



**ZONA POTENSI HIDROKARBON BERDASARKAN SIFAT FISIK BATUAN
DAN ASOSIASI FASIES DI LAPANGAN “ASKARA” FORMASI “SV”
CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

Savira Rezkia Sidik^{*1}, Undang Mardiana¹, Febriwan Mohammad¹,
Hapsari Wahyu Kusumaningsih²

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

²PT Pertamina Hulu Rokan

*Email: savirarezkias@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan “Askara” terletak di Cekungan Sumatra Tengah, Provinsi Riau milik PT. Pertamina Hulu Rokan. Penelitian dilakukan pada 11 sumur dengan menggunakan data log sumur dan data batuan inti berupa SCAL dan SWC yang difokuskan pada batupasir Formasi “SV” interval T_SV1, 2, dan 3. Terdapat 3 fasies pengendapan yang berkembang di daerah penelitian, yaitu *distributary mouth bar*, *distributary channel*, dan *prodelta* dengan lingkungan pengendapan delta dominasi pasang surut. Berdasarkan analisis petrofisika, nilai *cut off* pada lapangan penelitian menghasilkan nilai 0.6 untuk kandungan serpih, 0.1 untuk porositas efektif, dan 0.7 untuk saturasi air. Pada Lapangan “Askara”, terdapat 8 sumur prospek dengan nilai *volume shale* berkisar 15-40%, 16-25% untuk porositas, 55-70% untuk saturasi air, dan 0.248-3547.663 mD untuk permeabilitas. Zona potensi hidrokarbon tertinggi berada pada interval T_SV2 dan T_SV3 dengan asosiasi fasies *distributary mouth bar* dan *distributary channel* yang memiliki karakteristik litologi batupasir tebal dengan ukuran butir berkisar antara pasir sedang sampai halus dengan klasifikasi porositas yang termasuk baik sampai sangat baik.

Kata kunci: asosiasi fasies, reservoir, petrofisika, zona hidrokarbon

ABSTRACT

"Askara" field is located in the Central Sumatra Basin, Riau Province owned by PT. Pertamina Hulu Rokan. The study was conducted on 11 wells using well log data and core rock data by SCAL and SWC focused on sandstones of the "SV" Formation at intervals T_SV1, 2, and 3. There are 3 depositional facies that develop in the study area, distributary mouth bar, distributary channel, and prodelta with tidal-dominated delta depositional environments. Based on petrophysics analysis, the cut off value in the research field resulted in a value of 0.6 for shale content, 0.1 for effective porosity, and 0.7 for water saturation. In "Askara" Field, there are 8 prospect wells with shale volume values ranging from 15-40%, 16-25% for porosity, 55-70% for water saturation, and 0.248-3547.663 mD for permeability. The highest potential hydrocarbon zones are in the intervals T_SV2 and T_SV3 with distributary mouth bar and distributary channel facies associations which have blocky sandstone lithology characteristics with grain sizes ranging from medium to fine sand with porosity classifications ranging from good to very good.

Keyword: facies association, reservoir, petrophysics, hydrocarbon potential zone

PENDAHULUAN

Produksi minyak dan gas bumi umumnya dilakukan secara terus menerus pada lapangan besar sebagai sumber utama penghasil hidrokarbon. Akan tetapi, kegiatan pengambilan minyak bumi yang dilakukan secara terus menerus akan menyebabkan terjadinya penurunan produksi pada lapangan-lapangan besar. Langkah yang perlu dilakukan adalah dengan mulai memperhitungkan potensi hidrokarbon pada lapangan-lapangan skala kecil. Untuk mengetahui potensi hidrokarbon pada suatu lapangan, perlu dilakukan kajian lebih lanjut untuk mendapatkan parameter-parameter yang dibutuhkan. Kajian awal yang perlu dilakukan adalah mengetahui sifat fisik batuan dan asosiasi fasies yang berkembang di lapangan penelitian untuk mengetahui karakteristik batuan yang berada di bawah permukaan sebelum dilakukannya proses produksi terhadap suatu reservoir.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar 1**) merupakan cekungan yang terbentuk di belakang busur (*back-arc basin*). Pembentukan cekungan ini diakibatkan adanya subduksi yang terjadi pada Lempeng India terhadap *Sundaland*. Cekungan Sumatra Tengah terbentuk selama Tersier Awal tepatnya pada Eosen hingga Oligosen sebagai rangkaian struktur *Half Graben* serta Blok *Horst* yang terbentuk akibat adanya tegasan ekstensional berarah Barat-Timur.

Tektonik Regional

Evolusi tektonik pada Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar 2**) dibagi menjadi 4 fase

tektonik, yaitu fase F0, fase F1, fase F2, dan fase F3.

a. F0 (Fase deformasi pra-tercier)

Struktur geologi yang berkembang berupa sesar normal dengan orientasi pada umumnya berarah NW-SE dan N-S. Pada fase ini juga terbentuk *graben* dan *half-graben* serta tinggian.

b. F1 (Fase *rifting* Eosen-Oligosen)

Adanya deformasi *brittle* oleh sesar normal dengan kontrol gaya tarik yang berarah W-E. Tektonik dengan rezim ekstensi berkembang pesat sehingga terjadi *rifting*.

c. F2 (fase *sagging* Miosen Tengah)

Terbagi menjadi 2 fase, yaitu fase F2E (fase *sagging*) dan fase F2L (fase *wrenching*). Fase F2E didominasi oleh *structural quiescence*, sedangkan fase F2L didominasi oleh *dextral wrenching* dengan orientasi umum Utara-Selatan.

d. F3 (fase *basin inversion*)

Sistem *wrenching* sesar-sesar berarah Utara-Selatan aktif kembali dan menyebabkan munculnya jebakan-jebakan struktural hidrokarbon.

Stratigrafi Regional

Urutan stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (**Gambar 3**) menurut Eubank & Makki (1981) dari yang tua sampai muda adalah batuan dasar berumur Pra-Tersier, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas.

Petroleum System Cekungan Sumatra Tengah

Batuan induk pada Cekungan Sumatra Tengah berasal dari Formasi *Brown Shale* pada Grup Pematang. Reservoir terdapat pada Kelompok Pematang dan Sihapas. Pada Kelompok Sihapas, "Formasi SV" merupakan salah satu reservoir utama.

Perangkap pada Cekungan Sumatra Tengah merupakan perangkap struktur dan perangkap stratigrafi. Migrasi di Cekungan Sumatra Tengah terjadi setelah terbentuknya jebakan-jebakan struktural pada 24 Ma.

METODE PENELITIAN

Penelitian menggunakan analisis kualitatif dan analisis kuantitatif yang diaplikasikan pada 11 sumur Formasi “SV” di Lapangan “Askara”. Analisis kualitatif dilakukan untuk menentukan asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan melalui deskripsi batuan inti yang dikalibrasikan dengan analisis elektrofases.

Analisis kuantitatif dilakukan untuk menghitung parameter petrofisika menggunakan data log sumur yang hasilnya divalidasi dengan data SCAL (*Special Core Analysis*) dan SWC (*Sidewall Core*). Parameter petrofisika yang dihitung meliputi kandungan serpih (Vsh), porositas, permeabilitas, saturasi air, dan permeabilitas. Kemudian dilanjutkan dengan menentukan nilai *cut off* untuk mendapatkan *net pay reservoir*. Hasil analisis fasies dikalibrasikan dengan perhitungan petrofisika sehingga dapat mengetahui zona potensi hidrokarbon, jenis hidrokarbon, serta ketebalan reservoir yang produktif.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Litofasies

Analisis litofasies di Lapangan “Askara” dilakukan dengan menggunakan data deskripsi batuan inti pada sumur SR-01 interval 3333 *ft*-3350 *ft* yang dikalibrasikan dengan pendekatan analisis elektrofases berdasarkan klasifikasi Walker dan James (1992). Analisis litofasies dilakukan pada 2 sumur, yaitu sumur SR-01 (**Tabel 1**) dan sumur SR-03

(**Tabel 2**) yang kemudian akan dikorelasikan dengan sumur-sumur lain. Adapun litofasies yang terdapat di Lapangan “Askara” terdiri atas:

a. *Coarsening Shally-Sandstone* (CSS)

Terdiri atas litologi batupasir dan *shale* dengan nilai *gamma ray* yang berkisar dari 58-157 GAPI pada interval TSV1 dan TSV2 di sumur SR-01. Untuk sumur SR-03, nilai *gamma ray* berkisar 49-160 GAPI pada interval TSV1 dan T_SV3. Pada interval ini pola elektrofases menunjukkan pola funnel (*coarsening upward*).

b. *Medium to Fine Sandstone* (MF)

Terdiri atas litologi batupasir dengan ukuran butir pasir sedang sampai pasir halus. Terdapat pada sumur SR-03 di interval TSV2 dengan nilai *gamma ray* berkisar antara 66-111 GAPI. Pola elektrofases menunjukkan *cylindrical*.

c. *Shale* (S)

Terdiri atas shale dengan nilai *gamma ray* berkisar antara 134 – 152 GAPI pada sumur SR-01 di interval TSV4. Pola elektrofases menunjukkan *serrated*.

d. *Fining Shally-Sandstone* (FSS)

Terdiri atas litologi batupasir dan *shale* dengan nilai *gamma ray* 43-137 GAPI pada sumur SR-01 di interval TSV3 dan TSV5. Pada sumur SR-03, nilai *gamma ray* berkisar antara 39-147 GAPI pada interval TSV4 dan TSV5.

Korelasi Fasies

Pada Lapangan “Askara”, korelasi fasies dilakukan dengan menghubungkan *marker* fasies pada setiap sumur. Korelasi fasies terbagi menjadi 2 lintasan yang berarah Utara-Selatan. Berdasarkan korelasi 1 (**Gambar 4**) dan korelasi 2 (**Gambar 5**), fasies yang berkembang pada interval TSV1 dan TSV2 adalah *distributary mouth bar*, interval TSV3 terdapat perubahan fasies dari *distributary*

mouth bar menjadi *distributary channel*, interval TSV4 berkembang fasies prodelta tetapi terdapat *distributary channel* pada sumur SR-03, dan pada interval TV5 fasies yang berkembang adalah *distributary channel*.

Fasies Pengendapan

Berdasarkan Paleogeografi Blok Rokan (**Gambar 6**) oleh Fardiansyah (2017), Lapangan "Askara" terletak pada *central region* yang merupakan daerah Duri-Bekasap *embayment* dan terjadi progradasi pengaruh pasang surut air laut. Berdasarkan korelasinya, fasies pengendapan yang berkembang di Lapangan "Askara" adalah:

a. Interval TSV1 dan TSV2

Fasies pengendapan yang berkembang adalah *distributary mouth bar* yang memanjang dari utara ke selatan.

b. Interval TSV3

Fasies pengendapan yang berkembang adalah *distributary mouth bar*, tetapi pada bagian selatan berkembang fasies *distributary channel*.

c. Interval TSV4

Fasies pengendapan yang berkembang adalah fasies *prodelta* tetapi pada bagian utara (sumur SR-03), terdapat perubahan fasies menjadi *distributary channel* yang kemudian berubah lagi menjadi *prodelta* sampai selatan.

d. Interval TSV5

Fasies pengendapan yang berkembang adalah *distributary channel* yang memanjang dari utara sampai selatan.

Parameter Petrofisika

a. Kandungan Serpilh (Vsh)

Perhitungan kandungan serpilh dilakukan menggunakan Metode Linear dengan menghitung nilai dari indeks *gamma ray*, di mana nilai indeks *gamma*

ray dianggap sama dengan nilai kandungan serpilh.

Tabel 3. Nilai Rata-rata Kandungan Serpilh di Lapangan "Askara"

Sumur	Kandungan Serpilh (%)
SR-01	50.4
SR-02	47.5
SR-03	47.4
SR-06	50
SR-07	51.2
SR-08	54.4
SR-11	49
SR-12	56.8
SR-13	47.7
SR-14	53.3
SR-15	47.6

b. Porositas

Perhitungan porositas pada penelitian menggunakan metode yang telah dimodifikasi berdasarkan log densitas dan log neutronnya, yaitu metode SSPW (*Sandstone Porosity Workflow*) yang dikembangkan oleh PT. Pertamina Hulu Rokan. Pada metode ini, terdapat 3 jenis porositas, yaitu porositas total (PHIT) yang mencakup porositas seluruh jenis fluida yaitu air, hidrokarbon, *clay bound water*, dan *capillary bound water*, porositas efektif (PHIE) yang tidak mencakup *clay bound water*, dan porositas *free fluid* (PHIFF) yang hanya mencakup porositas air dan hidrokarbon saja. Dalam analisis petrofisika, jenis porositas yang digunakan adalah PHIE.

Tabel 4. Nilai Rata-rata Porositas

Sumur	Porositas (%)	Klasifikasi (Koesoemadinata, 1980)
SR-01	16.7	Baik
SR-02	18.4	Baik
SR-03	15.9	Baik
SR-06	15.7	Baik

SR-07	14.2	Cukup
SR-08	17.6	Baik
SR-11	18.7	Baik
SR-12	19.5	Baik
SR-13	18.3	Baik
SR-14	17.4	Baik
SR-15	18.8	Baik

c. Saturasi Air

Saturasi air dihitung dengan menggunakan Metode Simandoux karena Formasi “SV” merupakan *shally-sand formation* dan memiliki salinitas yang tinggi.

Tabel 5. Nilai Rata-rata Saturasi Air

Sumur	Saturasi Air (%)
SR-01	89
SR-02	94
SR-03	96
SR-06	90
SR-07	97
SR-08	90
SR-11	91
SR-12	89
SR-13	79
SR-14	89
SR-15	85

d. Permeabilitas

Permeabilitas dihitung dengan pendekatan *multiple linear regression* yang menggunakan lebih dari 2 variabel, yaitu porositas dan *volume shale*.

Tabel 6. Nilai Rata-rata Permeabilitas

Sumur	Permeabilitas (mD)
SR-01	75.2
SR-02	112.4
SR-03	39.7
SR-06	58
SR-07	20
SR-08	99.2
SR-11	247.2
SR-12	272.2

SR-13	98.9
SR-14	69.1
SR-15	449.5

e. Nilai Cut Off

Nilai *cut off* pada daerah penelitian (**Gambar 7**) menghasilkan nilai *cut-off* $V_{sh} \leq 0.6$, nilai *cut off* $PHIE \geq 0.1$, nilai *cut off* $SW \leq 0.7$.

f. Lumping atau Pembungkalan

Lumping digunakan untuk mendapatkan zona *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay*. Berdasarkan hasil dari *lumping*, terdapat 9 sumur yang lolos nilai *cut off*, yaitu sumur SR-01, SR-02, SR-06, SR-08, SR-11, SR-12, SR-13, SR-14, dan SR-15.

Kontak Fluida

Kontak fluida merupakan batas untuk menentukan antara batas dari zona air dan zona hidrokarbon (minyak atau gas). Pada lapangan penelitian, kontak fluida ditentukan dengan melihat kontak antara *shale* dan *blocky sand* dengan nilai saturasi air 100%. Sumur yang menjadi batas *water oil contact* adalah sumur SR-01 pada kedalaman 3381 *ft* yang merupakan *marker* TSV4 yang kemudian disamaratakan untuk semua sumur.

Zona Potensi Hidrokarbon

Zona prospek difokuskan pada interval TSV1, TSV2, dan TSV3 yang nilai parameter petrofisikanya disajikan pada rekapitulasi zona *pay* (**Tabel 7**) sehingga dari 9 sumur yang lolos *cut off*, sumur yang prospek di lapangan penelitian menjadi 8 sumur karena sumur zona *pay* sumur SR-02 berada pada interval TSV5.

Dari 8 sumur, zona hidrokarbon terbesar di Lapangan “Askara” berada pada interval TSV2 dan TSV3. Berdasarkan

korelasinya, fasies pada interval TSV2 dan TSV3 adalah *distributary mouth bar* dan *distributary channel*. Karakteristik fasies *distributary mouth bar* pada kedua interval tersebut umumnya menunjukkan litologi batupasir yang tebal dengan ukuran butir pasir sedang sampai halus dan berdasarkan bentuk elektofasiesnya menunjukkan pola *funnel*. Kemudian pada interval TSV3 berkembang fasies *distributary channel* dengan karakteristik litologi batupasir yang tebal dengan log *gamma ray* menunjukkan pola *bell*.

Lapisan batupasir yang tebal dengan ukuran butir pasir sedang sampai halus (diwakili oleh SR-15 pada **Gambar 8**) umumnya sangat baik untuk menjadi reservoir hidrokarbon, didukung dengan porositas pada batupasir pada zona-zona tersebut tergolong baik sampai sangat baik. Gambaran dari Lapangan "Askara" berdasarkan asosiasi fasies terhadap sumur-sumur yang prospek dapat ditunjukkan pada **Gambar 9** dengan menggunakan korelasi fasies 1 tanpa melibatkan sumur SR-03.

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengolahan data menggunakan analisis fasies dan analisis petrofisika di Lapangan "Askara", dapat disimpulkan bahwa:

- Fasies yang berkembang di daerah penelitian terdiri atas 3, yaitu *distributary mouth bar*, *distributary channel*, dan *prodelta*. Dari asosiasi fasies tersebut, sistem lingkungan pengendapan di Lapangan "Askara" termasuk ke dalam delta dominasi pasang surut.
- Analisis petrofisika dilakukan untuk menghitung *volume shale* dengan metode linear, porositas dengan metode SSPW, permeabilitas dengan metode

multiple linear regression, dan saturasi air dengan metode Simandoux. Nilai *cut off* untuk masing-masing parameter petrofisika tersebut adalah 0.6 untuk *volume shale*, 0.1 untuk porositas efektif, dan 0.7 untuk saturasi air.

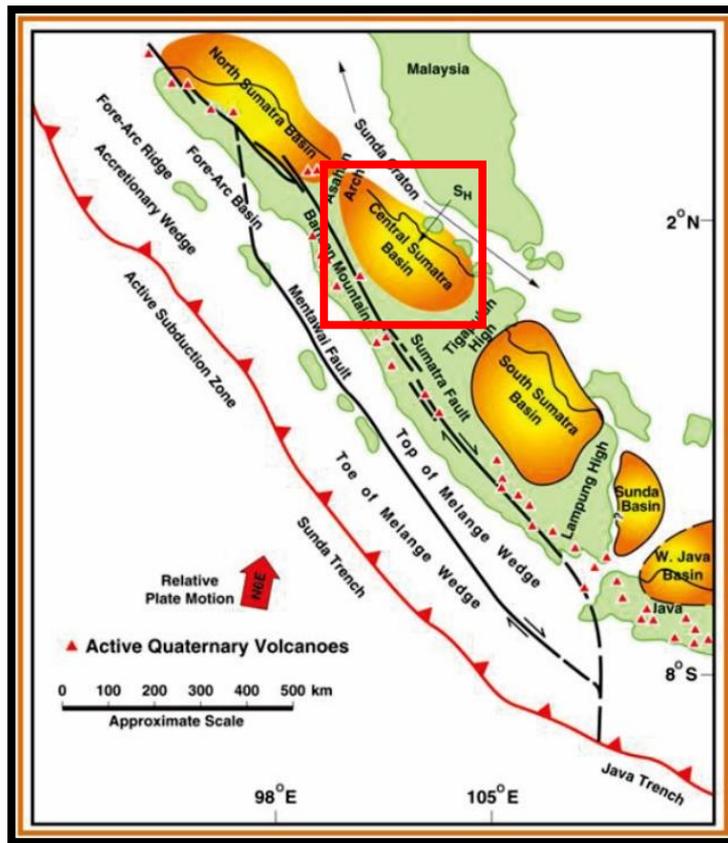
- Berdasarkan kontak fluida yang telah ditentukan, zona hidrokarbon berada pada interval TSV1, TSV2, dan TSV3 sehingga terdapat 8 sumur prospek, yaitu sumur SR-15, SR-12, SR-11, SR-08, SR-01, SR-14, SR-06, dan SR-13.
- Nilai parameter petrofisika pada 8 sumur di interval TSV1, TSV2, dan TSV3 memiliki nilai yang berkisar antara 15-40% untuk *volume shale*, 16-25% untuk porositas efektif, 0.248 – 3547.663 mD untuk permeabilitas, dan 55-70% untuk saturasi air.
- Zona potensi hidrokarbon terbesar berada pada interval TSV2 dan TSV3 dengan fasies yang berkembang adalah *distributary mouth bar* dan *distributary channel* yang memiliki karakteristik litologi batupasir tebal dengan ukuran butir pasir sedang sampai halus. Nilai porositas pada kedua interval tersebut termasuk ke dalam klasifikasi baik-sangat baik sehingga merupakan zona potensi hidrokarbon yang paling prospek di lapangan penelitian.

UCAPAN TERIMA KASIH

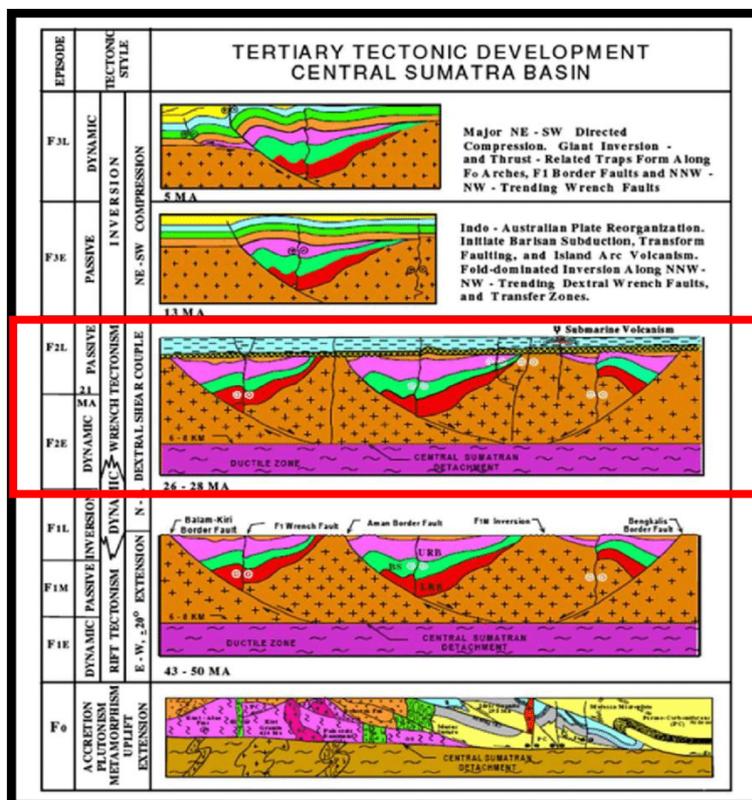
Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Ir. Undang Mardiana, M. Si. Dan Bapak Febriwan Mohamad, S. Si., M. Si. atas arahan dan bimbingannya selama penelitian berlangsung. Kemudian terima kasih banyak kepada PT Pertamina Hulu Rokan yang telah mengizinkan penggunaan data untuk penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

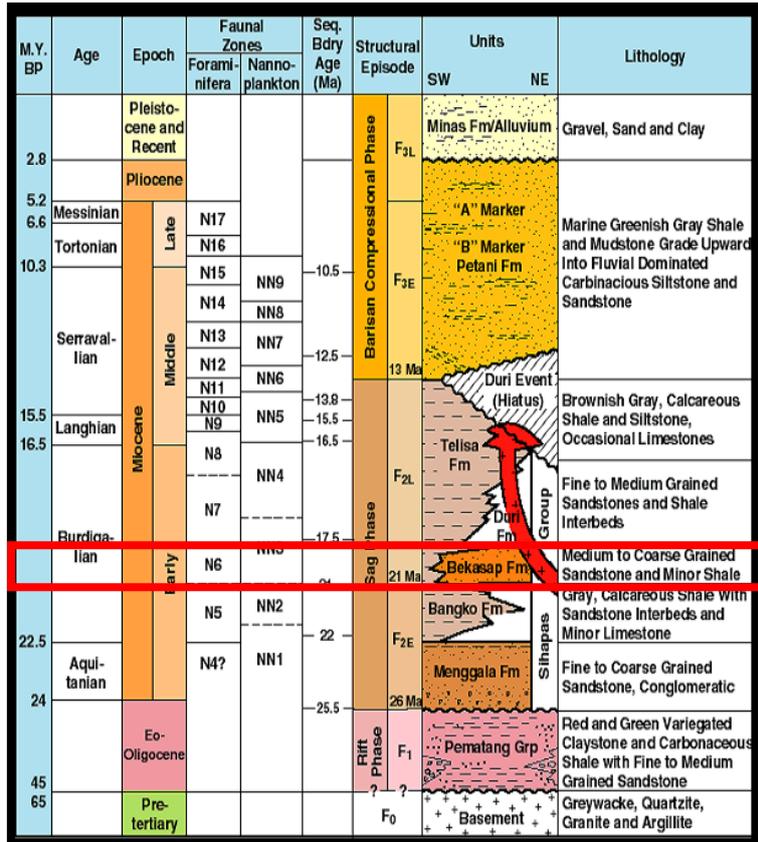
- Allen, G. P., & Chambers, J. L. (1998). *Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta*. Indonesian Petroleum Association.
- Boggs, S. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy 4th edition*. New York: Pearson Prentice Hall. P289-331.
- Dalrymple, R., & Choi, K. (2007). *Morphologic and Facies Trends Through the Fluvial – Marine Transition in Tide Dominated Depositional Systems: A Schematic Framework for Environmental and Sequence-Stratigraphic Interpretation*. EarthScience Reviews - Elsevier 81: 135-174.
- Eubank, R. T., & Makki, A. C. (1981). *Structural Geology of The Central Sumatra Back-Arc Basin*. Indonesian Petroleum Association 10th Annual Convention.
- Fardiansyah, I. (2017). *Early Miocene paleogeography of Central Sumatra Basin: impact on reservoir quality and distribution of the Upper Sihapas Group, Rokan Block*. Indonesian Petroleum Association 41st Annual Convention.
- Heidrick, T., & Aulia, K. (1993). *A Structural And Tectonic Model Of The Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia*. Indonesian Petroleum Association 22nd Annual Conference And Exhibition.
- Katz, B. J., & Dawson, W. C. (1997). *Pematang-Sihapas Petroleum System of Central Sumatra*. Indonesian Petroleum Association, 685-698.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy 2nd edition*. Oxford: Willey-Blackwell John Wiley & Sons Ltd. P179-198.
- Walker, R., & James, N. (1992). *Facies Model: Response to Sea Level Change*. Ottawa: Geological Association of Canada. P157-195.
- Yarmanto. (1995). *Tertiary Tectonostratigraphic Development of the Balam Depocenter, Central Sumatra Basin, Indonesia*. Indonesian Petroleum Association 24th Annual Convention.



Gambar 1. Fisiografi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)



Gambar 2. Evolusi tektonik Cekungan Sumatra Tengah (Heidrik&Turlington, 1996)



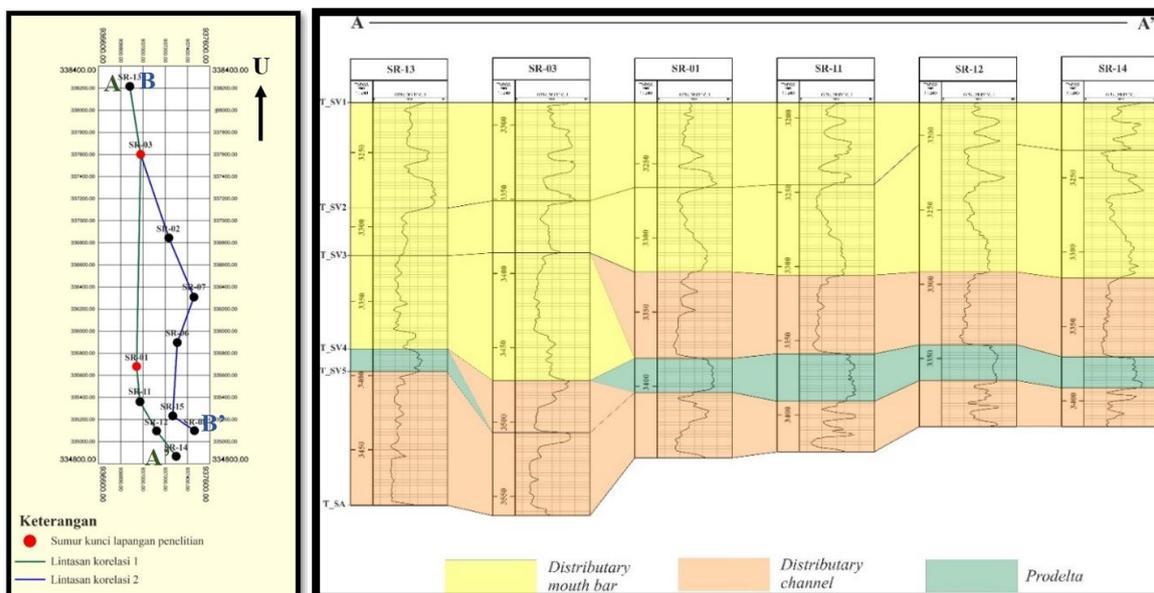
Gambar 3. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

Tabel 1. Litofasies sumur SR-01

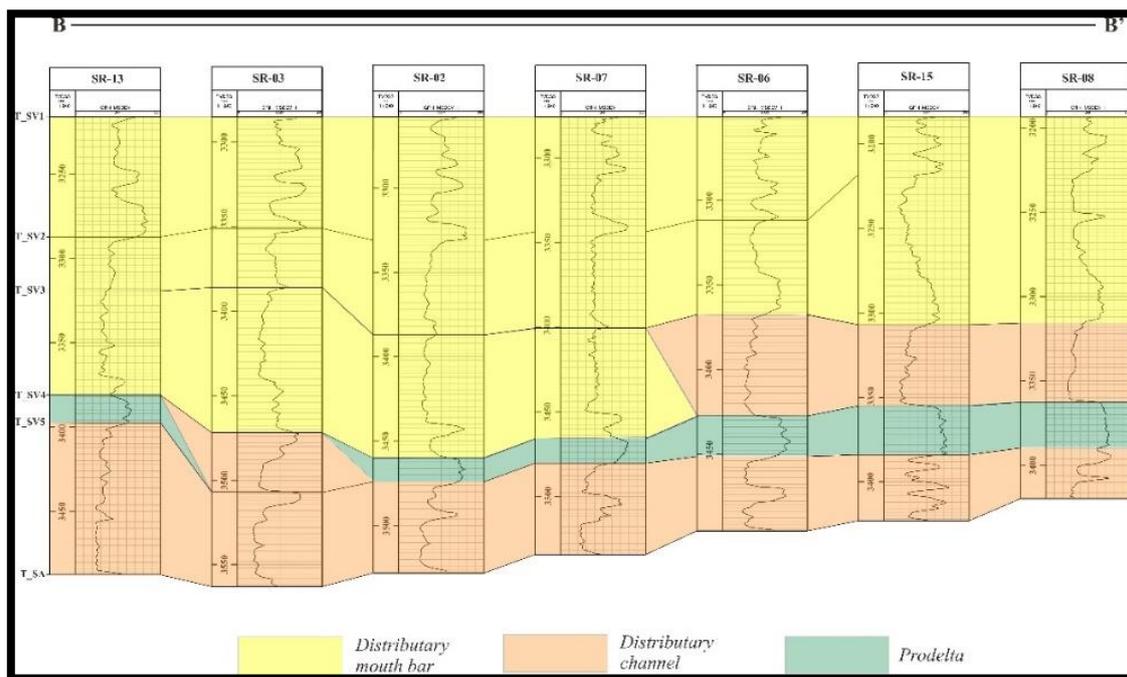
	Pola Log Gamma Ray dan Log NPHI-RHOB	Litologi	Bentuk Elektrofasis	Deskripsi	Litofasies
T_SV1			Funnel	Litologi dengan batupasir berwarna abu kecoklatan bergradasi ke atas menjadi abu terang. Ukuran butir berkisar antara pasir sedang sampai shale yang mengkasar ke atas, bentuk butir membundar tanggung sampai membundar, pemilahan sedang-baik, kekerasan kompak, terdapat struktur sedimen wavy, lenticular, dan masif dengan nilai GR 58-157 GAPI.	CSS (Coarsening shally-sandstone)
T_SV2			Funnel	Litologi yang bersifat shally sand dengan ukuran butir bekisar dari pasir sedang sampai shale dan mengkasar ke atas (coarsening upward) dengan nilai GR berkisar antara 53-133 GAPI.	CSS (Coarsening shally-sandstone)
T_SV3			Bell	Litologi yang bersifat shally sand dengan ukuran butir yang semakin menghalus ke atas (fining upward) dengan nilai GR berkisar antara 43-106 GAPI.	FSS (Fining shally-sandstone)
T_SV4			Serrated	Litologi yang terdiri atas shale dengan nilai gamma ray yang berkisar 134 – 152 GAPI	S (Shale)
T_SV5			Bell	Litologi yang bersifat shally sand dengan ukuran butir yang semakin menghalus ke atas (fining upward) dengan nilai GR berkisar antara 48-147 GAPI.	FSS (Fining shally-sandstone)
T_SA					

Tabel 2. Litofasies sumur SR-03

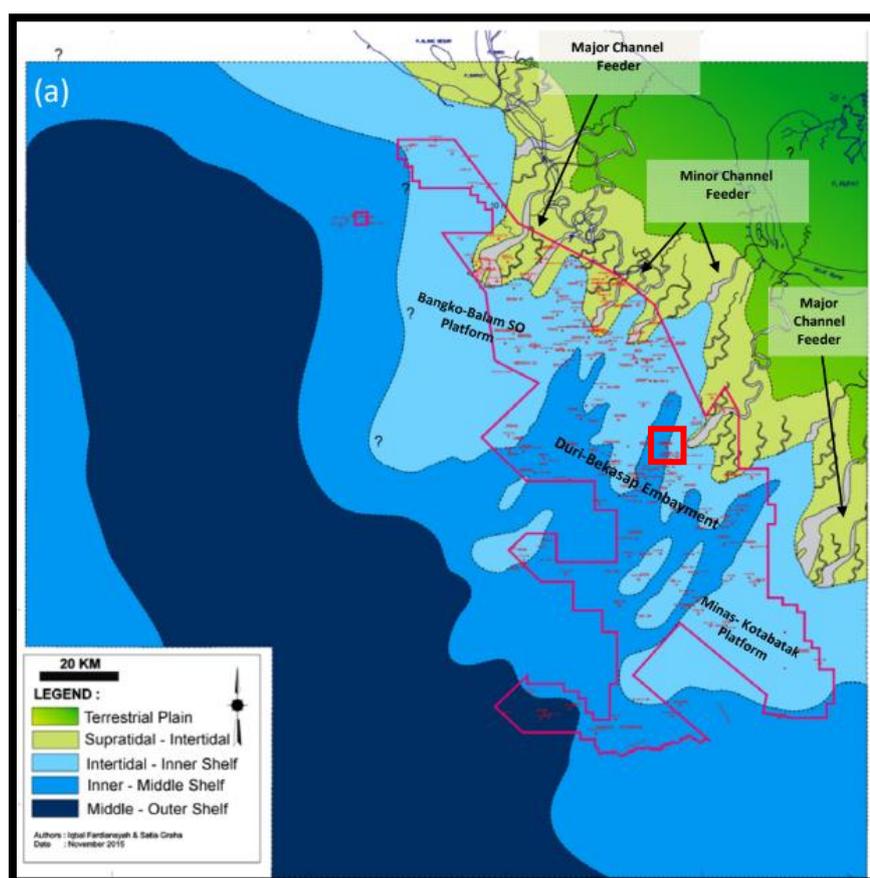
	Pola Log Gamma Ray dan Log NPHI-RHOB	Litologi	Bentuk Elektrofasies	Deskripsi	Litofasies
T_SV1			Funnel	Litologi dengan batupasir berwarna abu kecoklatan bergradasi ke atas menjadi abu terang. Ukuran butir berkisar antara pasir sedang sampai shale yang mengkasar ke atas, bentuk butir membuldar tanggung sampai membuldar, pemilahan sedang-baik, kekerasan kompak, terdapat struktur sedimen wavy, lenticular, dan masif dengan nilai GR 58-157 GAPI.	CSS (Coarsening shally-sandstone)
T_SV2			Funnel	Litologi yang bersifat shally sand dengan ukuran butir bekisar dari pasir sedang sampai shale dan mengkasar ke atas (coarsening upward) dengan nilai GR berkisar antara 53-133 GAPI.	CSS (Coarsening shally-sandstone)
T_SV3			Bell	Litologi yang bersifat shally sand dengan ukuran butir yang semakin menghalus ke atas (fining upward) dengan nilai GR berkisar antara 43-106 GAPI.	FSS (Fining shally-sandstone)
T_SV4			Serrated	Litologi yang terdiri atas shale dengan nilai gamma ray yang berkisar 134 – 152 GAPI	S (Shale)
T_SV5			Bell	Litologi yang bersifat shally sand dengan ukuran butir yang semakin menghalus ke atas (fining upward) dengan nilai GR berkisar antara 48-147 GAPI.	FSS (Fining shally-sandstone)
T_SA					



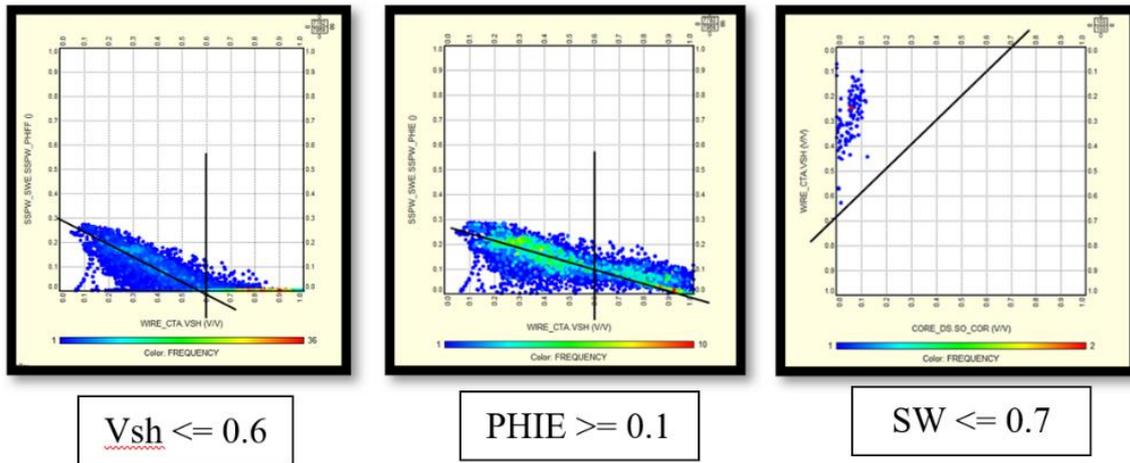
Gambar 4. Korelasi fasies lintasan 1 (A-A')



Gambar 5. Korelasi fasies lintasan 2 (B-B')



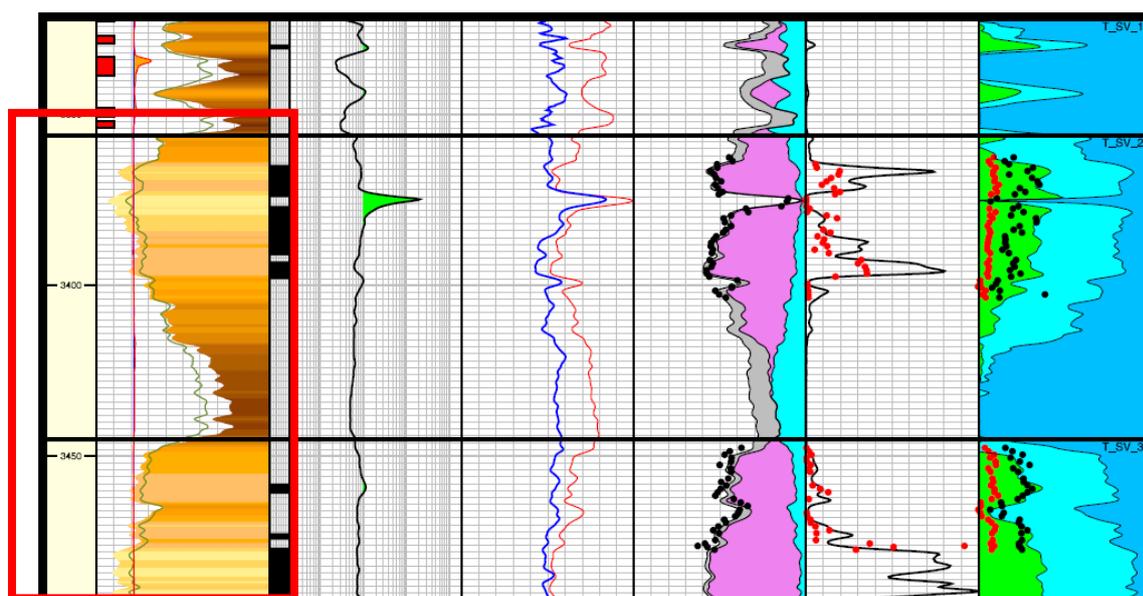
Gambar 6. Paleogeografi Blok Rokan, Cekungan Sumatra Tengah (Fardiansyah,2017). Daerah penelitian berada pada Duri-Bekasap Embayment.



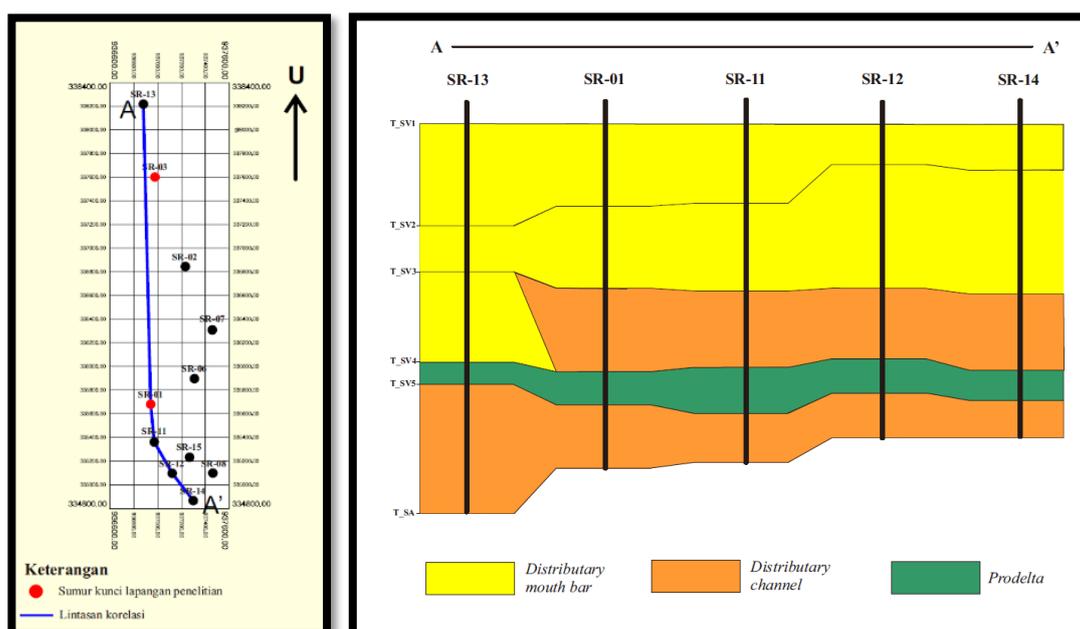
Gambar 7. Cut off nilai parameter petrofisika pada Lapangan "Askara"

Sumur	Interval	Top	Bottom	Pay			NetPay	Total NetPay
				VSH	PHIE	SW		
SR-15	T_SV1	3322	3356	0.4	0.18	0.66	1.5	51.25
	T_SV2	3356	3445	0.19	0.23	0.64	29.25	
	T_SV3	3445	3493	0.15	0.25	0.64	20.5	
SR-12	T_SV2	3338	3424	0.32	0.2	0.55	13	34
	T_SV3	3424	3473	0.26	0.22	0.63	21	
SR-11	T_SV2	3376	3437	0.18	0.22	0.62	12	32.5
	T_SV3	3437	3490	0.18	0.24	0.6	20.5	
SR-08	T_SV2	3358	3446	0.3	0.2	0.57	24	29
	T_SV3	3446	3493	0.26	0.21	0.68	5	
SR-01	T_SV2	3378	3435	0.27	0.21	0.61	8.5	27
	T_SV3	3435	3493	0.21	0.22	0.55	18.5	
SR-14	T_SV1	3335	3367	0.41	0.17	0.53	3.5	22.49
	T_SV2	3367	3453	0.31	0.19	0.56	11.99	
	T_SV3	3453	3506	0.31	0.21	0.66	7	
SR-06	T_SV3	3462	3522	0.25	0.22	0.7	2	12.5
SR-13	T_SV2	3407	3439	0.4	0.16	0.7	7	7

Tabel 7. Rekapitulasi nilai parameter petrofisika pada pay zone di 8 sumur di interval TSV1, TSV2, dan TSV3



Gambar 8. Karakteristik litologi pada interval TSV2 dan TSV3 di sumur SR-15



Gambar 9. Gambaran Lapangan "Askara" berdasarkan asosiasi fasies pada sumur-sumur prospek