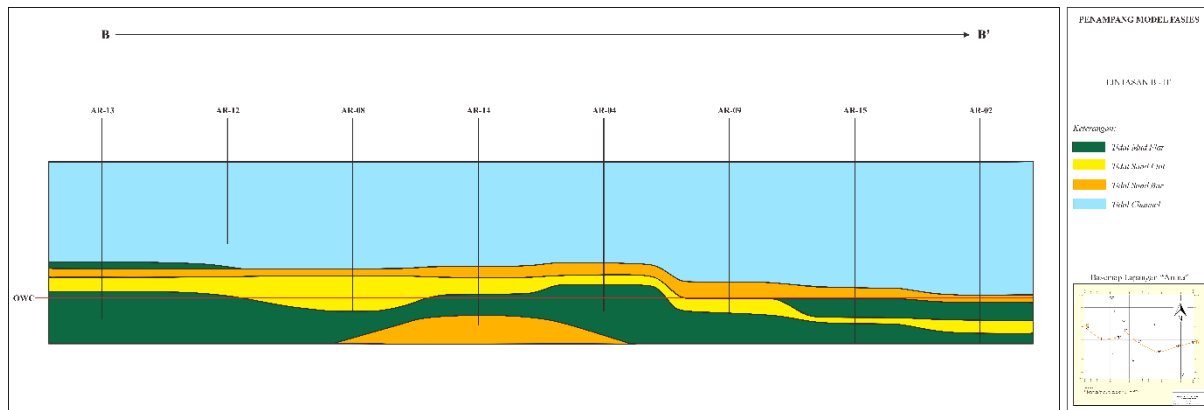
Gambar 10 Korelasi Fasies Lintasan C – C'



Gambar 11 Korelasi Fasies Lintasan D - D'



Gambar 12 Korelasi Fasies Lintasan E - E'



Gambar 13 Penampang Model Fasies Formasi “Merak” bagian Atas, Lapangan "Aruna", dengan arah cenderung Barat – Timur berdasarkan Lintasan B – B’