

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang berkembang di sepanjang pantai barat dan selatan Paparan Sundadi barat daya Asia Tenggara. Cekungan ini terbentuk akibat penunjaman Lempeng Samudera Hindia yang bergerak relatif ke arah utara ($N 6^{\circ} E$) dan menyusup ke bawah Lempeng BenuaAsia.

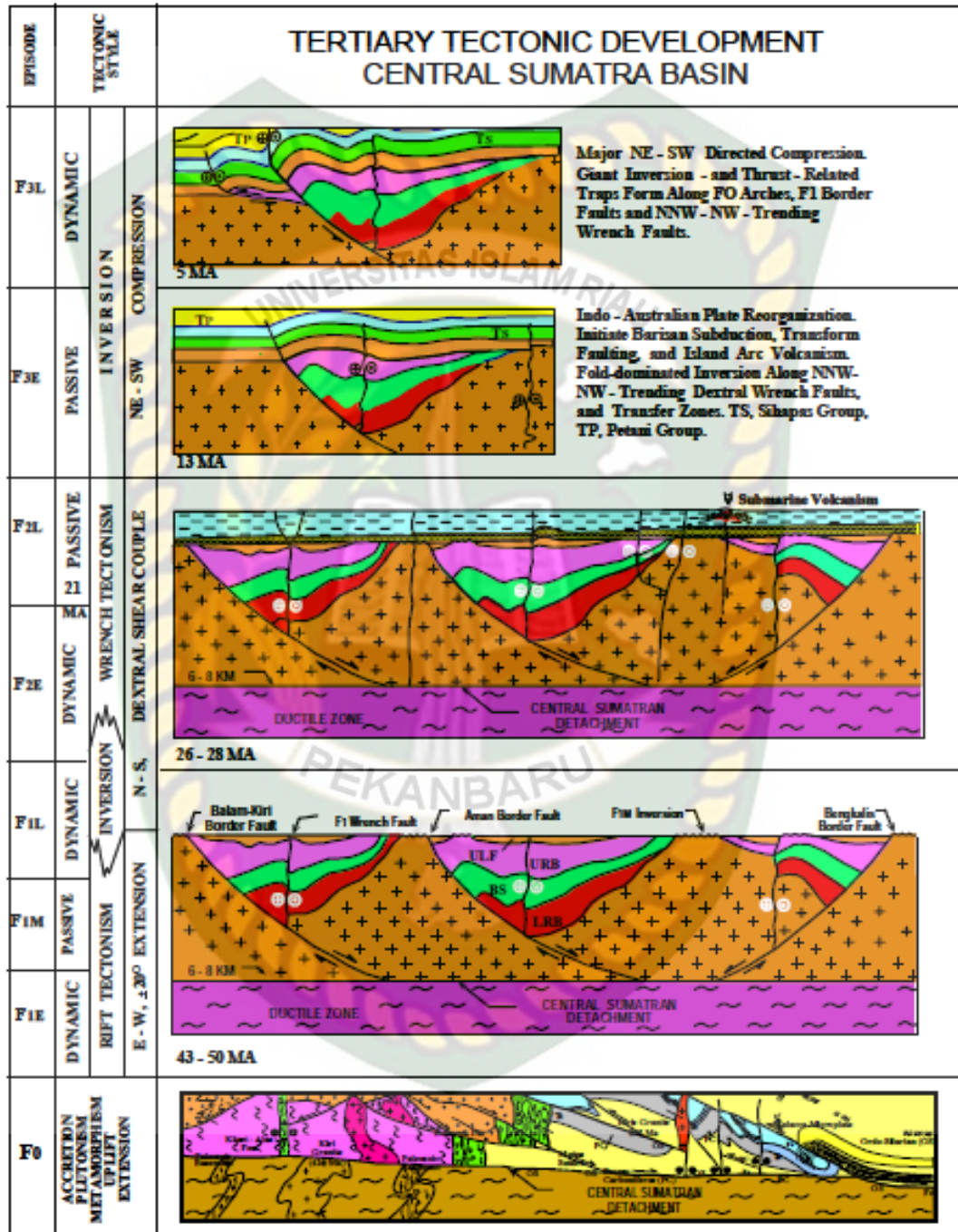
Objek penelitian penulis terletak di Cekungan Sumatera Tengah, yang secara fisiografis terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk akibat penunjaman lempeng Samudera Hindia yang bergerak ke arah utara terhadap lempeng Eurasia pada umur Miosen. Cekungan ini dibatasi oleh dataran tinggi Asahan di sebelah barat laut dan Pegunungan Barisan di sebelah barat daya.



Gambar 2.1 Cekungan Sumatera Tengah, arah penunjaman lempeng dan batas - batasnya (modifikasi dari Heidrick dan Aulia, 1993. op. cit. Irene, 2006).

2.1.1. Tektonostratigrafi regional

Menurut Heidrick & Aulia (1993), perkembangan tektonik selama Tersier dapat dibagi ke dalam 4 fase sebagai berikut (gambar 2.2) :



Gambar 2.2 Empat fase tektonik Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

1. Fase pertama (F0), yang merupakan fase deformasi pada zaman pre Eosen (345 – 65 jtyl)

Fase ini merupakan pembentukan batuan dasar yang berarah utara - selatan, barat laut - tenggara, dan timur laut – barat daya (Heidrick & Aulia, 1993). Pembentukan tersebut terjadi ketika lempeng benua Sunda terbentuk dari lempeng-lempeng kecil Mergui, Malaka dan Mutus.

2. Fase kedua (F1), yang merupakan fase rifting pada zaman Eo-Oligosen (50 – 26 jtyl)

Fase ini terjadi karena tumbukan lempeng Samudera Hindia terhadap lempeng benua Eurasia yang membentuk suatu sistem rekahan transtensional yang memanjang kearah selatan mulai dari China bagian selatan ke Thailand, Malaysia, Sumatera hingga ke Kalimantan Selatan (Heidrick & Aulia, 1993). Tumbukan ini kemudian menjadi tempat diendapkannya kelompok Pematang.

Pada akhir fase ini terjadi pembalikan struktur yang lemah dan pembentukan *penepain* (morfologi yang hampir rata), hasil dari erosi berupa paleosol yang diendapkan di atas Formasi *Upper Red Bed*. Kelompok Pematang merupakan sedimen tertua yang diendapkan di Cekungan Sumatera Tengah dan berumur Eosen-Oligosen, endapan ini mengisi *half graben*, *pull appart rift* dan *graben* yang terbentuk pada fase ini membentuk serangkaian struktur *half graben* di Cekungan Sumatera Tengah.

3. Fase ketiga (F2), yang merupakan fase *sagging* dan transtensi pada zaman Miosen awal – Miosen tengah (26 – 13 jtyl)

Fase ketiga ini terbagi menjadi dua, yaitu fase awal yang merupakan fase *sagging* dan fase akhir yang merupakan fase transtensi. Pada fase awal proses tektonik yang terjadi berupa *sag basin*, ketika terjadi penurunan cekungan regional yang memperbesar *highstand* dan transgresi yang dimulai dengan pengendapan kelompok Sihapas, kemudian terbentuk sesar-sesar normal minor yang berhubungan dengan tahap akhir *rifting* yang memotong Formasi Menggala dan Bekasap.

Pada fase akhir terbentuk sesar mendatar *dextral* (kanan) berarah utara selatan yang merupakan reaktivasi sesar pembentuk *graben*, dan juga terbentuk sesar baru sepanjang batas batuan dasar yang berarah utara-selatan. Struktur - struktur yang berkembang di sepanjang sesar mendatar ini merupakan sesar tumbuh dan kombinasi dari *pull appart graben*, *half-graben*, lipatan, struktur bunga positif dan negatif, sesar listrik dan sesar normal-domino. Lipatan - lipatan yang terbentuk di sepanjang sesar utara-selatan ini mempunyai klosur yang lebih kecil berarah barat-laut-tenggara dan tersusun membentuk *en-echelon* (Heidrick & Aulia, 1993). Empat Formasi yang termasuk kedalam kelompok Sihapas adalah Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri, pengendapan kelompok ini berakhir pada masa Miosen Tengah dengan pengendapan *transgressive marine shale* dari Formasi Telisa.

4. Fase keempat (F3), yang merupakan fase kompresi pada zaman Miosen Akhir sampai sekarang (13 jtyl – sekarang)

Fase ketiga berakhir dengan berakhirnya pengendapan Formasi Telisa dan mulai diendapkannya Formasi Petani pada kala Miosen Tengah-Pleistosen. Pengendapan Formasi Petani merupakan akhir dan fase panjang transgresi dan awal dari fase regresi di Cekungan Sumatera Tengah. Formasi aluvial Minas kemudian diendapkan di atas Formasi Petani dengan kontak ketidakselarasan dan berlangsung sampai sekarang.

Lapangan Bekasap memiliki semua formasi yang terendapkan di Cekungan Sumatera Tengah ini. Mulai dari Formasi Pematang yang merupakan formasi tertua di Cekungan Sumatera Tengah yang diendapkan pada masa Paleogen dan merupakan endapan *rift-basin valley*. Kemudian di bagian atasnya secara tidak selaras diendapkan kelompok Sihapas, yang terdiri dari Formasi Menggala, Bangko, Bekasap dan Duri, masing-masing formasi tersebut dipisahkan oleh lapisan serpih.

2.1.2 Stratigrafi Regional

Pembahasan dalam stratigrafi dimulai dari yang batuan dasar sampai ke formasi yang paling muda di cekungan Sumatera tengah

1. Batuan Dasar(Basement)

Batuan dasar (*basement*) berumur Pra Tersier berfungsi sebagai landasan Cekungan Sumatera Tengah. Eubank dan Makki (1981) serta Heidrick dan Aulia (1996) menyebutkan bahwa batuan dasar Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari batuan berumur Mesozoikum dan batuan metamorf karbonatberumur Paleozoikum - Mesozoikum. Batuan tersebut dari timur ke barat terbagidalam 3 (tiga) satuan litologi, yaitu *Mallaca Terrane*, *Mutus Assemblage*, dan *GreywackeTerrane*.

2. Kelompok Pematang (PematangGroup)

Kelompok Pematang merupakan lapisan sedimen tertua berumur Eosen - Oligosen yang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Sedimen Kelompok Pematang disebut sebagai *synrift deposits*. Kelompok ini diendapkan pada lingkungan fluvial dan danau dengan sedimen yang berasal dari tinggian sekelilingnya. Pada lingkungan fluvial litologinya terdiri dari konglomerat, batupasir kasar, dan batulempung aneka warna. Sedangkan pada lingkungan danau litologinya terdiri dari batulempung dan batupasir halus berselingan dengan serpih danau yang kaya material organik.

3. Kelompok Sihapas (SihapasGroup)

Kelompok Sihapas diendapkan di atas Kelompok Pematang, merupakan suatu seri sedimen pada saat aktifitas tektonik mulai berkurang (Heidrick dan Aulia (1996), terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri.

4. FormasiTelisa

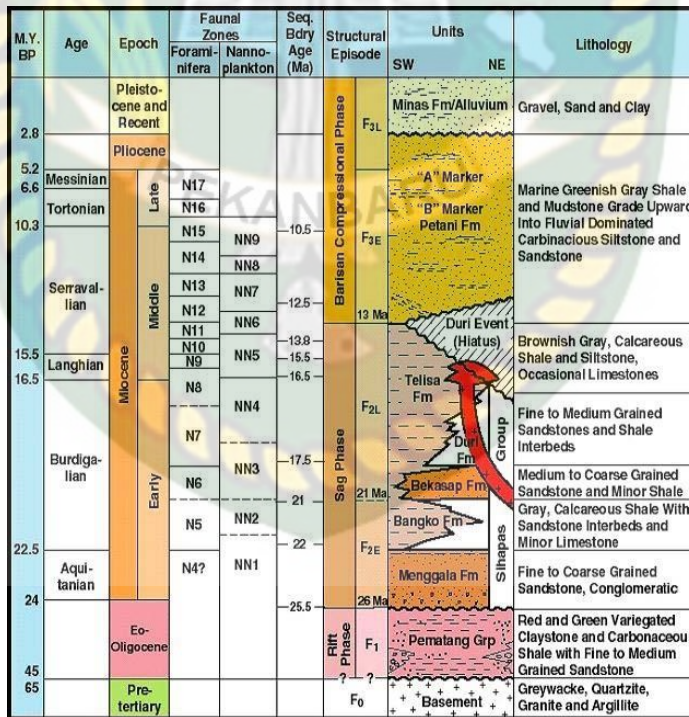
Formasi Telisa berumur Miosen Awal - Miosen Tengah (N7 – N10). Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko, memiliki hubungan menjari dengan Formasi Bekasap di sebelah barat daya dan menjari dengan Formasi Duri di sebelah timur laut (Yarmanto &Aulia, 1998).

5. Formasi Petani

Formasi Petani berumur Miosen Tengah hingga Pliosen. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan Kelompok Sihapas. Formasi ini berisi sikuen monoton *shale - mudstone* dan berisi interkalasi batupasir minor dan lanau yang kearah atas menunjukkan pendangkalan. Lingkungan pengendapan berubah dari laut pada bagian bawah menjadi daerah delta pada bagian atasnya.

6. Formasi Minas

Formasi Minas merupakan endapan Kuartar yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Disusun oleh pasir dan kerikil, pasir kuarsalepas berukuran halus sampai sedang serta limonit berwarna kuning. Formasi ini berumur Plistosen dan diendapkan pada lingkungan fluvial - alluvial. Pengendapan yang terus berlanjut sampai sekarang menghasilkan endapan alluvium yang berupa campuran kerikil, pasir dan lempung.

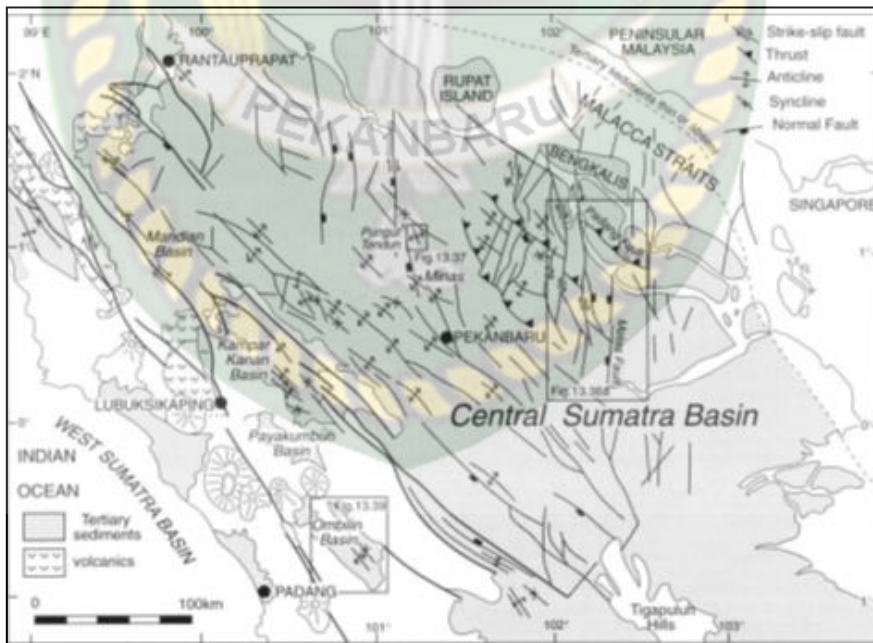


Gambar 2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Eubank & Makki, 1981 dalam Heidrick & Aulia, 1993)

2.1.3 Struktur Sumatera tengah

Pola struktur di cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh blok – blok patahan dan *transcurrent faulting*. Sistem blok – blok patahan mempunyai orientasi sejajar dengan arah utara – selatan membentuk rangkaian *horst* dan *graben*. Pola struktur yang ada saat ini di cekungan Sumatera Tengah merupakan hasil dari 3 fase tektonik utama yang terpisah, yaitu Orogenesa Mesozoikum Tengah (De Coster, 1974) yang menyebabkan termalihkan batuan – Paleozoikum dan Mesozoikum. Batuan – batuan tersebut kemudian terlipatkan dan terpatahkan menjadi blok – blok structural berukuran besar yang diterobos oleh intrusi granit. Lajur – lajur batuan metamorf ini tersusun oleh strata litologi yang berbeda, baik tingkat metamorfismenya maupun intensitas deformasinya.

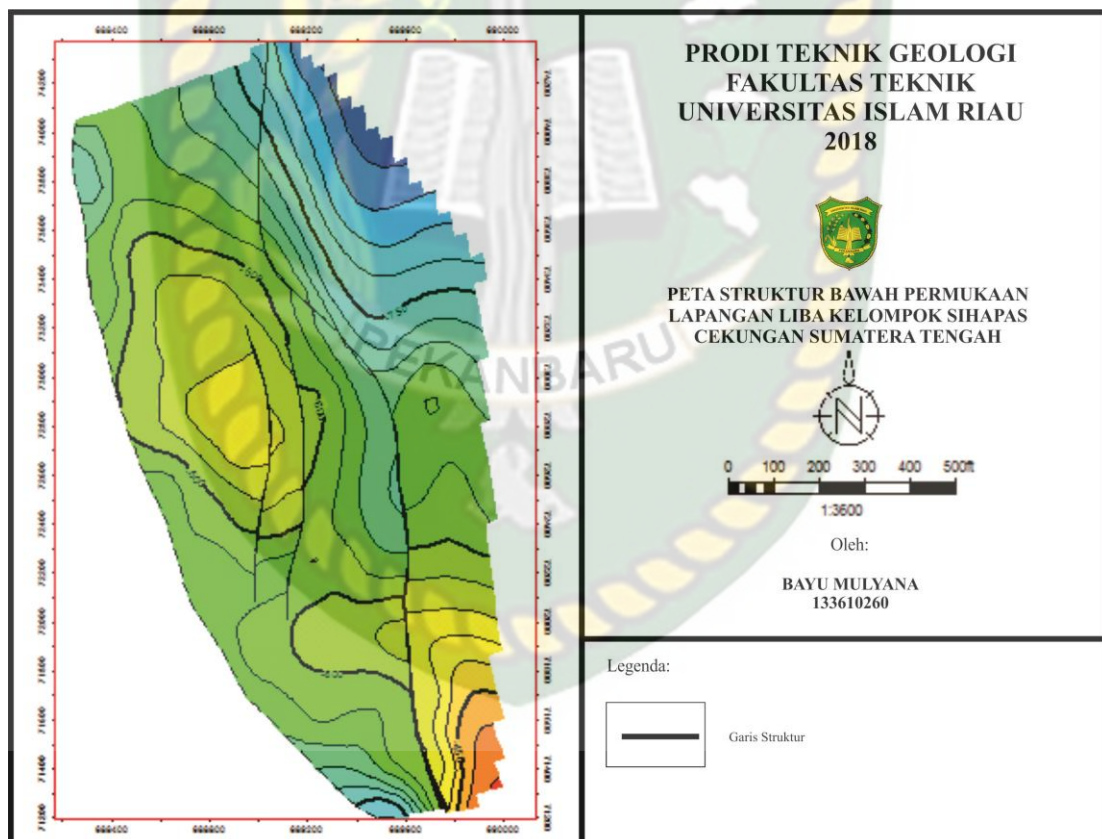
Cekungan Sumatera Tengah mempunyai dua set sesar berarah utara – selatan dan barat laut – tenggara. Sesar – sesar yang berarah utara – selatan diperkirakan berumur Paleogen, sedangkan yang berarah barat laut – tenggara diperkirakan berumur Neogen Akhir. Kedua set sesar tersebut berulang kali diaktifkan sepanjang Tersier oleh gaya – gaya yang bekerja (Eubank & Makki, 1981).



Gambar 2.4 Pola Struktur Regional Cekungan Sumatera Tengah (modifikasi Yarmanto dkk., 1997)

2.2 Geologi Daerah Penelitian

Daerah penelitian terletak pada Cekungan Sumatera Tengah bagian selatan tepatnya pada Formasi Sihapas. Kelompok Sihapas diendapkan di atas kelompok Pematang, merupakan suatu seri sedimen pada saat aktifitas tektonik mulai berkurang, terjadi selama Oligosen Akhir sampai Miosen Tengah. Kompresi yang terjadi bersifat setempat yang ditandai dengan pembentukan sesar dan lipatan pada tahap inversi yang terjadi bersamaan dengan penurunan muka air laut global. Proses geologi yang terjadi pada saat itu adalah pembentukan morfologi hampir rata (*penepalan*) yang terjadi pada Kelompok Pematang dan *basement* yang tersingkap. Periode ini diikuti oleh terjadinya *subsiden* kembali dan transgresi ke dalam cekungan tersebut, dalam hal ini pada daerah penelitian dapat dilihat pola struktur yang berkembang pada saat ini (Gambar 2.5).



Gambar 2.5 Pola Struktur bawah permukaan pada daerah penelitian

Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri. Formasi Menggala merupakan bagian terbawah dari Kelompok Sihapas yang berhubungan secara tidak selaras dengan Kelompok Pematang yang dicirikan oleh kontak berupa hiatus. Litologinya tersusun atas batupasir konglomeratan berselang-seling dengan batupasir halus sampai sedang. Diendapkan pada saat Miosen Awal pada lingkungan *fluvial channel* dengan ketebalan pada tengah cekungan sekitar 900 kaki, sedangkan pada daerah yang tinggi ketebalannya tidak lebih dari 300 kaki. Sedimen klastik diendapkan pada *fluvial braided stream* dan secara lateral berubah menjadi *marine deltaic* ke arah utara.

Formasi Menggala *onlap* terhadap *basement* dan strukturnya dihasilkan oleh inversi Oligosen dan jarang dijumpai pengendapan di atas tinggian. Formasi ini berubah secara lateral dan vertikal ke arah barat menjadi *marine shale* yang termasuk Formasi Bangko dan menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka ke arah timur yang merupakan Formasi Bekasap. Batupasir formasi ini merupakan reservoir yang penting pada Cekungan Sumatera Tengah. Formasi Menggala diperkirakan berumur N4 atau Miosen Awal. Formasi Bangko berumur awal N5 atau sekitar Miosen Awal. Diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala. Litologinya tersusun atas batulempung yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka (*open marine shelf*) mulai dari lingkungan paparan (*shelf*) sampai *delta plain* dan batulempung karbonatan yang berselingan dengan batupasir lanauan dan berubah secara lateral menjadi batugamping pada daerah yang sedikit menerima suplai material klastik. Pengaruh lingkungan laut menyebabkan pengendapan foraminifera yang berfungsi sebagai penunjuk umur formasi ini yaitu Miosen Awal. Ketebalan formasi ini mencapai 300 kaki. Formasi ini merupakan batuan tudung (*seal*) bagi batupasir yang ada di bawahnya.

Formasi Bekasap disusun oleh litologi batupasir glaukonit halus sampai kasar, struktur sedimen masif, berselang-seling dengan serpih tipis, dan diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko. Kadang kala dijumpai lapisan tipis batubara dan batugamping. Formasi ini diendapkan pada Miosen Awal di lingkungan *delta plain* dan *delta front* atau laut dangkal. Ketebalan formasi ini mencapai 1300 kaki.

Batupasir Formasi Bekasap adalah sedimen yang secara *diachronous* menutup Cekungan Sumatera Tengah yang pada akhirnya menutup semua tinggian yang terbentuk sebelumnya. Formasi ini diperkirakan mempunyai kisaran umur akhir N5 sampai N8.

Formasi Duri yang diperkirakan berumur N7 – N9 ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap dan merupakan bagian teratas dari Kelompok Sihapas. Di beberapa tempat Formasi Duri mempunyai umur yang sama dengan Formasi Bekasap. Litologinya tersusun atas suatu seri batupasir yang terbentuk pada lingkungan *inner neritic - deltaic* di bagian utara dan tengah cekungan. Seri tersebut dicirikan oleh batupasir berbutir halus sampai sedang yang secara lateral menjadi batupasir laut dalam dari Formasi Telisa. Formasi ini berumur Miosen Tengah dengan ketebalan mencapai 900 kaki.

2.2.1 Petroleum system

Petroleum system adalah konsep yang menyatukan elemen berbeda dan proses geologi minyak bumi. Aplikasi praktis dari sistem minyak bumi dapat digunakan dalam eksplorasi, evaluasi sumber daya, dan penelitian. Sebuah sistem petroleum meliputi lapisan batuan induk aktif dan semua minyak dan akumulasi gas Petroleum System merupakan sebuah sistem yang menjadi panduan utama dalam eksplorasi hidrokarbon. Sistem ini digunakan untuk mengetahui keadaan geologi dimana minyak dan gas bumi terakumulasi. (Koesoemadinata, 1980). Yang terdiri dari:

2.2.1.1 Source Rock

Sumber utama akumulasi minyak di cekungan Sumatera Tengah adalah serpihan lakustrin dari Formasi Kelompok serpih Pematang/Kelesa. Unit-unit sumber ini merupakan lapisan tertekan terhadap sebuah rangkaian *graben rift* berumur paleogen dengan sumber utama tak lebih dari trend arah utara-selatan. Distribusi lapisan batuan sumber sampai graben ini sangat dipengaruhi oleh morfologi struktur, gelombang sedimen, posisi graben dan lakustrin yang terhubung dengan variasi fasies. Meskipun batuan sumber paling baik berasosiasi dengan fasies lakustrin energi

rendah, unit sumber lakustrin dangkal juga terbentuk. Vairasi faises sampai unit-unit sumber memiliki timah terhadap bermacam-macam minyak yang dikembangkan.

2.2.1.2 Reservoir

Pada cekungan Sumatera Tengah, reservoir terdapat pada Kelompok Sihapas dan Pematang. Baik bagian atas maupun bawah formasi Sihapas, namun hanya batupasir bagian bawah Formasi Sihapas yang sesuai dengan ilmu pengetahuan saat ini, menjadi cukup tebal dan berkelanjutan untuk menyediakan aspek komersil yang sangat penting. Reservoir Sihapas bagian bawah umumnya bersih, batupasir berkuarsa, mengandung sedikit glaukonit, lempung detrital, feldspar dan fragmen batuan. Porositas secara umum baik dengan rata-rata 25% pada daerah Lalang dan agak sedikit di daerah Mengkapan bagian dalam.

2.2.1.3 Seal

Sebuah penutup untuk mengidentifikasi rangkaian reservoir adalah interbedded batulanau dan batulempung yang terlihat sampai masing-masing formasi. Sebelumnya belum terlihat tanda-tanda adanya minyak atau resapan gas, jika ada dapat mengindikasikan baik kurang dan terobosan penutup cekungan Sumatera Tengah. Secara regional, serpih di atas Formasi Telisa menyediakan penutup atas untuk akumulasi minyak sampai pasri Kelompok Sihapas. Hasil dari sumur Lalang adalah serpih pada kelompok Sihapas biasanya tidak efektif sebagai penutup intraformasi.

2.2.1.4 Migrasi

Migrasi terjadi sepanjang retakan, sesar dan ketidakselarasan. Susunan keseluruhan struktur graben telah ditunjukkan oleh arah migrasi, baik primer maupun sekunder. Migrasi yang terjadi adalah hidrokarbon keluar dari sumber ke arah *flexural hinge* graben sepanjang garis tepi batas sesar.

2.2.2 Petrofisika dan Potensi Hirdrokarbon

Analisis petrofisika merupakan salah satu proses yang penting dalam usaha untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Analisis petrofisika diawali oleh perolehan data bawah permukaan melalui proses *well logging* pada lubang pengeboran.

Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu formasi, di antaranya adalah porositas, saturasi air, *shale volume* dan permeabilitas.

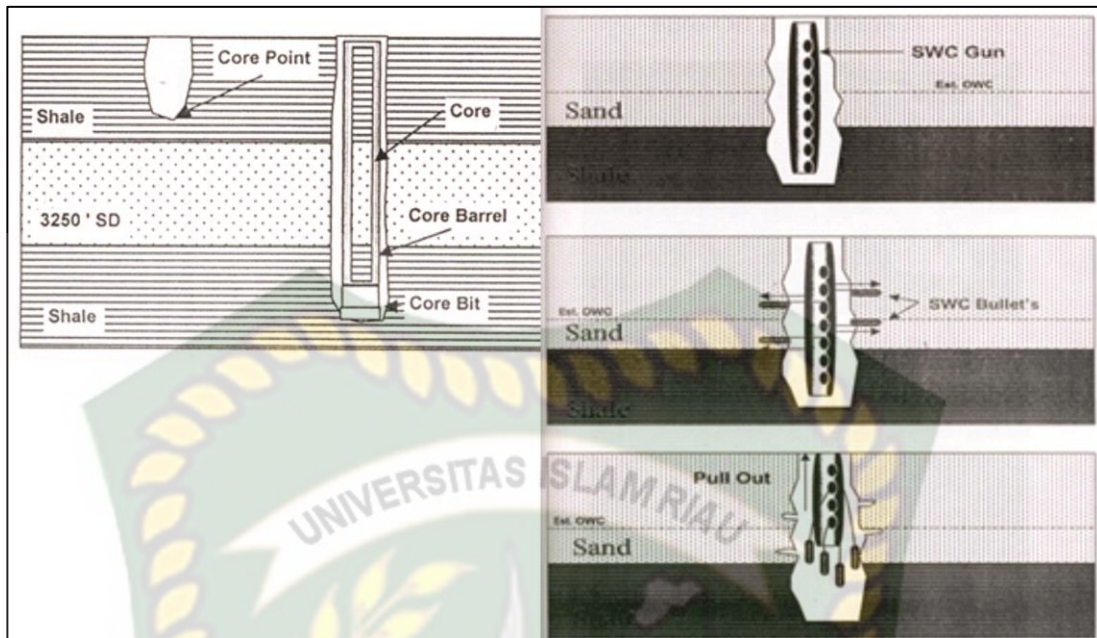
2.2.3 Batu Inti (*core*)

Pengertian *Core* adalah sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan dengan suatu metode tertentu. *Core* umumnya diambil pada kedalaman tertentu yang prospektif oleh perusahaan minyak atau tambang untuk keperluan lebih lanjut. Data *Core* merupakan data yang paling baik untuk mengetahui kondisi bawah permukaan.

Data yang diambil meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. Selain itu juga dapat mengetahui harga porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida yang terkandung dalam batuan tersebut. . Tekstur dan struktur batuan sedimen dapat menggambarkan sejarah transportasi pengendapan, energi pembentukan batuan tersebut, genesa, arah arus, mekanisme transportasi dan kecepatan sedimen tersebut diendapkan. Sehingga dari faktor-faktor tersebut dapat ditentukan fasies sedimen dan lingkungan pengendapannya.

Core dibagi menjadi 2, yaitu:

- A. *Conventional core*, yaitu *Core* yang diambil bersamaan dengan proses pemboran.
- B. *Sidewall core*, yaitu *Core* yang diambil pada saat melakukan *wireline logging*.



Gambar 2.6 : a. Pengambilan *Conventinal Core* utuh dalam suatu pemboran,
b. Pengambilan *Side Wall Core* dengan menggunakan *Gun*

2.2.4 Sumur Log

Dalam pekerjaan eksplorasi minyak dan gas bumi, log mekanik merupakan salah satu data penting. Data log merupakan salah satu kriteria utama sebagai dasar dalam proses pengambilan keputusan geologi pada eksplorasi migas.

Dalam pekerjaan eksplorasi, log digunakan untuk melakukan korelasi zonazona prospektif, sumber data untuk pembuatan peta kontur struktur isopach, menentukan karakteristik fisik batuan seperti lithologi, porositas, geometri pori dan permeabilitas. Data logging juga digunakan untuk mengidentifikasi zona-zona produktif, menentukan kandungan fluida dalam reservoir (apakah gas, minyak atau air), serta memperkirakan cadangan hidrokarbon. Log merupakan suatu gambaran tentang kedalaman (kadang-kadang terhadap waktu) dari suatu perangkat kurva yang mewakili parameter-parameter yang diukur.

Secara menerus di dalam suatu sumur (Schlumbergeer, 1986). Adapun parameter yang biasa diukur adalah sifat kelistrikannya (*Spontaneous Potential*), tahanan suara(sonic/ akustic). Metode perekamannya dengan cara menurunkan suatu sonde atau peralatan ke dasar lubang sumur.

Dengan kemajuan di bidang teknologi komputer, hampir semua log modern merupakan kombinasi beberapa log. Log adalah suatu grafik kedalaman (satuan waktu) dari satu set data yang menunjukkan parameter yang secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Dengan tersedianya alat computer maka saat ini sebuah log dapat merupakan dari beberapa log (*completion log*).

2.2.4.1 Macam-macam Log

Jenis-jenis yang digunakan antara lain :

a. Log *spontaneous potential* (SP)

Kurva SP adalah rekaman perbedaan potential antara elektroda yang bergerak di dalam lobang bor dengan elektroda di permukaan. Satuannya adalah *millivolt*.

Kurva SP digunakan untuk :

1. Identifikasi lapisan-lapisan permeabel
2. Mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batasan lapisan itu.
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w)
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal, yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat kekiri atau kekanan tergantung pada kadar garam dariformasi dan filtrasi lumpur.

Kurva SP tidak dapat direkam di dalam lubang sumur yang diisi oleh lumpur yang tidak konduktif karena diperlukan medium yang dapat menghantarkan arus listrik antara elektroda alat dan formasi. Jika filtrasi lumpur dan kadar garam air formasi (resistivitas) hampir sama, penyimpangan SP akan kecil dan kurva SP menjadi kurang berguna.

b. Log gamma ray (GR)

Prinsip log GR adalah perekaman radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium – U, Thorium – Th, dan Potassium – K, yang secara kontinue memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Sinar gamma ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar gamma yang umumnya berupa detektor sintilasi. Setiap GR yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detector. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (sering disebut cacah GR). Tingkat radiasi serpih lebih tinggi dibandingkan batuan lain karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang tidak permeabel, hal ini terjadi karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel.

d. Log Densitas

Log densitas merupakan suatu tipe log porositas yang mengukur densitas elektron suatu formasi. Prinsip pencatatan dari log densitas adalah suatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan sinar gamma kedalam formasi. Di dalam formasi, sinar tersebut akan bertabrakan dengan electron dari formasi. Pada setiap tabrakan sinar gamma akan berkurang energinya. Sinar gamma yang terhamburkan dan mencapai detektor pada suatu jarak tertentu dari sumber dihitung sebagai indikasi densitas formasi. Jumlah tabrakan merupakan fungsi langsung dari jumlah elektron di dalam suatu formasi. Karena itu log densitas dapat mendeterminasi densitas elektron formasi dihubungkan dengan densitas bulk sesungguhnya didalam gr/cc . Harga densitas matriks batuan, porositas, dan densitas fluida pengisi formasi.

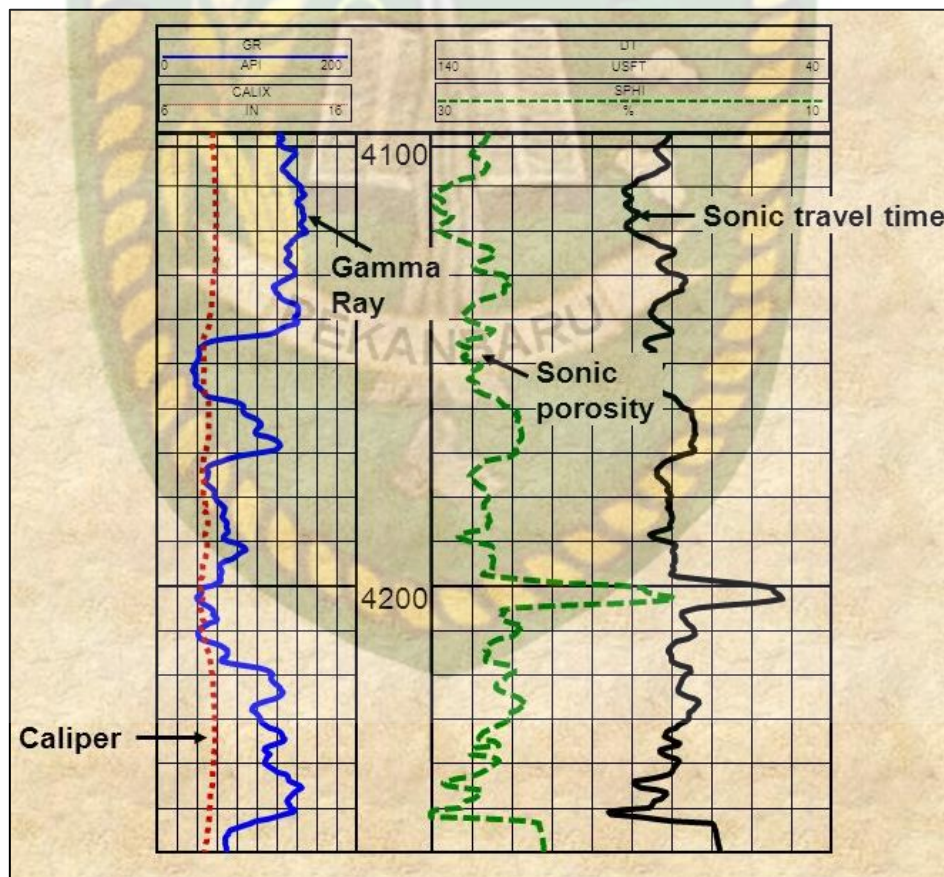
e. Log Neutron

Log neutron merupakan tipe log porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen dalam suatu formasi. Di dalam formasi bersih dimana porositas diisi air atau minyak, log neutron mencatat porositas yang diisi cairan.

Neutron energi tinggi yang dihasilkan oleh suatu sumber kimia ditembakkan ke dalam formasi, sebagai akibatnya neutron kehilangan energinya. Kehilangan energy maksimum akan terjadi pada saat neutron bertabrakan dengan atom hidrogen karena kedua metri tersebut mempunyai massa yang hampir sama. Karena itu kehilangan energi maksimum merupakan fungsi dari konsentrasi hidrogen dalam formasi, karena dalam formasi yang sarang hidrogen terkonsentrasi didalam pori-pori yang terisi cairan, maka kehilangan energi akan dapat dihubungkan dengan porositas formasi.

g. Log Sonik

Log ini merupakan jenis log yang digunakan untuk mengukur porositas, selain density log dan neutron log dengan cara mengukur interval transite time (Δt), yaitu waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat didalam batuan formasi sejauh 1 ft.



Gambar 2.7 Log Sonik

2.2.4.2 Pola-pola Log (*Log Pattern*)

Berdasarkan deskripsi inti bor yang dimiliki dapat dilakukan analisis lingkungan pengendapan dengan bantuan analisis elektrofases. Kemudian disamping itu juga dilakukan analisis elektrofases dalam penentuan geometri lingkungan pengendapan berdasarkan Rider (2000)

Pola-pola log biasanya menunjukkan energi pengendapan yang berubah, yaitu berkisar antara dari energi tinggi (batupasir) sampai rendah (serpih). Pola-pola log selalu diamati pada kurva *Gamma Ray* atau *SP*, tetapi kesimpulan-kesimpulan yang sama dapat juga dari log Neutron-Density dan dalam beberapa kasus dari kurva resistivity. (Walker & James, 1992) (Gambar 2.8).

1. *Cylindrical*

Bentuk silinder pada log GR atau SP dapat menunjukkan sedimen tebal dan homogen yang dibatasi oleh pengisian channel (*channel-fills*) dengan kontak yang tajam. *Cylindrical* merupakan bentuk dasar yang mewakili homogenitas dan ideal sifatnya. Bentuk *cylindrical* diasosiasikan dengan endapan sedimen *braided channel*, *estuarine* atau *sub-marine channel fill*, *anastomosed channel*, *eolian dune*, *tidal sand*.

2. *Irregular*

Bentuk ini merupakan dasar untuk mewakili heterogenitas batuan reservoir. Bentuk *irregular* diasosiasikan dengan sedimen *alluvial plain*, *floodplain*, *tidal sands*, *shelf* atau *back barriers*. Umumnya mengidentifikasi lapisan tipis silang siur (*thin interbedded*). Unsur endapan tipis mungkin berupa *creavassesplay*, *overbanks deposits* dalam laguna serta turbidit.

3. *Bell Shaped*

Profil berbentuk *bell* menunjukkan penghalusan ke arah atas, kemungkinan akibat pengisian channel (*channel fills*). Pengamatan membuktikan bahwa range besar butir pada setiap level cenderung sama, namun jumlahnya memperlihatkan gradasi menuju berbutiri halus (dalam artian lempung yang bersifat radioaktif makin

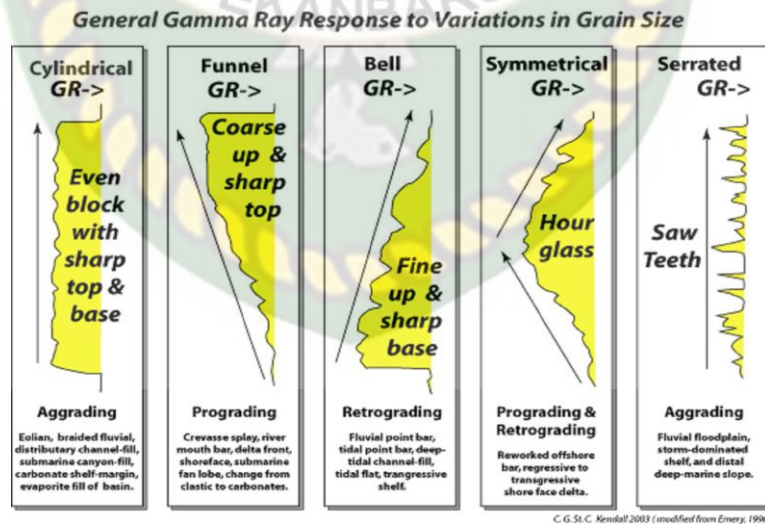
banyak ke atas). Bentuk *bell* dihasilkan oleh endapan *point bars*, *tidal deposits*, *transgressive shelf sands (dominated tidal)*, *sub marine channel* dan endapan turbidit.

4. Funnel Shaped

Profil berbentuk corong (*funnel*) menunjukkan pengkasaran ke arah atas yang merupakan bentuk kebalikan dari bentuk *bell*. Bentuk funnel kemungkinan dihasilkan sisitem progradasi seperti *sub marine fan lobes*, *regressive shallowmarine bar*, *barrier islands* atau karbonat terumbu depan yang berprogadasi di atas *mudstone*, *delta front (distributary mounth bar)*, *creavase splay*, *beach andbarrier beach (barrier island)*, *strandplain*, *shoreface*, *prograding (shallow marine) shelf sands* dan *submarine fan lobes*.

5. Symmetrical-Asymmetrical Shapped.

Bentuk *symmetrical* merupakan kombinasi antara bentuk *bell-funnel*. Kombinasi *coarseninng-finning upward* ini dapat dihasilkan oleh proses bioturbasi, selain tatanan secara geologi yang merupakan ciri dari *shelf sandbodies*, *submarine fans and sandy offshore bars*. Bentuk *asymmetrical* merupakan ketidakselarasan secara proporsional dari kombinasi *bell-funnel* pada lingkungan pengendapan yang sama.



Gambar 2.8 Respon Gamma Ray secara umum terhadap variasi ukuran butir (Walker & James, 1992)