

ANALISIS LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN SISTEM PETROLEUM BERDASARKAN INTEGRASI DATA SEISMIK DAN SUMUR DI PESISIR CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

ANALYSIS OF DEPOSITIONAL ENVIRONMENT AND PETROLEUM SYSTEM BASED ON INTEGRATION OF SEISMIC AND WELL DATA IN THE COASTAL OF CENTRAL SUMATRA BASIN

Perdana R. Ordas^{1*}, Abdurrokhim², Yoga A. Sendjaja², & Tumpal B. Nainggolan³

¹Program Pascasarjana, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Indonesia

²Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Indonesia

³Pusat Riset Sumber Daya Geologi, Badan Riset dan Inovasi Nasional, Indonesia

*E-mail: perdana.rizkiordas@gmail.com

ABSTRACT

As one of the hydrocarbon-producing basins in Indonesia, the Central Sumatra Basin's development had been hampered due to limited exploration and studies. This study aimed to identify depositional environments and petroleum systems through stratigraphic seismic and well studies. This study used a seismic method with Hampson Russell and Petrel software. Log data helped process seismic data with Interactive Petrophysic (IP) software and Techlog for well data processing. This research zone had five depositional sequences, most of which were formed in the depositional environment of branching channels and estuaries. There were two potential source rocks, namely in the Pematang Formation and shale layers in the upper TST-1. Based on stratigraphic sequence analysis on seismic sections, petroleum systems were identified in the Merak, Melibur, and Garib wells on the coast of the Central Sumatra Basin. Hydrocarbon reservoirs were found in the Bekasi, Bangko, and Menggala Formations and parts of the Pematang Formation; source rock was found in parts of the Menggala and Pematang Formations. The determination of reservoir layers and source rock was strengthened by the results of the analysis of wells located on seismic trajectories. Faults were useful as migration pathways for hydrocarbon fluids from source rock to reservoirs so that a petroleum system was formed in the area. This layer had immature and mature parent rocks. It was concluded that the depositional environment and the petroleum system in the wells in the area could be identified.

Keywords: *Central Sumatra Basin, depositional environment, petroleum system, stratigraphy*

ABSTRAK

Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon di Indonesia, karena keterbatasan eksplorasi dan studi, perkembangan cekungan tersebut mengalami hambatan. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi lingkungan pengendapan dan sistem petroleum melalui studi stratigrafi seismik dan sumur. Penelitian ini menggunakan metode seismik dengan *software Hampson Russell* dan *Petrel*. Data log membantu pengolahan data seismik dengan *software Interactive Petrophysic (IP)* dan *Techlog* untuk pengolahan data sumur. Zona penelitian ini memiliki lima sekuen pengendapan yang sebagian besar terbentuk di lingkungan pengendapan alur bercabang dan estuari. Terdapat dua batuan induk potensial, yakni pada Formasi Pematang dan lapisan serpih pada TST-1 atas. Hasil analisis sekuen stratigrafi pada penampang seismik, sistem petroleum teridentifikasi pada Sumur Merak, Melibur, dan Garib di pesisir Cekungan Sumatra Tengah. Reservoir hidrokarbon terdapat di Formasi Bekasap, Bangko, Menggala, dan sebagian Formasi Pematang; batuan induk terdapat di sebagian Formasi Menggala dan Pematang. Penentuan lapisan reservoir dan batuan induk diperkuat oleh hasil analisis sumur yang terletak pada lintasan seismik. Patahan berguna sebagai jalur migrasi fluida hidrokarbon dari batuan induk hingga reservoir, sehingga terbentuk sistem petroleum pada daerah tersebut. Lapisan ini memiliki batuan induk yang belum matang dan matang. Karenanya dapat disimpulkan bahwa lingkungan pengendapan dan sistem petroleum pada sumur-sumur di daerah tersebut dapat diketahui.

Kata kunci: *Cekungan Sumatra Tengah, lingkungan pengendapan, sistem petroleum, stratigrafi*

I. PENDAHULUAN

Cekungan Sumatra Tengah merupakan salah satu cekungan penyumbang hidrokarbon terbesar di Indonesia yang terletak di busur belakang di Pulau Sumatra. Struktur dan stratigrafinya terbentuk pada periode Pra-Tersier hingga sekarang (Nainggolan *et al.*, 2021). Tingkat keberhasilan eksplorasi hidrokarbon tergantung pada pemahaman geologi bawah permukaan bidang eksplorasi (Abiola *et al.*, 2018). Eksplorasi hidrokarbon sudah banyak dilakukan oleh para peneliti dengan metode yang berbeda-beda, seperti pada penelitian Chasandra (2018), Tarigan (2019), Yuliani (2020), Manurung (2017), Ertanto (2017), Siallagan (2017) hanya menggunakan metode log. Sedangkan, Aprilia (2018) dan Ramdhani (2018) menggunakan metode log dengan seismik tetapi tidak membahas lingkungan pengendapannya. Penelitian mengenai eksplorasi hidrokarbon akan lebih lengkap dan akurat jika metode log dan seismik yang terintegrasi, dan ditambah dengan lingkungan pengendapannya. Dengan begitu, karakteristik batuan induk dan minyak bumi, korelasi minyak-batuan induk, korelasi antara minyak bumi, serta genesis minyak dan petroleum sistem akan dapat diketahui. Informasi mengenai lingkungan pengendapan juga akan mengarah pada informasi mengenai perkembangan hidrokarbon sehingga memudahkan analisis reservoir dan sistem petroleumnya.

Potensi sumber hidrokarbon dapat diidentifikasi sebagai batuan induk. Faktor berikutnya adalah keberadaan batuan reservoir dan perangkap, baik perangkap stratigrafi, struktur, maupun kombinasi keduanya. Proses pematangan dan migrasi terjadi sehingga hidrokarbon akan bermigrasi ke batuan reservoir dan terperangkap di bawah batuan penutup (Koesnama & Permana, 2015). Batuan reservoir dan batuan induk dapat diketahui litologinya dari data sumur, sedangkan

patahan yang terbentuk berguna sebagai tempat migrasi fluida hidrokarbon dari batuan induk hingga batuan reservoir yang dianalisis dengan stratigrafi seismik.

Stratigrafi seismik adalah penafsiran stratigrafi dari data seismik yang digunakan untuk mempelajari pola pengendapan sedimen. Stratigrafi seismik dalam penelitian geologi dapat mengkombinasikan skala observasi yang berbeda, seperti akuisisi data seismik refleksi dengan kontrol data sumur dengan resolusi tinggi (Shiddiq *et al.*, 2021). Penelitian sekuen stratigrafi memiliki peran penting dalam studi eksplorasi untuk menentukan kontinuitas sistem petroleum. Sistem petroleum merupakan bagian dari elemen geologi serta proses yang sangat penting hubungannya dalam menghasilkan dan menyimpan minyak bumi, serta dibutuhkan pemahaman mengenai sistem petroleum dan proses yang bekerja pada suatu daerah, yang nantinya sangat berpengaruh terhadap keberhasilan dari suatu eksplorasi (Mansouri-Daneshvar *et al.*, 2015).

Dalam konteks penelitian ini, satuan stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah terdiri dari Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Endapan sedimen dari Formasi Pematang sampai Formasi Petani sebagian besar terbentuk di lingkungan pengendapan laut. Penemuan reservoir hidrokarbon di Cekungan Sumatra Tengah berasal dari lakustrin sampai batuan induk teresterial pada masa *syn-rift* awal dengan kemungkinan adanya keberadaan batubara pada *syn-rift* akhir (Doust & Noble, 2008). Penerapan stratigrafi sekuen perlu dilakukan dengan mengamati kontrol geografis dan korelasi pola perubahan muka air laut global untuk memahami cekungan sedimen laut di lingkungan pengendapan laut (Seeling *et al.*, 2017). Metode ini akan menentukan urutan pengendapan mana yang dapat disimpulkan sebagai reservoir hidrokarbon dan korelasinya dalam sistem petroleum dengan menggunakan sistem traktus. Sistem traktus

terdiri dari tiga bagian, yaitu *Lowstand System Tract (LST)*, *Transgressive System Tract (TST)* dan *Highstand System Tract (HST)* (Simmons, 2012).

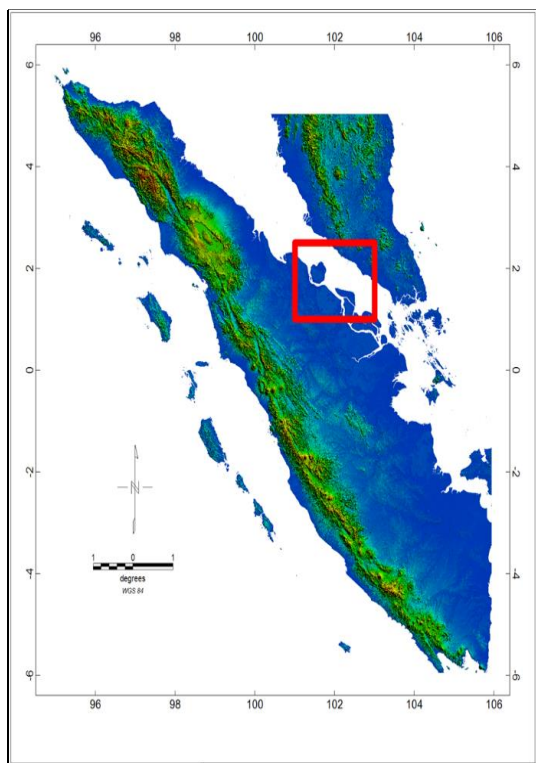
Analisis sekuen stratigrafi pada penampang seismik penelitian ini dapat mengidentifikasi sistem petroleum pada sumur di Cekungan Sumatra Tengah. Studi terbatas pada Formasi Menggala di Cekungan Sumatra Tengah pernah dilakukan untuk mendapatkan gambaran mengenai fasies reservoir pada formasi tersebut (Natasia et al., 2017). Studi tentang sistem petroleum sebelumnya sudah dilakukan oleh Yuliantina (2022), tetapi terbatas pada identifikasi pada daerah sumur dengan metode log dan geokimia. Berangkat dari studi terdahulu, penelitian ini akan dapat melengkapi kajian sebelumnya dengan mengintegrasikan metode data seismik dan sumur. Selain mengidentifikasi lingkungan pengendapan, penelitian ini juga bertujuan untuk mengidentifikasi sistem petroleum, yang mana belum ada pembahasan proses

pembentukan petroleum secara detail dalam penelitian sebelumnya.

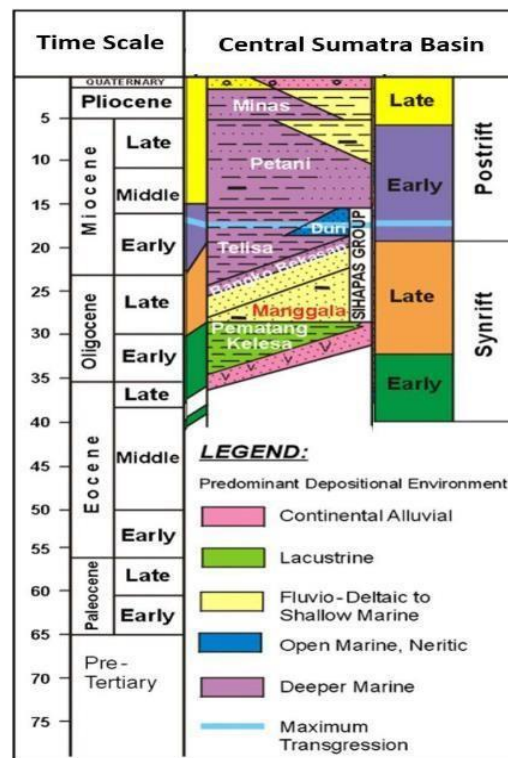
II. METODE PENELITIAN

2.1. Lokasi Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan Maret-Juli 2022 di *Geophysical Data Processing Laboratory*, Balai Besar Survei dan Pemetaan Geologi Kelautan (BBS PGL), Bandung. Lokasi daerah penelitian terletak di Cekungan Sumatra Tengah yaitu daerah pesisir di antara Pulau Pedang dan Pulau Sumatra (Gambar 1a). Sejarah geologi Cekungan Sumatra Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah tektoniknya. Pembahasan mengenai stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah akan diletakkan dalam kerangka tektonostratigrafi (Gambar 1b). Gambar 1b menunjukkan stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah yang dibagi menjadi tiga periode stratigrafi, yaitu Pra-Tersier, Tersier, dan Kuartar (Doust & Noble, 2008).



(a)



(b)

Gambar 1. (a) Peta wilayah studi pesisir Cekungan Sumatra Tengah, (b) Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Doust & Noble, 2008).

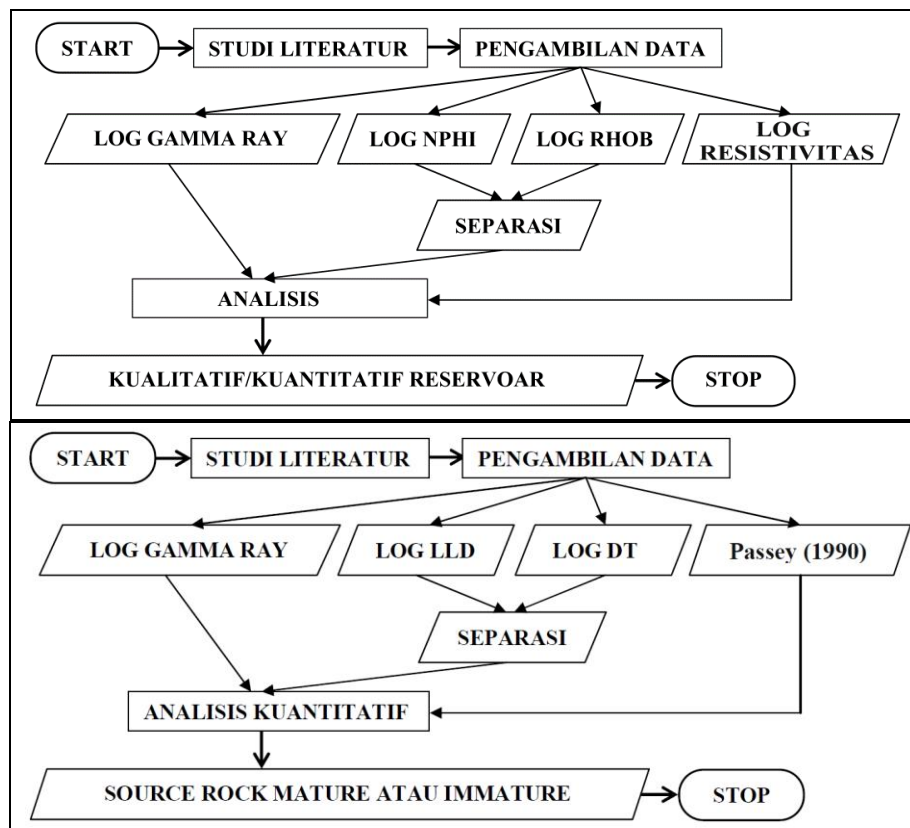
2.2. Data Penelitian

Data yang digunakan meliputi data sumur dan data penampang seismik yang diperoleh dari Pusat Data dan Informasi Teknologi (Pusdatin). Data log *gamma ray* (GR) dari sumur Merak digunakan sebagai kontrol litologi untuk penentuan stratigrafi dari penampang seismik. Tahapan pengikatan data sumur yang memiliki domain kedalaman, dan data seismik yang memiliki domain waktu dilakukan untuk mendapatkan keakuratan posisi kedalaman setiap batas formasi.

Analisis kualitatif dilakukan perhitungan saturasi air (S_w) dan interpretasi secara geologi dapat dinyatakan sebagai daerah target reservoir. Saturasi air (S_w) dapat mengidentifikasi kandungan fluida berdasarkan beberapa hasil penelitian, yaitu Adim (1991), Arief (2018) dan Putri (2017). Algoritma metode/model yang digunakan untuk data sumur dapat dilihat pada Gambar 2.

Analisis kuantitatif data geofisika dilakukan dengan menganalisis hasil *Log Gamma Ray* yang *permeable* kemudian dilakukan separasi antara log porositas dan densitas yang didukung dengan data resistivitas. Dengan begitu, interpretasi secara geologi dapat dinyatakan sebagai daerah target reservoir.

Penentuan daerah target batuan induk dapat dilakukan dengan analisis kuantitatif data geofisika, yakni dengan menganalisis gambar hasil *Log Gamma Ray* yang *impermeable*. Separasi antara *Lateralog Deep* (LLD) dan *sonic log* (DT) dengan didukung oleh hasil penelitian Passey (1990) selanjutnya perlu dilakukan. Suatu daerah dapat dinyatakan sebagai daerah target *source rock* dan juga dapat diketahui *source rock* yang *mature* (matang) atau *immature* (belum matang), berdasarkan interpretasi secara geologi.



Gambar 2. Algoritma metode/model yang digunakan untuk data sumur.

Pemodelan sistem petroleum daerah penelitian mengacu pada data parameter gradien termal sebagaimana rumus berikut (Dresser Atlas, 1982):

$$\frac{dT}{dZ} = \frac{T_f - T_m}{D} \times 100$$

Informasi: dT = Selisih temperatur ($T_2 - T_1$), yaitu temperatur akhir (T_2) di kedalaman akhir (Z_2) dikurangi temperatur awal (T_1) di kedalaman awal (Z_1); dZ = Selisih kedalaman akhir dan kedalaman awal ($Z_2 - Z_1$); T_f = Temperatur formasi; T_m = Temperatur rata-rata di suatu area; D = Kedalaman formasi.

Daerah *source rock* dapat juga ditentukan berdasarkan nilai *total organic carbon* (TOC), baik dari hasil pengukuran ataupun perhitungan (Passsey, 1990).

Dalam algoritma pengolahan, data yang digunakan meliputi data sumur (*log gamma ray*), data marker berisi informasi lapisan formasi pada data sumur dan data penampang seismik 2D yang diperoleh dari Pusat Data dan Informasi Teknologi (Pusdatin). Kedua data tersebut akan diintegrasikan untuk mendapatkan model petroleum sistem dengan melakukan identifikasi tanda permukaan stratigrafi yang dilihat dari data log dan data seismik dan identifikasi horizon sesuai dengan marker data sumur yang tersedia. Dalam pengolahan data tersebut, digunakan perangkat lunak Petrel untuk visualisasi data seismik dan data sumur.

Pengolahan data sumur dilakukan untuk penentuan tanda permukaan stratigrafi dan diintegrasikan dengan hasil sekuen pada data seismik sebagai data acuan. Penentuan tanda permukaan stratigrafi pada data sumur disesuaikan dengan pola *log gamma ray* (GR) yang mencirikan perubahan energi pengendapan sedimen. Setelah ditentukan permukaan stratigrafi pada data sumur dengan acuan data marker, dilakukan integrasi hasil penanda stratigrafi antara data

seismik dan data sumur, data sumur digunakan untuk mengkarakterisasi daerah reservoir dan batuan induk (ditandai dengan adanya separasi antara log densitas yang rendah dan log porositas yang tinggi) untuk mengidentifikasi model sistem petroleum.

Faktor-faktor yang menjadi perhatian studi sistem petroleum adalah batuan sumber (*source rocks*), pematangan (maturasi), reservoir, migrasi, waktu (*timing*), perangkap (*trap*), batuan penyekat (*sealing rock*) dan *fracture gradient*. *Source rocks* merupakan batuan induk yang menghasilkan minyak dan gas ketika endapan tersebut tertimbun dan terpanaskan (maturasi). Proses transportasi minyak dan gas dari batuan sumber menuju reservoir lewat patahan. Reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain, batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Kemudian terdapat batuan penyekat yang bersifat tidak *permeable*, seperti batu lempung (*mudstone*), *anhydrite* dan garam.

2.3. Penentuan Tanda Permukaan Stratigrafi

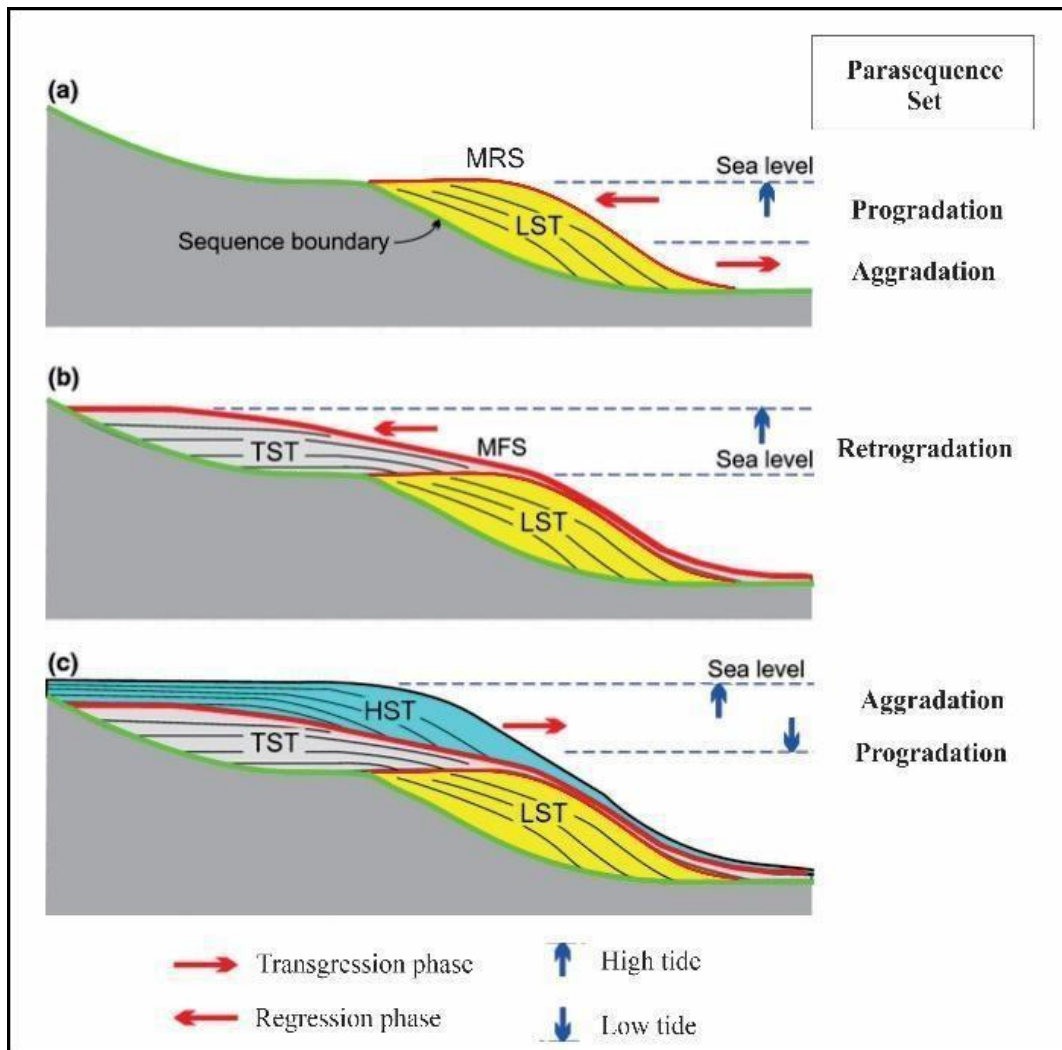
Tahapan penentuan sekuen stratigrafi dalam penelitian ini adalah identifikasi penanda permukaan stratigrafi menggunakan log GR, kemudian memetakan penanda tersebut ke dalam garis seismik yang telah diikat dengan data sumur untuk mengetahui sebaran setiap sekuen stratigrafi di daerah penelitian (Setiady *et al.*, 2017). Analisis sekuen stratigrafi pada penampang seismik dan identifikasi sistem petroleum pada sumur Merak di Cekungan Sumatra Tengah termasuk identifikasi patahan (*fault*) yang terbentuk pada daerah tersebut dan berguna sebagai tempat migrasi fluida hidrokarbon dari batuan induk sampai reservoir.

Setiap sistem saluran dibatasi oleh permukaan stratigrafi yang berbeda, tergantung pada faktor pengendapan sedimen. Ukuran dan fase permukaan laut global dapat memberi dampak pada tingkat

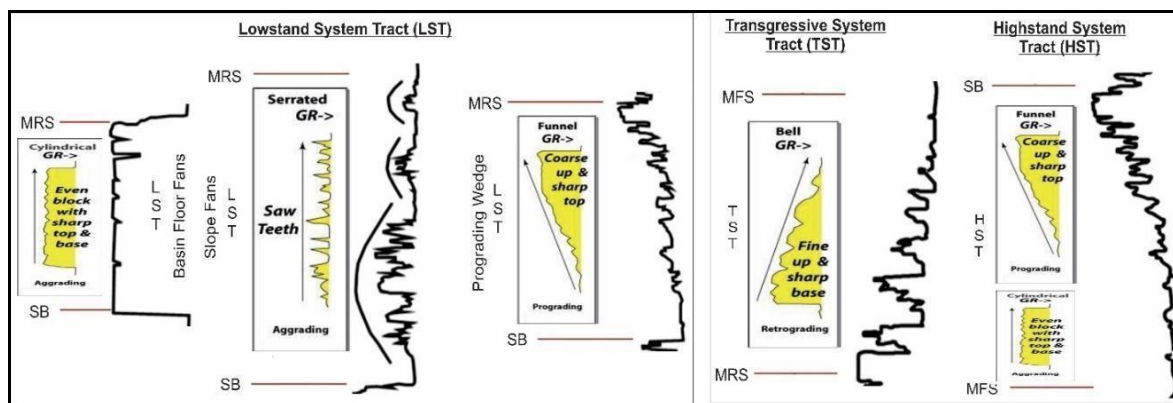
akomodasi dan pasokan sedimen dalam proses pengendapan sedimen. Faktor-faktor yang berbeda ini akan menghasilkan rangkaian parasekuen (*parasequence set*) yang berbeda dari setiap saluran sistem. Rangkaian parasekuen yang didasarkan pada laju akomodasi dan suplai sedimen dapat dijabarkan dalam tiga klasifikasi, yaitu progradasi, agradasi, dan retrogradasi (Catuneanu, 2002). Progradasi diendapkan ketika suplai sedimen lebih besar dari laju akomodasi. Agradasi diendapkan bila suplai sedimen dan laju akomodasi sama, sedangkan retrogradasi diendapkan bila laju akomodasi lebih besar dari suplai sedimen. Urutan pengendapan terdiri dari beberapa

sistem saluran yang membentuk satu siklus pengendapan sedimen (Gambar 3).

Sistem traktus diklasifikasikan menjadi tiga, yaitu *Lowstand System Tract* (LST), *Transgressive System Tract* (TST) dan *Highstand System Tract* (HST) (Catuneanu, 2002). Model analisis urutan stratigrafi sederhana didasarkan pada karakteristik log GR dalam menentukan permukaan stratigrafi (Anakwuba *et al.*, 2018). Pola log GR memiliki konsep dasar yang mencirikan perubahan energi pengendapan sedimen yang memengaruhi ukuran butir dan rangkaian parasekuen. Bentuk primer dibagi menjadi lima karakteristik, yaitu silinder, corong, lonceng, simetris, dan bergerigi (Gambar 4).



Gambar 3. Konsep dasar siklus pengendapan sedimen pesisir (Maliva, 2016).



Gambar 4. Identifikasi penanda permukaan stratigrafi berdasarkan pola log GR (Anakwuba *et al.*, 2018).

Bentuk silinder dicirikan oleh batas yang tajam pada batas sekuen atas dan bawah, dengan pembacaan log GR yang konsisten menunjukkan litologi yang relatif konsisten atau seragam. Nilai log GR menurun secara konsisten ke atas dari nilai maksimum, hal tersebut menunjukkan penurunan kandungan serpih menuju tren naik yang kasar, dan memperoleh sedimen tebal dari pengendapan cepat dalam bentuk corong.

Nilai log GR yang meningkat secara konsisten dari nilai minimum, menunjukkan peningkatan kandungan serpih tren kenaikan *fining* dalam bentuk lonceng. Bentuk simetris terbentuk sebagai tren naik pembersihan bertahap yang berubah dari nilai maksimumnya dengan tren naik pengotoran yaitu dengan ukuran butir yang sama tanpa jeda tajam. Bentuk bergerigi/tidak beraturan dicirikan sebagai pembacaan nilai log GR yang berfluktuasi dengan nilai tinggi dan rendah pada interval vertikal yang sangat pendek dari profil sumur, dan menunjukkan lapisan pasir dan serpih yang dilaminasi (Anakwuba *et al.*, 2018).

2.4. Analisis Data Sumur dan Seismik

Integrasi data sumur dan seismik dilakukan untuk mengetahui sebaran setiap sekuen stratigrafi di daerah penelitian. Penanda urutan stratigrafi diintegrasikan dengan horizon seismik yang menunjukkan

variasi kedalaman dalam domain waktu. Analisis data sumur dilakukan untuk mengkarakterisasi data log sumur dalam penentuan daerah reservoir dan batuan induk sekaligus berguna untuk mengontrol lapisan reservoir dan batuan induk pada penampang seismik (Nainggolan *et al.*, 2021).

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Identifikasi Urutan Pengendapan

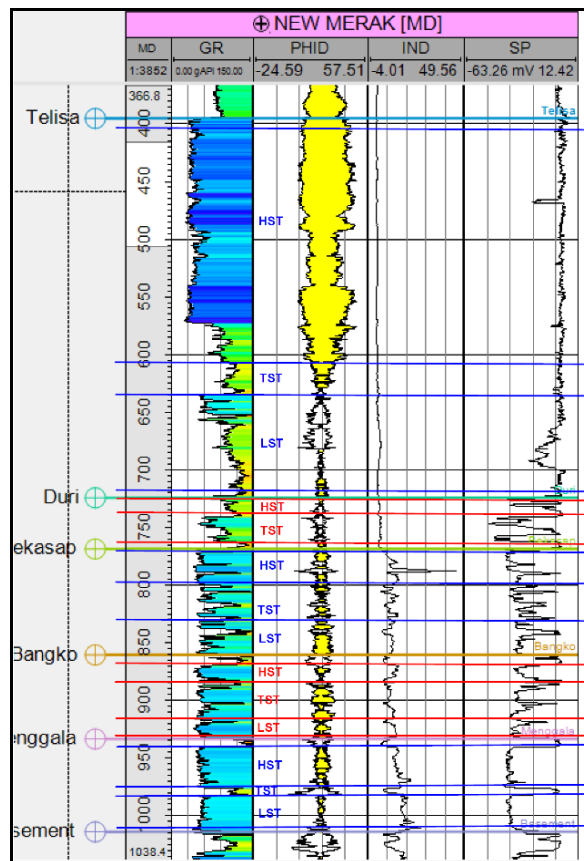
Komponen sekuen pengendapan terdiri dari penanda permukaan stratigrafi, sistem traktus dan rangkaian parasekuen yang telah diinterpretasikan di daerah penelitian (Gambar 5). Ada lima sekuen pengendapan (*Depositional Sequence*) dari Pematang sampai Formasi Telisa. Sekuen DS-1 terdiri dari sistem traktus LST-1, TST-1, dan HST-1 yang diendapkan pada periode Eosen-Oligosen dan terbentuk ketika terjadi pemekaran regional di Asia Tenggara karena tumbukan tepi selatan Lempeng India dan Lempeng Benua Asia (Nainggolan *et al.*, 2021). Ekspansi ini menghasilkan *horst* dan *graben* yang membuktikan sekuen DS-1 terbentuk di lingkungan pengendapan lakustrin, yang memiliki sedikit pengaruh permukaan laut global.

Sekuen DS-2 terdiri dari sistem saluran HST-2 dan TST-2 yang diendapkan pada periode Oligosen-Miosen Awal dan

terbentuk ketika Pegunungan Barisan terangkat sehingga Pegunungan Barisan menjadi sumber sedimen pada pengendapan sedimen. Sedimen yang terangkut membentuk sistem delta fluvial yang saling berhubungan. Hal ini dapat dilihat dari endapan LST-2, dan TST-2 yang memiliki ketebalan yang hampir sama, yang menunjukkan kesamaan antara suplai sedimen pada sekuen DS-1 dan laju akomodasi (Nainggolan *et al.*, 2021). Sekuen DS-3 dan DS-4 diendapkan pada periode Miosen Awal-Miosen Tengah dan kedua sekuen terbentuk pada saat terjadi penurunan wilayah dan perlambatan pengangkatan Pegunungan Barisan. Urutan ini terbentuk di lingkungan pengendapan laut. Sekuen DS-3 diendapkan ketika tingkat akomodasi lebih besar dari suplai sedimen sedangkan sekuen DS-4 yang terbentuk pada lingkungan pengendapan laut dalam berada pada tahap akhir pengendapan sedimen,

terjadi transgresi maksimum muka air laut global (Barber *et al.*, 2005).

Sekuen pengendapan termuda DS-5 terdiri dari sistem saluran LST-5, TST-5 dan HST-5 yang diendapkan pada periode Miosen Tengah-Pleistosen. Sekuen DS-5 terbentuk Ketika pengangkatan Pegunungan Barisan yang mulai meningkat kembali menjadi sumber pengendapan sedimen disertai sesar lokal. Tahap transgresif awal terjadi pada Miosen Tengah yang ditandai dengan diferensiasi pertama antara Pegunungan Barisan dan cekungan busur muka dan busur belakang, sehingga menjadikan Pegunungan Barisan sebagai sumber penting sedimentasi untuk cekungan (Nainggolan *et al.*, 2021). Lingkungan pengendapan pada tahap ini berangsur-angsur berubah menjadi sistem laut dangkal. Hal ini terlihat dari ketebalan deposit LST-5, TST-5, dan HST-5 yang semakin tipis (Gambar 5).



Gambar 5. Identifikasi urutan pengendapan berdasarkan pola log GR.

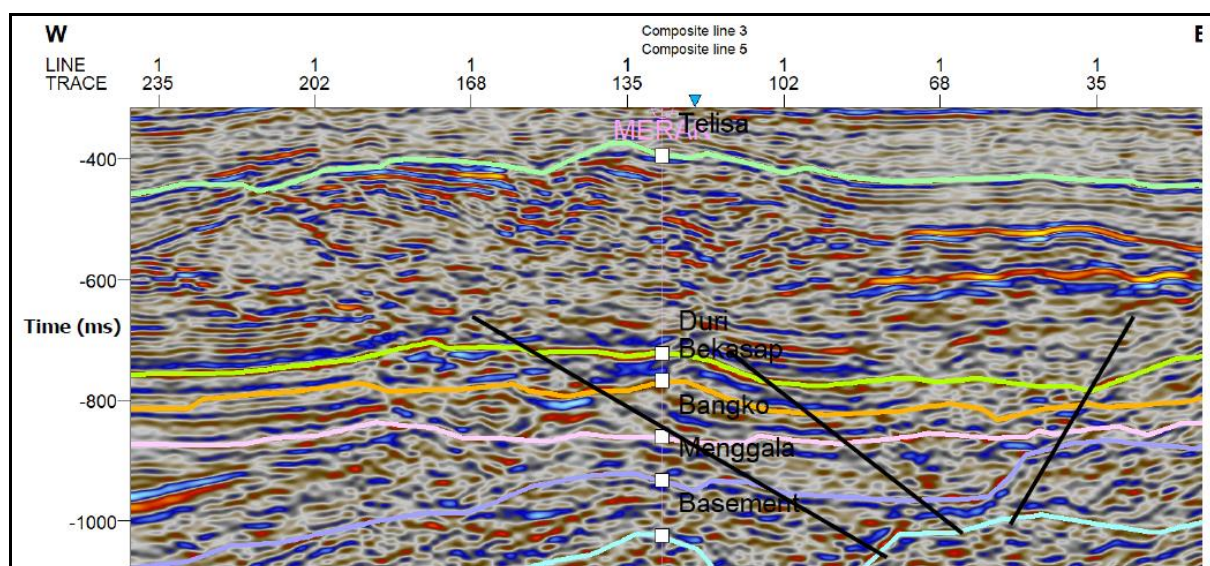
3.2. Model Sistem Petroleum

Pengolahan data seismik 2D dilakukan untuk penentuan horizon (kemenerusan lapisan) dan tanda permukaan stratigrafi yang diawali dengan input data seismik 2D dengan koordinat data dalam perangkat lunak Petrel. Tahapan selanjutnya adalah input data sumur beserta data marker yang nantinya akan menjadi acuan dalam penentuan horizon. Setelah kedua data telah terinput, dilakukan proses *well seismic tie* untuk mengikat data sumur yang dalam bentuk domain kedalaman dengan data seismik yang dalam domain waktu, yang dapat dilihat di Gambar 6. Dengan begitu, data hubungan waktu dengan kedalaman, *Time to Depth Relationship (T-D)* dapat diperoleh, sehingga *picking horizon* dapat sesuai dengan kondisi geologi sebenarnya. Proses ini dilanjutkan dengan melakukan *picking* patahan untuk membantu melihat kemenerusan lapisan. Dalam melakukan *picking* horizon, penentuan jenis polaritas sangat penting dilakukan agar dalam melakukan *picking* tidak bergeser, hal tersebut yang menyebabkan kesalahan dalam *picking*. Horizon yang telah ditentukan akan membantu dalam penentuan tanda

permukaan stratigrafi yang sesuai Gambar 3. Analisis ini dilakukan untuk mengetahui sebaran setiap sekuen stratigrafi yang akan diintegrasikan dengan sekuen dari data sumur untuk mengidentifikasi model sistem petroleum.

Model sistem petroleum daerah penelitian dapat diperoleh dengan data dukung seperti data seismik, data sumur dan konsep geologi di daerah tersebut. Tahapan *picking horizon* dilakukan untuk menentukan batas-batas yang jelas dari setiap formasi pada penampang seismik. Hasil *picking* pada penampang seismik yang melintasi sumur Merak ditunjukkan pada Gambar 6. Pemodelan sistem petroleum di penampang seismik tersebut berdasarkan sekuen dan litologinya (Gambar 7). Faktor-faktor yang menjadi pembentuk suatu sistem petroleum adalah batuan induk (*source rock*), reservoir (*reservoir*), batuan penutup (*seal rock*), migrasi (*migration*), dan maturasi (*maturation*).

Pemberian warna garis pada Gambar 6 menunjukkan batas-batas sekuen, sehingga akan diketahui keberadaan formasi pada masing-masing sekuen yang artinya pengendapannya berbeda-beda tiap sekuen.



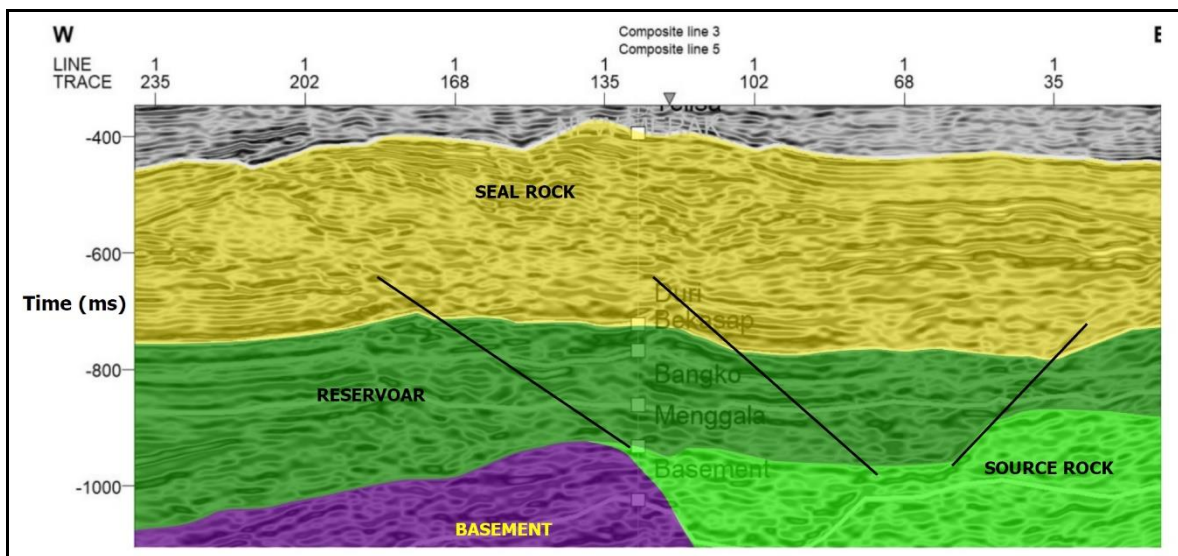
Gambar 6. Hasil *Picking* pada sumur Merak. (Hijau: Formasi Telisa, kuning: Formasi Duri, oranye: Formasi Bekasap, merah muda: Formasi Bangko, ungu: Formasi Menggala, biru muda: *Basement*).

Warna hijau muda ke warna kuning merupakan sekuen pertama, warna kuning sampai oranye merupakan sekuen kedua, warna oranye sampai warna merah muda merupakan sekuen ketiga, warna merah muda sampai biru muda merupakan sekuen keempat, kemudian warna biru muda sampai warna hijau muda yang bawah merupakan sekuen kelima. Garis yang berwarna hitam merupakan patahan untuk migrasi hidrokarbon dilihat dari data seismiknya, dan sumbu *y time* (ms) nilainya dalam skala negatif karena menunjukkan arah ke bawah (hasil konversinya menjadi kedalaman).

Batuan induk adalah endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang menghasilkan minyak dan gas bumi, ketika endapan tersebut tertimbun dan mengalami proses tekanan dan temperatur tinggi. Serpih eusinik, yang merupakan bagian dari Formasi Pematang, memainkan peran penting dalam pembentukan batuan induk di Cekungan Sumatra Tengah (Barber *et al.*, 2005; Suandhi *et al.*, 2013). Pengendapan sedimen pada tahap *horst* dan *graben*, perubahan rezim tektonik regional terjadi di periode Oligosen Akhir. Hal tersebut dibuktikan dengan kejadian pengangkatan yang diwakili oleh

Pegunungan Barisan. Fenomena ini kontras dengan daerah lain yang mengalami sedimentasi lanjutan, baik di cekungan busur belakang dan cekungan busur muka. Peristiwa tersebut menghasilkan inversi lokal dan kemudian menyebabkan ketidakselarasan regional pada evolusi endapan *rift*. Batuan reservoir Cekungan Sumatra Tengah merupakan batuan sedimen *post-rift*. Kelompok Sihapas merupakan kelompok batuan reservoir utama Cekungan Sumatra Tengah. Kelompok Sihapas terdiri atas lima formasi batuan yakni Formasi Menggala, Bangko, Bekasap, Duri, dan Telisa. Batupasir Formasi Menggala dan Bekasap merupakan reservoir minyak utama. Formasi Menggala umumnya terdiri atas endapan fluvial dengan sikuen menghalus ke atas (Barber *et al.*, 2005; Suandhi *et al.*, 2013).

Garis hitam pada Gambar 7 menunjukkan patahan, yang diperoleh dari hasil *picking* pada sumur dengan menginterpretasi warna-warna penampang seismik. Skala sumbu *y* adalah *time* yang bisa dikonversi ke kedalaman. Skala sumbu *y* dalam nilai negatif karena menunjukkan arah ke bawah (hasil konversi menjadi kedalaman), sedangkan



Gambar 7. Sistem petroleum sumur Merak Cekungan Sumatra Tengah. (Kuning: *Seal Rock*, Hijau Tua: *Reservoir*, Hijau Muda: *Source Rock*, Ungu: *Basement*).

pemberian warna-warna urutan stratigrafi tersebut sesuai dengan kesepakatan di Geologi, yaitu daerah *seal rock* ditunjukkan dengan warna kuning, reservoir ditunjukkan dengan warna hijau tua, *source rock* ditunjukkan dengan warna hijau muda dan *basement* dengan warna ungu.

Urutan pengendapan mulai dari batuan induk (*source rock*) hingga batuan penutup (*seal rock*) dapat ditentukan sehingga sistem petroleum dapat dimodelkan pada penampang seismik yang telah dikorelasikan dengan pola log GR dari data sumur. Batuan induk potensial di daerah ini adalah DS-1 karena sekuen pengendapan ini memiliki lingkungan pengendapan dengan kondisi euksinik (*euxinic*). Kondisi euksinik adalah kondisi permukaan laut global kehilangan oksigen dan terjadi perubahan suhu yang tinggi sehingga sedimen yang terbentuk pada kondisi ini berpotensi menjadi batuan induk (Nainggolan *et al.*, 2021). Serpih euksinik pada endapan TST-1 dapat menjadi batuan induk di daerah penelitian. Pengendapan yang dapat ditentukan sebagai batuan induk adalah sebagian kecil Formasi Menggala dan Pematang dengan litologi yang didominasi oleh batu lempung (*shale*). Migrasi hidrokarbon di daerah ini melalui dua patahan besar dan terperangkap oleh sedimen batu lempung sebagai batuan penutup (Gambar 8). Pengendapan yang dominan pada reservoir hidrokarbon adalah Formasi Bekasap, Bangko, Menggala, dan sebagian Formasi Pematang dengan litologi didominasi oleh batu pasir (*sandstone*). Perangkap stratigrafi tidak secara luas dijumpai pada Cekungan Sumatra Tengah dan umumnya memiliki *play* dengan resiko tinggi. Formasi Bangko terdiri dari lapisan batu pasir dan *shale*. Batu pasir pada formasi ini umumnya karbonatan dan mengandung glaukonit. Lapisan serpih berupa batu lempung pada sekuen *syn-rift* dapat bertindak sebagai *top seal* bagi reservoir di bagian *syn-rift*. Formasi Telisa yang didominasi oleh batu lempung dan

perselingan tipis batu pasir dan batu gamping merupakan batuan penutup (*seal rock*) dari sistem petroleum Cekungan Sumatra Tengah.

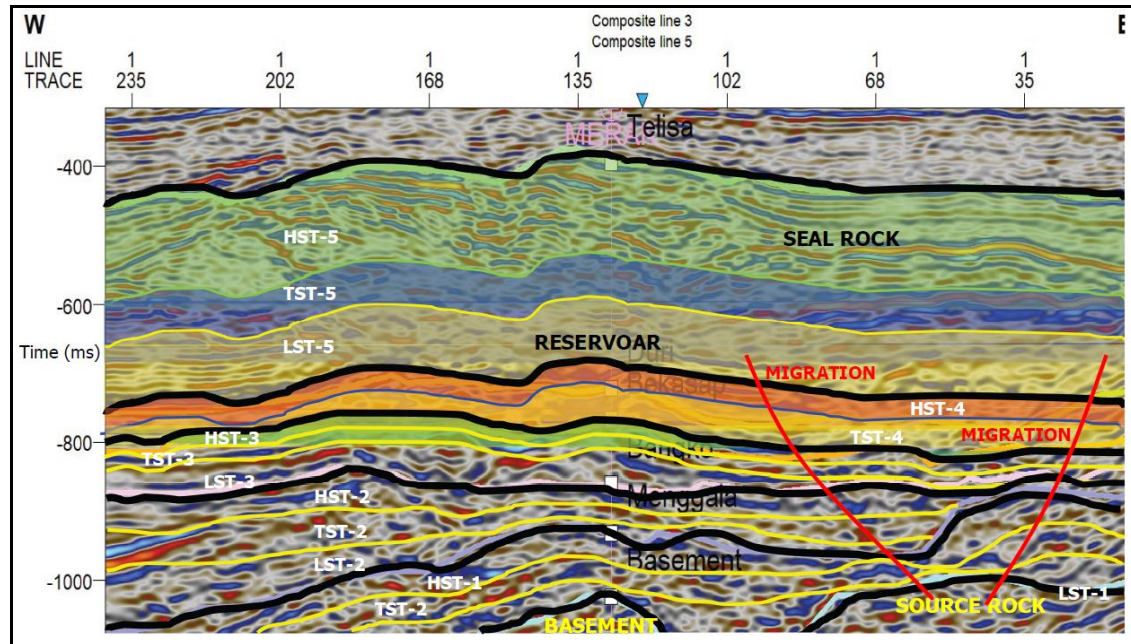
3.3. Migrasi dan Maturasi

Migrasi gas termogenik terbentuk dari dapur cekungan yang dalam dan bermigrasi secara lateral dan vertikal ke perangkap yang lebih dangkal terutama batas cekungan. Awal pembentukan gas biogenik terbentuk oleh aktivitas mikrobial pada sedimen permukaan air selama proses pengendapan batuan induk. Gas yang dihasilkan bermigrasi secara lokal dan terperangkap secara struktural dan stratigrafi. Migrasi pada daerah penelitian terjadi melalui dua patahan (*fault*) utama mulai dari batuan induk hingga batuan reservoir (sistem traktus LST-5) dan terperangkap oleh batuan penutup (sistem traktus LST-5) (Gambar 8).

Pemodelan sistem petroleum daerah penelitian mengacu pada data parameter gradien termal gradien termal dan kecepatan sedimentasi (*sedimentation rate*) sehingga dapat digambarkan suatu model sederhana dari sistem petroleum (Dresser Atlas, 1982). Data sumur pada Cekungan Sumatra Tengah umumnya data cukup lengkap pada interval batuan induk hingga batuan penutup. Hasil pemodelan menunjukkan Kelompok Sihapas cukup ideal sebagai batuan reservoir dalam pembentukan hidrokarbon dan Formasi Pematang sebagai batuan induk. Proses sedimentasi dari Formasi Pematang hingga Formasi Telisa terbentuk dalam lingkungan pengendapan laut (Nainggolan *et al.*, 2021).

3.4. Lingkungan Pengendapan

Hasil analisis kualitatif menunjukkan bahwa (1) terdapat separasi antara log resistivitas dan log sonic terhadap nilai *gamma ray* yang tinggi (*shale*) Formasi Pematang sumur Merak dan (2) terdapat interval batuan induk pada Formasi Pematang sumur. Pada lapisan ini, secara kualitatif diketahui memiliki batuan induk

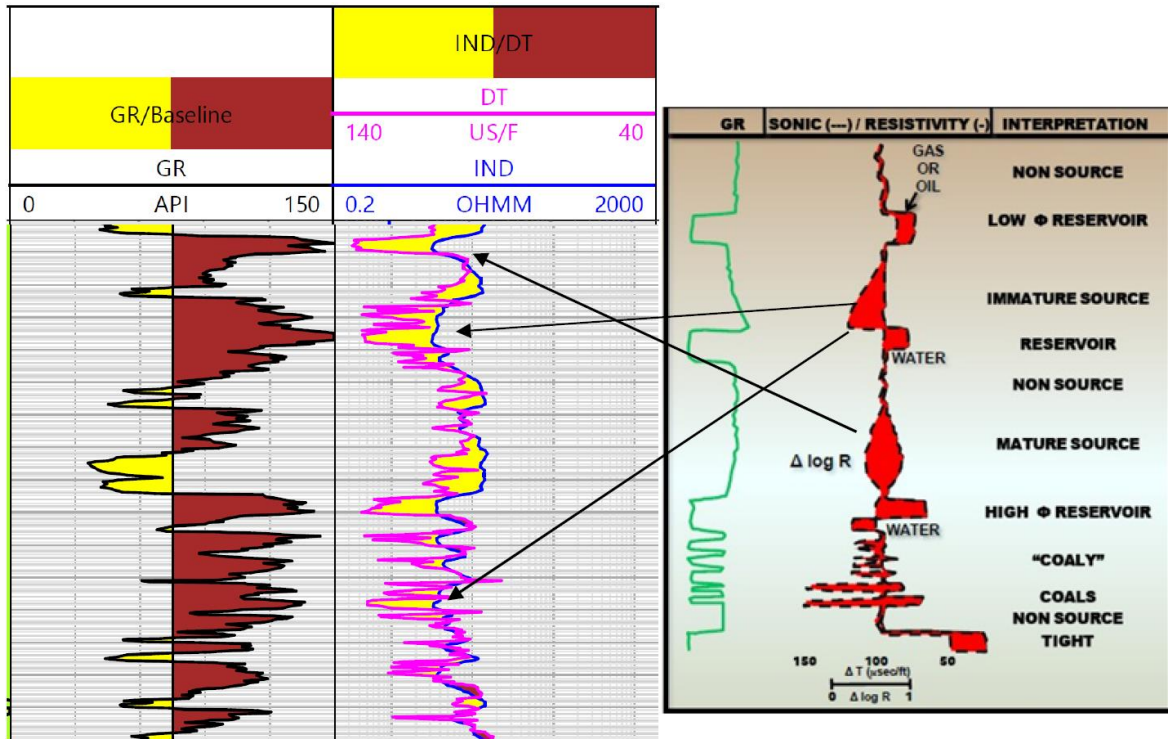


Gambar 8. Model sistem petroleum daerah penelitian. Migrasi terjadi melalui dua patahan utama mulai dari batuan induk hingga batuan reservoir (LST-5) dan terperangkap oleh batuan penutup (LST-5).

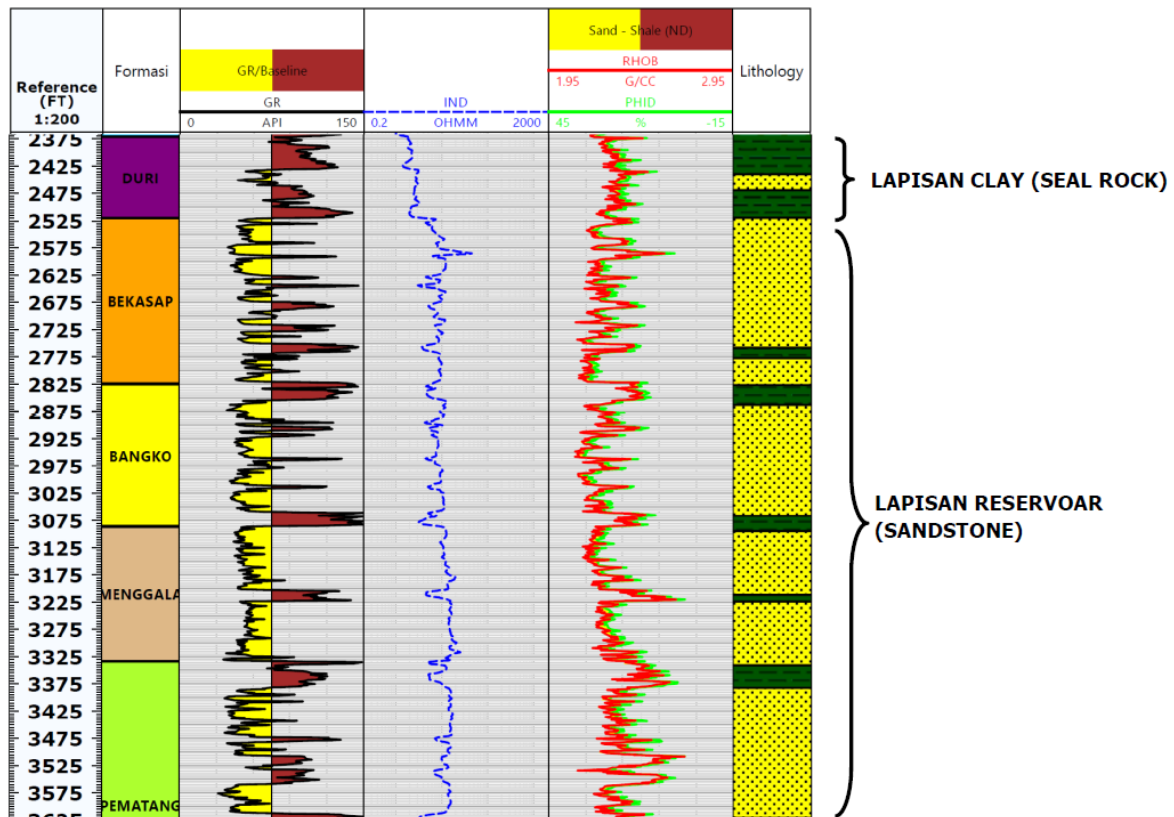
yang belum matang (*immature*) dan matang (*mature*) (Gambar 9). Formasi Pematang terendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar (*basement*) yang terdiri dari berbagai konglomerat dan breksi merah, hijau, dan hitam, dengan batu lempung batu pasir halus hingga sedang, dan serpih, yang selaras dengan penelitian Nainggolan *et al.* (2021). Endapan ini diinterpretasikan sebagai endapan fragmen batuan, kipas aluvial, fluvial, dan lakustrin, dengan kondisi euksinik dan pengaruh laut yang kecil. Serpih euksinik, yang merupakan bagian dari fasies *Brown Shale* Formasi Pematang, memainkan peran penting sebagai batuan induk di Cekungan Sumatra Tengah. Laju penurunan semakin cepat membentuk suatu morfologi negatif yang terisi air kemudian membentuk danau sejalan dengan perubahan waktu (Gani & Firmansyah, 2017). Pada fasa ini kemungkinan terdapatnya batuan induk yang kaya akan material organik cukup tinggi. Pada saat pembentukan awal, danau yang ada cenderung dangkal dan kualitas material organiknya belum sebaik dengan danau yang

dalam. Danau tersebut lama kelamaan akan menjadi dalam karena laju penurunan masih terus berlanjut dan potensi material organik semakin meningkat (Nainggolan *et al.*, 2001).

Kelompok Sihapas sumur Merak menunjukkan separasi litologi dari defleksi log *gamma ray* yang menunjukkan adanya beberapa formasi yang membentuk Kelompok Sihapas, yaitu Formasi Menggala, Bangko, Bekasap dan Duri dengan dominasi batu pasir (*sandstone*) dan perselingan batu lempung (*shale*) (Gambar 9). Batu pasir Formasi Menggala hingga Bekasap merupakan reservoir minyak utama. Formasi Menggala umumnya terdiri atas endapan fluvial dengan sekuen menghalus ke atas (Siki *et al.*, 2016). Batu pasir Formasi Menggala berkembang baik di bagian tengah Cekungan Sumatra Tengah, dengan arah barat laut-tenggara dan menipis hingga ke batas cekungan. Batu pasir Formasi Bekasap Cekungan Sumatra Tengah memiliki perselingan dengan batu lempung (*shale*). Formasi Bekasap diinterpretasikan sebagai endapan delta *prograding*, yang



Gambar 9. Analisis batuan induk Formasi Pematang pada sumur Merak.



Gambar 10. Analisis batuan reservoir dan batuan penutup pada sumur Merak.

diendapkan dari Paparan Malaysia dan menerus ke arah barat hingga Pegunungan Barisan (Sunardi, 2016; Nainggolan *et al.*, 2021). Reservoir pada interval *Brown Shale* terdiri dari endapan pasir turbidit dan *distal fan*. Fasies reservoir umumnya terdiri dari batu pasir sangat halus dengan interkalasi batu lanau, dan memiliki kualitas porositas sedang-buruk. Reservoir pada interval *Upper Red Bed* memiliki karakteristik ketebalan yang beragam, *amalgamated low sinuosity*, terdiri dari batu pasir endapan sungai dan sungai bercabang (*braided*), dan berlapis dengan horison paleosol. Cekungan tersebut tertutup pada momen ketika laju penurunan dikalahkan oleh laju sedimentasi (Gani & Firmansyah, 2017). Hal ini menyebabkan berkembangnya danau-danau dangkal, akan tetapi danau-danau dalam berkurang keberadaannya. Pada akhirnya laju penurunan berhenti maka akan berkembang lingkungan fluvial karena kondisi lingkungan pengendapan yang semakin oksik.

Formasi Telisa merupakan batuan penutup (*seal rock*) yang terbentuk dari Formasi Bekasap dan Duri secara lateral dan vertikal berubah menjadi batu lempung laut terbentuk pada lingkungan neritik luar yang menunjukkan periode penggenangan maksimum laut di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi Telisa berumur Miosen Awal-Tengah Formasi yang didominasi oleh batu lempung dan perselingan tipis batu pasir dan batu gamping (Siki *et al.*, 2016). Batupasir bagian bawah yang berbatasan dengan Formasi Duri dalam Formasi Telisa merupakan reservoir yang potensial dan telah diproduksi melalui lapangan Bulu South, Beruk Northeast, Kotabatak dan Minas (Gambar 10).

IV. KESIMPULAN

Formasi Pematang sampai Formasi Telisa berhasil teridentifikasi dengan metode stratigrafi seismik yang terbentuk pada lingkungan pengendapan laut. Formasi

Menggala dan Formasi Pematang ditemukan di daerah DS-1 yang terdapat batuan induk potensial yang memiliki lingkungan pengendapan lakustrin dengan kondisi euksinik. Formasi Bekasap, Bangko, Menggala, dan sebagian Formasi Pematang (DS-1, DS-2, DS-3) berpotensi reservoir. Serpih pada Formasi Duri HST-4 menjadi perangkap hidrokarbon (*seal rock*) sedangkan endapan batupasir TST-4 dapat menjadi reservoir.

Terdapat tiga patahan utama yang terperangkap endapan serpih yang dapat menjadi batuan induk dengan migrasi hidrokarbon. Patahan berguna sebagai jalur migrasi fluida hidrokarbon dari batuan induk hingga reservoir, sehingga terbentuk sistem petroleum pada daerah tersebut.

Reservoir pada interval *Brown Shale* terdiri dari endapan pasir turbidit dan *distal fan*, sedangkan interval *Upper Red Bed* memiliki karakteristik ketebalan yang beragam, *amalgamated low sinuosity*. Reservoir tersebut terdiri dari batu pasir endapan sungai dan sungai bercabang (*braided*), berlapis dengan horison paleosol. Zona batuan induk pada sebagian Formasi Pematang dan Menggala sumur Merak. Lapisan ini secara kualitatif diketahui memiliki batuan sumber yang belum matang dan matang.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Kepala Pusat Data dan Informasi Teknologi (Pusdatin) serta Kepala Balai Besar Survei dan Pemetaan Geologi Kelautan (BBS PGL) Bandung atas izin penggunaan data dan fasilitas selama penelitian hingga penelitian ini dapat terselesaikan.

DAFTAR PUSTAKA

Abiola, O., M.T. Olowokere, & J.S. Ojo. 2018. Sequence stratigraphy and depositional sequence interpretation:

- A case study of “George” Field, offshore Niger Delta, Nigeria. *Petroleum Research*, 3(1): 25-32. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2017.12.001>
- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoar, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jakarta.
- Anakwuba, E.K., N.E. Ajaegwu, C.F. Ejeke, C.U. Onyekwelu, & A.I. Chinwuko. 2018. Sekuence stratigraphy interpretation of parts of Anambra Basin, Nigeria using geophysical well logs and biostratigraphic data. *Journal of African Earth Sciences*, 139: 330-340. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2017.12.018>
- Aprilia, R., O. Dewanto, Karyanto, & A. Ramadhan. 2018. Analisis petrofisika dan penyebab low resistivity reservoir zone berdasarkan data log, SEM, XRD dan petrografi pada lapangan X Sumatra Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(2): 144-158.
- Arief, D.M., O. Dewanto, Karyanto, & Z. Azzaino. 2018. Analisis petrofisika dalam penentuan zona prospek dan estimasi cadangan hidrokarbon pada sumur dma-01 dan dma-04 lapisan-9 formasi “DMA” Cekungan “X”. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 2(17): 7p. http://repository.lppm.unila.ac.id/7859/1/JURNAL%20ORDAS%20DEWANTO%20_DIANA%20M_.pdf
- Barber, A.J., M.J. Crow, & J.S. Milsom. 2005. *Sumatra: Geologi, Resources and Tectonic Evolution*. Geology Society, 282. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2005.031>
- Catuneanu, O. 2002. Sekuence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls. *Journal of African Earth Sciences*, 35(1): 1-43. [https://doi.org/10.1016/S0899-5362\(02\)00004-0](https://doi.org/10.1016/S0899-5362(02)00004-0)
- Chasandra, B., O. Dewanto, & N.P. Juniari. 2018. Karakterisasi reservoir melalui analisis petrofisika berdasarkan data log sumur “TRD” Formasi Air Benakat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(1): 60-72.
- Dresser Atlas, Dresser Industries Inc. 1982. ‘Well Logging and Interpretation Techniques’, The Course For Home Study. I. Log Interpretation Fundamentals: Open Hole. II. Study Guide. p. 39-179.
- Doust, H. & R. Noble. 2008. Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2): 103-129. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.007>
- Siallagan, F., O. Dewanto, & B.S. Mulyatno. 2017. Analisis reservoir migas berdasarkan parameter petrofisika dari 7 sumur di cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(2): 52-64.
- Gani, R.M.G. & Y. Firmansyah. 2017. Analisis skema pengendapan formasi pematang di sub-cekungan aman utara, cekungan Sumatra Tengah sebagai batuan induk. *Bulletin of Scientific Contribution*, 15(1): 9-16. <https://doi.org/10.24198/bscgeology.v15i1.11773.g5596>
- Koesnama, K. & A.K. Permana. 2015. Sistem minyak dan gas di cekungan Timor, Nusa Tenggara Timur. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 16(1): 23-32. <https://doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v16i1.48>
- Maliva, R.G. 2016. Facies analysis and sequence stratigraphy. in: aquifer characterization techniques. springer hydrogeology. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-32137-0_2

- Mansouri-Daneshvar, P., R. Moussavi-Harami, A. Mahboubi, M.H.M. Gharai & A. Feizie. 2015. Sekuence stratigraphy of the petroliferous Dariyan Formation (Aptian) in Qeshm Island and offshore (southern Iran). *Petroleum Science*, 12, 232-251. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0027-8>
- Manurung, L.S., Dewanto, O., dan Haerudin, N. 2017. Analisis Sw Berdasarkan Nilai Rw Spontaneous Potensial Dan Rw Pickett Plot Pada Formasi Berai Cekungan Barito Dengan Menggunakan Metode Well Logging. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(3): 73-87.
- Nainggolan, T.B., U. Nurhasanah, & I. Setiadi. 2021. Depositional sekuence using seismic and well data of offshore Central Sumatra Basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 944. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/944/1/012002>
- Natasia, N., I. Syafri, M.K. Alfadli & K. Arfiansyah. 2017. Analisis fasies reservoir a formasi mengkala di lapangan Barumun Tengah, Cekungan Sumatra Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution Geology*, 15(2): 139-150. <https://doi.org/10.24198/bscgeology.v15i2.13387.g6203>
- Putri, H.L., Dewanto, O., Haerudin, N. 2017. Analisis petrofisika dan karakterisasi reservoir migas berdasarkan data log dan data core pada sumur H2, H4, H5, Dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*.
- Ramdhani, E., Dewanto, O., Karyanto, dan Yulianto, N. 2018. Perhitungan cadangan hidrokarbon formasi talang akar menggunakan analisis petrofisika dan seismik inversi AI dengan pendekatan MAP Algebra Pada Lapangan Bisma, Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(3): 229-242.
- Seeling, M., A. Emmerich, T. Bechstadt & R. Zuhlke. 2017. Sekuence stratigraphic framework and evolution of carbonate platform-basin systems in the Triassic of the Eastern Lombardian Apls. *Journal of Applied and Regional Geology*, 168(3): 341-371. <https://doi.org/10.1127/zdgg/2017/0141>
- Setiady, D., I.N. Astawa, G.M. Hermansyah, I.W. Luga & T.B. Nainggolan. 2017. Stratigrafi Perairan Utara Bali dari hasil interpretasi seismik 2D. *Jurnal Geologi Kelautan*, 15(2): 95-106. <https://doi.org/10.32693/jgk.15.2.2017.349>
- Shiddiq, D.D., E. Agustine, T.B. Nainggolan, I. Setiadi, & S. Zulivandama. 2021. Petrophysical analysis and seismic stratigraphy interpretation to determine hydrocarbon reservoir in Tarakan Basin, Bunyu Island Waters. *Bulletin of the Marine Geology*, 36(1): 45-56. <https://doi.org/10.32693/bomg.36.1.2021.707>
- Siki, D.F.C., I.L. Burara & B. Triwibowo. 2016. Evaluasi lapisan batupasir b formasi bekasap lapangan tri untuk menentukan sumur infill. *Promine*, 4(1): 8-16. <https://doi.org/10.33019/promine.v4i1.100>
- Simmons, M.D. 2012. *Sekuence Stratigraphy and Sea-Level Change*. In: *The Geologic Time Scale*. Elsevier B.V., 239-267. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59425-9.00013-5>
- Suandhi, P.A., M. Rozalli, W. Utomo, A. Budiman & A. Bachtiar. 2013. Paleogene Sediment Character of Mountain Front Central Sumatra Basin. *Indonesian Journal of*

- Geology*, 8(3): 143-149.
<https://doi.org/10.17014/ijog.8.3.143-149>
- Sunardi, E. 2016. The Lithofacies association of brown shales in kiliran jao subbasin, West Sumatra Indonesia. *Indonesian Journal on Geoscience (IJOG)*. 2(2): 77-90.
- Tarigan, F.B., O. Dewanto, Karyanto, R.C. Wibowo, & A. Widyasari. 2019. Analisis petrofisika untuk menentukan oil-water contact pada formasi Talangakar, Lapangan "FBT", Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 5(1): 15-29.
- Yuliani, A., A. Yogi, O Dewanto, & Karyanto. 2020. Prediksi permeabilitas menggunakan metode pore geometry structure (PGS) pada daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 6(1): 3-17.
- Yuliantina, A. 2022. Evaluasi formasi grup sihapus dan pematang berdasarkan integrasi data well logging dan geokimia pada sumur c dan d lapangan ais cekungan sumatra tengah. *Skripsi*. Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung.
- Submitted : 16 September 2022
 Reviewed : 25 December 2022
 Accepted : 25 July 2023

FIGURE AND TABLE TITLES

- Figure 1. (a) Regional map of coastal Central Sumatra Basin study, (b) Stratigraphy of Central Sumatra Basin (Doust & Noble, 2008).
- Figure 2. Algorithm method/model used for well data.
- Figure 3. Basic concept of sedimentation cycle (Maliva, 2016).
- Figure 4. Identification of stratigraphic surface marking based on GR log pattern (Anakwuba et al., 2018).
- Figure 5. Identification of sedimentation sequence based on GR log pattern.
- Figure 6. Picking result on Merak well. (Green: Telisa Formation, yellow: Duri Formation, orange: Bekasap Formation, pink: Bangko Formation, purple: Menggala Formation, light blue: Basement).
- Figure 7. Petroleum system of Merak well of Central Sumatra Basin. (Yellow: Seal Rock, Dark Green: Reservoir, Light Green: Source Rock, Purple: Basement).
- Figure 8. Petroleum system model of research area. Migration occurs through two main faults starting from source rock to reservoir rock (LST-5) and trapped by overburden rock (LST-5).
- Figure 9. Source rock analysis of Pematang Formation of Merak well.
- Figure 10. Reservoir and seal rock analysis of Merak well.

