

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

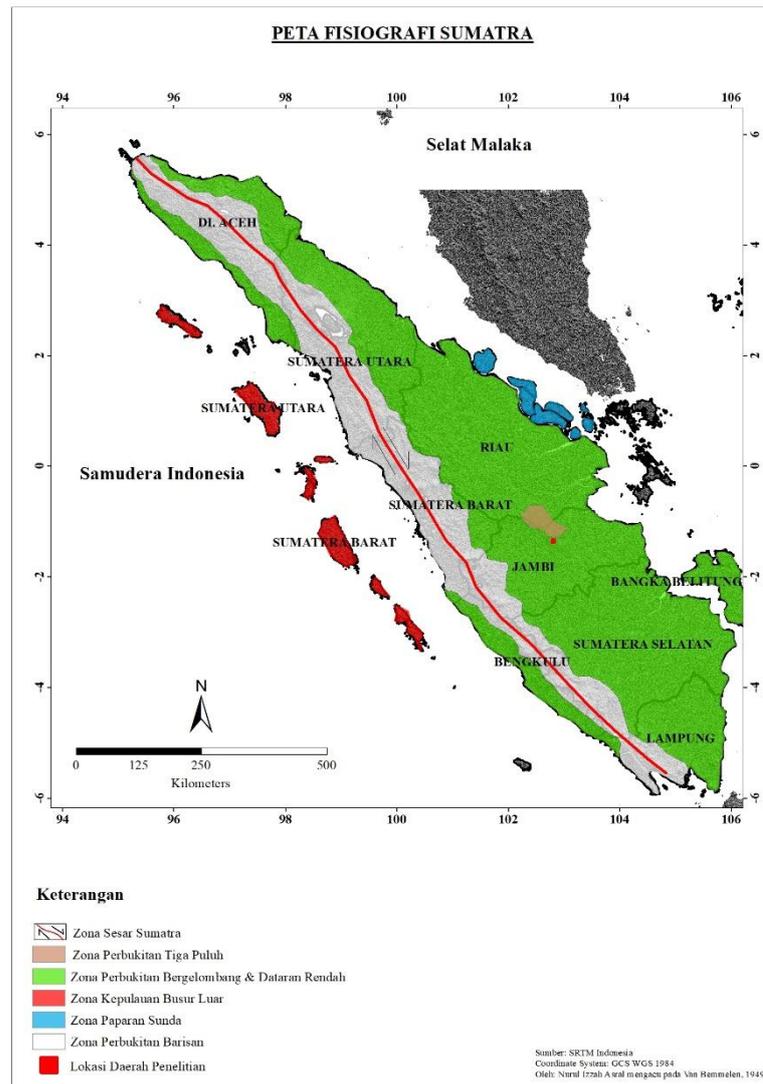
#### **1.1 Geologi Regional**

##### **Fisiografi**

Menurut Van Bemmelen (1949), secara fisiografi daerah Pulau Sumatra terbagi menjadi 6 zona, yaitu:

1. Zona Perbukitan Barisan (jajaran pegunungan di Sumatra yang memanjang dari sebelah barat Aceh sampai ujung selatan Lampung)
2. Zona Sesar Sumatra (zona yang memanjang berarah utara – selatan akibat Sesar Sumatra)
3. Zona Perbukitan Tiga Puluh (zona ini letaknya terpencil pada tanah rendah disebelah timur, yang membentuk sebuah horst pada bagian Taman Nasional Bukit Tiga Puluh)
4. Zona Kepulauan Busur Luar (Busur luar non vulkanis merupakan tinggian yang terbentuk akibat adanya pengangkatan. Terangkatnya batuan keatas terjadi dengan mekanisme sesar naik sehingga batuan yang terangkat mengalami proses pelipatan dan pensesaran)
5. Zona Paparan Sunda (zona yang terbentuk akibat extension dari Benua Asia tenggara)
6. Zona Perbukitan Bergelombang dan Dataran Rendah (zona ini merupakan dataran lembah dan terdiri dari cekungan sedimen di Sumatra)

Berdasarkan pembagian zona tersebut secara geografis daerah Penelitian (gambar 2) termasuk kedalam zona perbukitan bergelombang dan dataran rendah. Zona ini dicirikan dengan morfologi perbukitan dengan elevasi 100 sampai 400 meter diatas permukaan laut dan zona ini merupakan zona dengan cakupan paling luas dan sebagian besar berada pada bagian timur perbukitan barisan.



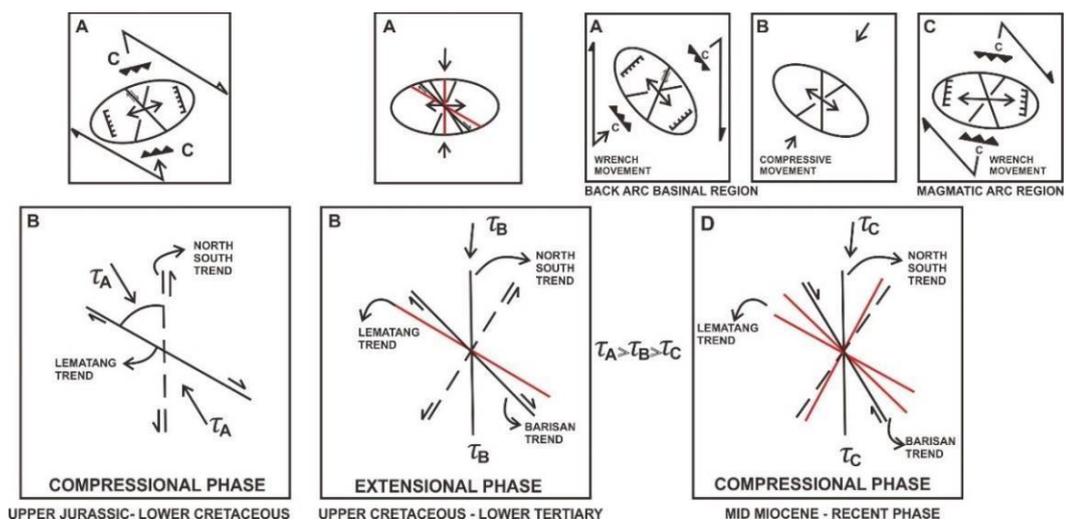
**Gambar 2.** Peta Modifikasi Fisiografi lembar Sumatra Mengacu pada (Van Bemmelen, 1949)

Berdasarkan peta geologi Lembar Muarabungo oleh Simandjuntak., et al (1991), secara morfologi lembar ini dapat dibagi menjadi 4 unit: perbukitan curam, perbukitan landai, perbukitan bergelombang dan dataran rendah. Daerah perbukitan curam meliputi kakitmur perbukitan Barisan, perbukitan Tigapuluh, dan Perbukitan Duabelas. Lereng bukit ditempat ini dapat mencapai  $60^0$  dengan puncak yang tajam dan ketinggian antara 100 m sampai 850 m di atas muka laut. Kaki bukit Perbukitan Barisan sebelah Timur mencakup bagian baratdaya lembar ini dan meliputi 10 % dari seluruh daerah. Gunung tertinggi di daerah ini berketinggian maksimum 631 m (Bukit Siketan) dan terdiri atas batuan gunungapi dan sedimen Perem dengan terobosan batuan beku Jura. Perbukitan Tigapuluh terletak di bagian

utara lembar dan meliputi 20 % dari seluruh luas daerah. Ketinggian rangkaian perbukitan ini bervariasi mulai dari 125 m sampai 830 m dan sangat jelas berarah Baratlaut-Tenggara yang menyebabkan terjadinya penyaliran sejajar tanggung. Beberapa sungai di daerah ini, antara lain sungai semantung, menunjukkan arah lurus dan panjang yang dipengaruhi oleh sesar pada batuan Permian – Karbon di bawahnya. Perbukitan Duabelas berketinggian antara 100 m dan 440 m, menempati daerah kecil di bagian Selatan lembar Muarabungo.

### Tektonik

Menurut Pulunggono., et al (1992) perkembangan tektonik di Cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi tiga kali perubahan arah subduksi yang menyebabkan terbentuknya tiga pola sesar utama yaitu sesar dengan arah Baratlaut-Tenggara pada Jura Akhir-Kapur Akhir, arah Utara-Selatan pada Kapur Akhir-Tersier Awal, dan Arah Timur Laut- Baratdaya pada Miosen Tengah-Resen (Gambar 3).



**Gambar 3.** Model *ellipsoid* pada Pulau Sumatra dari Jura Akhir – Resen (Pulunggono, dkk 1992)

Fase tektonik yang berkembang di Cekungan Sumatra Selatan menurut Pulunggono., et al (1992) terjadi melalui tiga fase:

1. Tahap kompresional (Jura Akhir – Kapur Awal)

Tahap kompresional pada masa Jura Akhir sampai Kapur Awal diakibatkan subduksi lempeng Samudra Hindia ke bawah lempeng Benua Eurasia yang mengakibatkan pola tegasan *simple shear* di Cekungan Sumatra Selatan ini. Sistem pola tegasan ini kemudian berkembang menjadi sesar geser.

Pembentukan sesar geser ini menjadi zona lemah sehingga diintrusi batuan granitoid. Batuan granitoid yang mengisi zona lemah ini menjadi tinggian purba.

2. Tahap ekstensional (Kapur Akhir – Tersier Awal)

Tahap ekstensional yang terjadi di Cekungan Sumatra Selatan ini diakibatkan oleh penurunan kecepatan subduksi. Tahap ini merupakan awal terbentuknya tinggian (*horst*) dan rendahan (*graben*) akibat perubahan sistem tegasan utama yang berarah vertikal. Sesar mendatar berubah menjadi sesar normal karena tegasan utama vertikal dikontrol oleh gravitasi dan pembebanan.

3. Tahap kompresional (Miosen Tengah – Resen)

Kecepatan subduksi pada tahap ini meningkat kembali dan menyebabkan peremejaan sesar - sesar normal yang telah ada sebelumnya menjadi sesar naik. Selain itu terbentuk juga sesar geser dan perlipatan dengan arah sumbu yang masih mengikuti arah lama (pola Sumatra dan pola Sunda). Fase kompresi ini mencapai puncaknya pada Pliosen - Pleistosen dengan pembentukan pola struktur sesar dan perlipatan baru dengan arah U330<sup>0</sup> T yang dikenal dengan pola Barisan. Aktivitas tektonik pada fase ini mempunyai peran yang sangat besar dalam pembentukan zona rekahan baru atau meremajakan zona rekahan yang telah terjadi di daerah tinggian purba.

Hamilton (1979) dalam Simandjuntak (1991), menjelaskan bahwa Pulau Sumatra terletak di tepi baratdaya lempeng benua Paparan Sunda, di bawah lempeng tersebut alas Samudera Indonesia menujam ke arah utara-timurlaut. Generasi magma yang berhubungan dengan penunjaman tersebut telah menghasilkan busur gunung api Tersier sampai Resen yang merupakan bagian dari Perbukitan Barisan di sepanjang tepi barat Sumatra. Busur Gunungapi tersebut terpotong oleh sistem sesar Sumatra menyebabkan terbentuknya cekungan belakang busur seperti Cekungan Sumatra tengah dan Cekungan Sumatra selatan.

Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu hasil dari kegiatan tektonik yang terjadi di pulau sumatra. Penunjaman Lempeng indo-Australia erat kaitannya terbentuknya cekungan sumatra selatan. lempeng indo-Australia yang bergerak ke arah Utara hingga Timurlaut menujam lempeng eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng meliputi bagian Barat Sumatra dan bagian selatan Jawa.

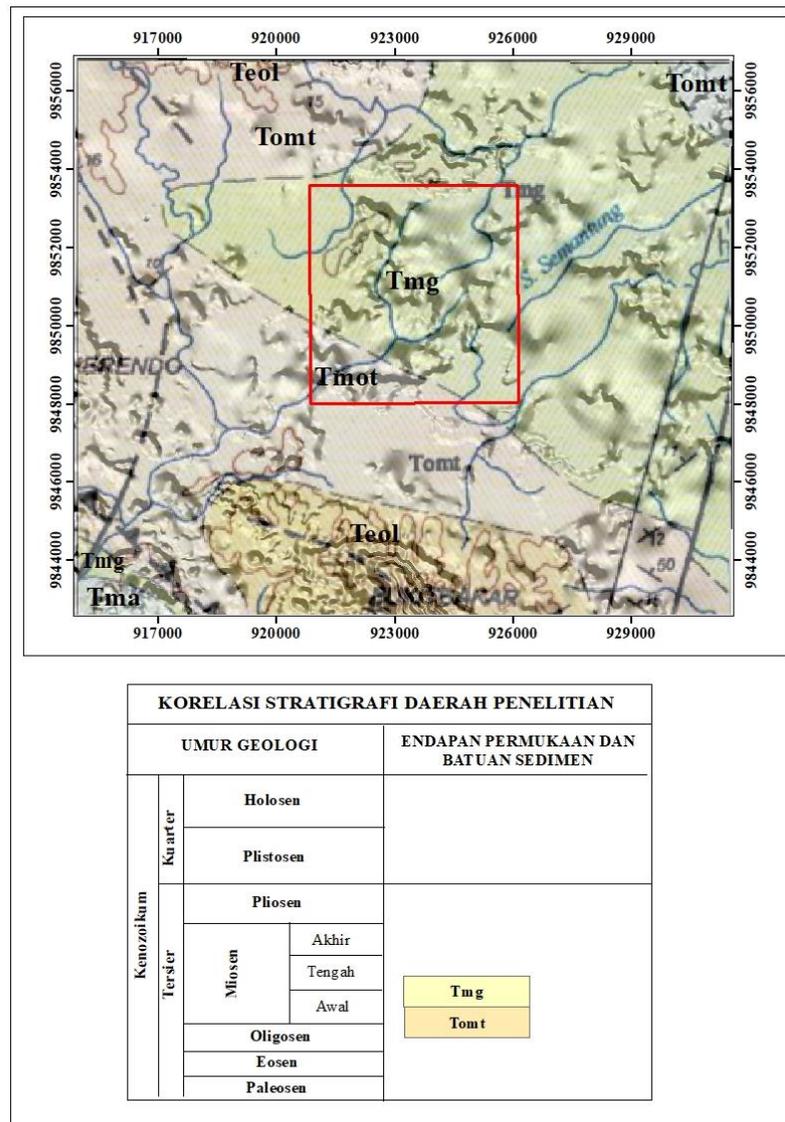
Beberapa lempeng kecil (*micro plate*) yang berada di zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona *konvergensi* dalam berbagai bentuk dan arah. Penujaman lempeng indo-Australia mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik dan struktur di sumatra bagian Selatan. Selain itu, pertemuan lempeng tersebut menyebabkan terbentuknya ruang berupa *half graben*, *horst* dan blok sesar yang kemudian membentuk cekungan-cekungan tersier yang terdiri dari cekungan muka busur, cekungan belakang busur, dan cekungan antar gunung. Cekungan Sumatra selatan termasuk ke dalam cekungan belakang busur (*back arc-basin*). Yang terbentuk akibat interaksi antara lempeng indo-australia dan lempeng micro-sunda. Cekungan sumatra selatan sendiri dibagi menjadi 4 sub-cekungan yakni, sub-cekungan jambi, sub-cekungan Palembang utara, sub-cekungan Palembang tengah, sub-cekungan Palembang selatan cekungan ini terdiri dari sedimen tersier.

Menurut Barber (2005) Cekungan Sumatra Selatan terbentuk dari tektonik ekstensional pada awal Eosen Akhir. Cekungan dapat dibagi menjadi dua bagian yang berbeda, Sub-Cekungan Palembang di selatan dan sub-Cekungan Jambi di utara. Selama Paleogen sedimentasi Transgresi mulai mengisi cekungan tersebut dan diikuti oleh sedimentasi regresi pada Neogen, sedangkan Perbukitan Duabelas yang terletak di Sub-Cekungan Jambi terbentuk dari proses pensesaran yang membongkah sehingga membentuk tinggian alas.

### **Stratigrafi**

Menurut Simandjuntak (1991) Stratigrafi regional Lembar Muarabungo membagi urutan batuan menjadi tiga yaitu urutan pra-Tersier, Tersier, dan Kuartar. Urutan batuan pra-Tersier meliputi Formasi Pelepat (Pp) berumur Permian awal-tengah, Formasi Mengkarang (Pm) berumur Permian awal, Formasi Mentulu (PCm) berumur Permo-karbon, anggota candong Formasi Mentulu (PCmc) berumur Permo-karbon, Formasi Pengabuhan (PCp) berumur Permo-karbon, Formasi Gangsal (PCg) berumur Permo-Karbon, Formasi Terantam (Ct) berumur Karbon awal. Urutan Batuan Tersier Antara lain Formasi Kasai (QTK) berumur Plioplistosen, Formasi Muaraenim (Tm<sub>pm</sub>) berumur Miosen Awal-Pliosen Awal, Formasi Air Benakat (Tma) berumur Miosen Tengah-Akhir, Formasi Gumai (Tmg) berumur Miosen Awal-Tengah, Formasi Lakat (Tom<sub>l</sub>) berumur Miosen Awal, Formasi Talang Akar (Tom<sub>t</sub>) berumur Oligosen Akhir-Miosen Awal, Formasi

Kelesa (Teok) berumur Eosen/Paleosen-Oligosen Awal, Formasi Lahat (Teol) berumur Eosen/Paleosen-Oligosen Awal. Urutan Batuan Kuarter antara lain Aluvium (Qa) berumur Holosen, Endapan Rawa (Qs) berumur Holosen, Endapan Undak Sungai (Qt) berumur Plistosen Akhir-Holosen, Formasi Bukit Runjung (Qvb) berumur Plistosen. Daerah penelitian termasuk kedalam beberapa Formasi yaitu Formasi Talang Akar (Tomt), dan Formasi Gumai (Tmg) (Gambar 4).



**Gambar 4.** Peta Geologi dan Stratigrafi Daerah Penelitian dipotong dari Peta Lembar Muarabungo Skala 1 : 250.000 modifikasi dari Simandjuntak., et al (1994)

Secara regional ada beberapa Formasi yang menyusun Cekungan Sumatra Selatan pada Lembar Muarabungo, menurut De Coster (1974) diantaranya :

### **1. Formasi Lemat/Lahat (Teol)**

Formasi Lahat berumur Eosen/Paleosen - Oligosen Awal mewakili awal siklus pengendapan Tersier di Cekungan Sumatra Selatan, bagian bawah formasi ini disusun oleh breksi vulkanik dan aglomerat dengan fragmen utama berupa batuan beku andesit/basaltis, tufan dan batupasir tufaan, kadang dijumpai intrusi dan sisipan lava. Endapan Formasi Lahat ini sangat potensial menjadi sumber hidrokarbon, dengan munculnya endapan serpih bewarna hitam kecokelatan dan kaya akan bahan organik dan lapisan barubara yang mengisi dasar cekungan. Serpih ini diendapkan pada lingkungan danau.

### **2. Formasi Talang Akar (Tomt)**

Formasi Talangakar berumur Oligosen Akhir – Miosen Awal, terdiri atas perlapisan batupasir konglomeratan, batupasir berukuran kasar-halus, batulanau, batulempung, dan serpih dengan sisipan batubara. Lingkungan pengendapan dari Formasi Talangakar diperkirakan terbentuk pada lingkungan transisi-laut dangkal (Ryacudu, 2005). Sedimen Formasi Talang akar ini umumnya berubah dari lingkungan fluvial pada bagian bawah, berangsur ke arah atas menjadi lingkungan deltaik dan laut dangkal. Sedimen ini terdiri dari butiran yang berukuran halus sampai kasar, kadang-kadang dijumpai konglomerat, pemilahan bagus relatif bersih, berlapis tebal dan memiliki porositas baik. Formasi Talang Akar bagian bawah merupakan reservoir dengan kualitas paling baik di Cekungan Sumatra Selatan. Kontak Formasi Talang Akar dengan Formasi Lahat adalah tidak selaras di bagian tepi cekungan dan selaras dengan Formasi Gumai.

### **3. Formasi Gumai (Tmg)**

Menurut Ryacudu (2005) formasi ini mewakili fase transgresi maksimum di Cekungan Sumatra Selatan. Formasi ini secara umum terdiri atas sedimen klastik halus berupa serpih, napal, batulempung gampingan, dan batulanau dengan kandungan foraminifera plankton yang melimpah. Formasi Gumai diendapkan pada lingkungan laut terbuka dan berumur Miosen Awal - Miosen Tengah. Selama puncak transgresi, pengendapan serpih glaukonitan mendominasi seluruh cekungan dan membentuk batuan penyekat regional. Kemudian, progradasi endapan delta

terjadi di seluruh cekungan dan selanjutnya digantikan oleh endapan transisi dan kemudian oleh endapan serpih laut.

#### **4. Formasi Airbenakat (Tma)**

Menurut Ryacudu (2005) formasi ini disusun oleh perselingan batupasir batulanau yang ditandai dengan kelimpahan glaukonit dan limonit serta kandungan fosil foraminifera besar dan formasi ini berumur Miosen Tengah – Miosen Akhir. Formasi Airbenakat diendapkan pada lingkungan sublitoral. Kondisi laut dalam yang berlangsung pada akhir Miosen Tengah secara bertahap digantikan oleh kondisi laut dangkal pada Miosen Akhir yang dicirikan dengan diendapkannya Formasi Air Benakat. Batupasir reservoir endapan laut dangkal berkualitas tinggi secara luas diendapkan di Cekungan Sumatra Selatan. Pada tepian cekungan, berkembang kondisi laut dangkal dan daratan. Sebagai hasil dari kegiatan magmatik di Perbukitan Barisan, sebagian dari batupasir ini mengandung material vulkanik yang cukup tinggi. Hal ini dapat dibuktikan terutama di bagian barat dimana kualitas reservoir menjadi semakin buruk.

#### **Struktur Geologi**

Terdapat 2 pola sesar yang mencirikan sub-cekungan Jambi, yaitu pola sesar berarah NE-SW yang diperkirakan terbentuk pada periode Kapur Akhir – Tersier Awal dan pola sesar yang terbentuk pada periode tektonik terakhir (Plio-Pleistosen). Patahan NE – SW yaitu patahan tua yang aktif kembali pada kala Miosen yang terlihat dari penebalan Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai. Pola sesar pertama diperkirakan berumur Kapur Akhir – Tersier Awal berupa sesar normal tumbuh (*growth fault*) yang aktif dan mengontrol hingga pengendapan Formasi Gumai. Pada Plio-Pleistosen sesar tersebut mengalami peremajaan menjadi sesar geser (*Strike slip Fault*) secara sinistral. Pola sesar kedua, berarah NW-SE terbentuk pada Plio-Pleistosen. Pola sesar ini membentuk jalur-jalur antiklin berarah Barat Laut – Tenggara.

Menurut Bishop (2001), hidrokarbon di Sumatra Selatan, Lahat dan Talang Akar-Cenozoic, berasal dari kedua batuan sumber laustrin dari Formasi Lahat dan batubara terestrial dan batuan sumber serpih batubara dari Formasi Akar Talang. Batuan sumber lakusus disimpan di kompleks setengah perampasan sedangkan batubara dan batubara berikutnya disimpan dan diperpanjang melampaui batas

setengah perampasan. Batu Raja Batu Kapur dan Formasi Gumai serpihan juga dapat matang dan telah menghasilkan hidrokarbon di daerah setempat.

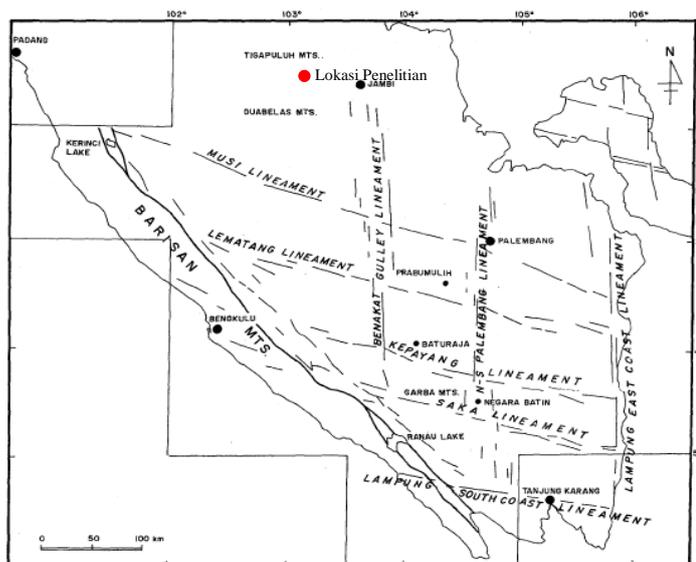
Secara umum daerah penelitian termasuk dalam cekungan sumatra selatan, dengan arah utama struktur geologi yang berkembang di kawasan Cekungan Sumatra Selatan dapat dibedakan menjadi empat pola, yakni:

1. Struktur berarah timurlaut - baratdaya (Pola Jambi)

Ryacudu (2005) struktur berarah timurlaut - baratdaya, sangat jelas teramati di Sub-Cekungan Jambi. Terbentuknya struktur dengan pola timurlaut - baratdaya di daerah ini berasosiasi dengan terbentuknya sistem *graben*. Selain di kawasan Jambi, arah umum struktur dengan pola ini juga berkembang di daerah Sub-Cekungan Sumatra Selatan yang lain, misalnya Rendahan Tanjung Miring (Gambar 5).

2. Struktur berarah barat - baratlaut – timur - tenggara (Pola Lematang)

Pulunggono., et al (1992) arah umum pola struktur ini dikenal sebagai bagian dari sistem Sesar Lematang yang sangat dominan dijumpai di daerah Sub-Cekungan Palembang. Analisis SAR di kawasan Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 5), memperlihatkan beberapa sistem sesar yang sejajar dengan Sesar Lematang, yaitu: Sesar Musi, Kepayang, Saka, dan Pantai Selatan Lampung. Manifestasi struktur Pola Lematang saat ini berupa perlipatan yang berasosiasi dengan sesar naik yang terbentuk akibat gaya kompresi Plio-Pleistosen (Ryacudu, 2005).



**Gambar 5.** Arah Trend Kelurusan Struktur Mayor Pada Cekungan Sumatra Selatan (Pulunggono., et al 1992)

3. Struktur berarah utara - selatan (Pola Sunda)

Pulunggono., et al (1992) sebagaimana halnya Cekungan Sumatra Tengah dan Cekungan Sumatra Utara, di Cekungan Sumatra Selatan juga dijumpai adanya sistem sesar dengan pola berarah utara - selatan (pola sunda). Sistem sesar yang berarah utara - selatan di kawasan ini adalah : Sesar Benakat – Gully – Kikim – Palembang, dan Pantai Timur (Gambar 5).

4. Struktur berarah baratlaut - tenggara (Pola Sumatra)

Pulunggono., et al (1992) sistem sesar berarah baratlaut-tenggara ini dikenal sebagai bagian dari sistem Sesar Sumatra. Sistem sesar ini terutama berkembang di sepanjang jalur Perbukitan Barisan, yang sekaligus merupakan batas sebelah selatan dan barat Cekungan Sumatra Selatan. Berdasarkan peta geologi regional lembar Muarabungo, Jambi, Sarolangun, dan Palembang, secara umum struktur geologi yang berkembang di wilayah ini dapat dibedakan menjadi tiga pola utama, yakni pola struktur yang berarah baratlaut - tenggara, timurlaut - baratdaya, dan utara - selatan. Pola struktur yang berarah baratlaut - tenggara umumnya berkembang sebagai perlipatan (antiklin dan sinklin) serta sesar naik. Pola struktur yang mempunyai arah timurlaut - baratdaya umumnya berkembang sebagai sesar - sesar mendatar. Untuk pola struktur yang berarah utara - selatan terutama berkembang sebagai sesar - sesar normal dari sistem *graben*-nya (Gambar 5).

Simandjuntak (1991), mengelompokkan peristiwa deformasi pada lembar Muarabungo menjadi tiga yaitu Deformasi D1, Deformasi D2, dan Deformasi D3. Deformasi D1, menyebabkan batuan terlipat ulang dimana lipatan awal rebah asimetris berarah baratlaut-tenggara. Kemudian terlipat ulang dengan lipatan tahap kedua berarah timur-barat, dan terjadi deformasi kembali yang membentuk lipatan tegak berarah baratlaut-tenggara. Deformasi D2, menyebabkan perlipatan ulang lapisan-lapisan dan kekar pada D1 dalam batuan pra-Tersier. Membentuk lipatan terbuka sampai tertutup, tegak, dengan sudut antar kaki  $90^\circ$  yang pada umumnya merupakan lipatan simetris, namun pada deformasi ini tidak dijumpai kekar menerus. Deformasi D3, mempengaruhi semua batuan berumur lebih muda dari Holosen dalam Lembar Muarabungo dan telah melipat ulang D1 dan berlapis

sepanjang lipatan tegak terbuka berarah baratlaut-tenggara dengan sudut antar kaki antara  $100^\circ$  sampai  $160^\circ$ . Tidak terdapat kekar dalam lipatan ini.

Simandjuntak (1991), menjelaskan pensesaran di dalam batuan pra-Tersier dan Tersier Lembar Muarabungo dapat dibagi menjadi empat arah sesar dan kekar utama yaitu baratbaratlaut-timurtenggara, baratlaut-tenggara, timurlaut-baratdaya, dan timurtimurlaut-baratbaratdaya.

Sesar baratlaut-tenggara, sesar-sesar ini pada umumnya membentuk batas utara-timurlaut dan barat-baratdaya terhadap alas tinggian pra-Tersier dan merupakan salah satu unsur untuk cekungan sedimen Tersier, sesar ini memiliki panjang sampai dengan 75 Km tersebar diseluruh Lembar.

Sesar timurlaut-baratdaya, sesar-sesar ini tidak terlalu tampak kuat dan tegas dengan panjangnya yang jarang melebihi 20 Km. Tetapi data bawah permukaan menunjukkan bahwa sesar tersebut membentuk batas utama antara cekungan-cekungan sedimen tersier dan alas tinggian yang terletak diantaranya. Dan dengan demikian menunjukkan perpindahan vertikal yang jelas yang berumur tersier awal (De Coster 1974).

Sesar baratbaratlaut-timurtenggara, sesar-sesar ini memotong sesar yang berarah baratlaut-tenggara dan timurlaut-baratdaya. Holder (1990) dalam Simandjuntak (1991) menyatakan bahwa perpindahan struktur tersebut adalah sinistral dan berkaitan dengan tekanan yang berarah timurtimurlaut-baratbaratdaya.

Holder (1990) dalam Simandjuntak (1991), menjelaskan sesar-sesar timurtimurlaut-baratbaratdaya merupakan pasangan sesar-sesar yang relatif kecil, umur dan sejarah perpindahannya tidak banyak diketahui karena langkanya data lapangan. Ditempat lain di Sumatra bagian selatan, sesar-sesar ini membentuk zona yang menonjol ke samping, terletak berjauhan, dan erat hubungannya dengan penempatan gunungapi kuarter. Mungkin sesar-sesar tersebut merupakan perluasan dan bersambungan dengan tekanan berarah timurtimurlaut-barat-baratdaya pada Tersier Akhir sampai Kuarter.

## **1.2 Dasar Teori**

### **Petroleum Sistem**

Sebuah sistem perminyakan mencakup pod batuan sumber aktif dan semua minyak dan gas terkait dan mencakup semua elemen dan proses penting yang

diperlukan agar akumulasi minyak dan gas tetap ada. Unsur-unsur penting adalah batuan sumber (*source rock*), batuan reservoir (*reservoirs rock*), batuan penutup (*cap/seal rock*), dan overburden, dan proses termasuk pembentukan perangkap dan generasi-migrasi-akumulasi minyak bumi. Semua unsur-unsur penting harus ditempatkan dalam ruang dan waktu sehingga proses yang diperlukan untuk membentuk akumulasi minyak bumi dapat terjadi (Magoon & Dow, 1994).

Menurut Waples (1985) pengertian batuan induk dapat dibedakan menjadi tiga yaitu:

1. Batuan induk efektif (*effective source rock*) adalah setiap batuan induk yang telah membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon.
2. Batuan induk yang memungkinkan (*possible source rock*) adalah setiap batuan sedimen yang belum pernah dievaluasi potensinya, tetapi mempunyai kemungkinan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon.
3. Batuan induk potensial (*potential source rock*) adalah setiap batuan sedimen belum matang yang mempunyai kemampuan membentuk dan mengeluarkan hidrokarbon jika kematangannya bertambah tinggi.

### **Migas Nonkonvensional**

Migas nonkonvensional adalah minyak dan gas bumi yang terkandung dalam batuan induk itu sendiri maupun yang telah bermigrasi dan berkumpul pada batuan lainnya (reservoir) yang berdekatan, dengan karakteristik permeabilitas rendah-sangat rendah. Untuk memproduksi migas nonkonvensional diperlukan teknologi tinggi dan biaya yang lebih besar, yaitu teknologi produksi tersier (*tertiary oil recovery*) dengan cara pemboran horizontal (*horizontal drilling*) kemudian pembuatan rekahan dengan cara menembakkan fluida campuran air dan zat kimia dalam lapisan target (*hydraulics fracturing*) sehingga minyak dapat dialirkan melalui rekahan-rekahan tersebut dan dipompa ke atas permukaan (Parwata, 2015).

Peraturan Menteri ESDM Tetapkan Permen ESDM No 5 (2012) Tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran WK Migas Non Konvensional menyatakan pengertian migas nonkonvensional adalah minyak dan gas bumi yang diusahakan dari reservoir tempat terbentuknya migas dengan permeabilitas yang rendah (*low permeability*) antara lain *shale oil*, *shale gas*, *tight sand gas*, gas metana batubara

dan *methane-hydrate*, dengan menggunakan teknologi tertentu seperti *fracturing* (membuat rekahan).

Dalam artikel Pertamina (2013) menyatakan bahwa di Indonesia memiliki potensi hidrokarbon nonkonvensional (*shale gas*) lebih besar dibandingkan dengan gas konvensional. Saat ini di Indonesia terdapat tujuh cekungan yang mengandung hidrokarbon nonkonvensional terutama *shale gas*. Cekungan terbanyak berada di Sumatra seperti Baong Shale (Cekungan Sumatra Utara), Telisa Shale (Cekungan Sumatra Tengah, dan Gumai Shale (Cekungan Sumatra Selatan).

Dalam Tucker (1981) menyatakan bahwa serpihan minyak adalah kelompok batuan yang beragam yang mengandung bahan organik yang sebagian besar tidak larut dalam pelarut organik, tetapi itu dapat diekstraksi dengan pemanasan (distilasi). Serpihan minyak mengandung sejumlah besar bahan anorganik sebagian besar terdiri dari lumpur kuarsa dan mineral lempung. Serpihan minyak juga dapat didefinisikan berdasarkan jenis bahan organik yang ada. Proporsi total bahan organik dalam serpihan, karbonat, dan batu pasir rata-rata 2,1%, masing-masing sebesar 0,29%, dan 0,05%.

Serpih adalah batuan penghasil minyak dan batuan yang menghemat minyak. Sejauh ini, sebagian besar minyak serpih di produksi industri berasal dari serpihan lumpur yang retak. Tidak ada produksi skala besar yang dilaporkan secara benar-benar mudstone atau serpihan matriks bebas fraktur. Namun, menurut teori pengusiran generasi hidrokarbon saat ini, sekitar 40% dari *oil* yang dihasilkan oleh batuan sumber akan ditahan (Zou, 2017).

Karena ukuran biji-bijian halus mereka membatasi penggunaan teknik mikroskop, analisis kimia adalah salah satu sumber utama data tentang komposisi serpihan. Menurut Pettijohn (1975), silika adalah konstituen dominan lempung dan serpihan. Alumina adalah konstituen penting dari mineral lempung, serta komponen alumino-silikat detrital - terutama feldspars. Zat besi dalam serpihan hadir sebagai pigmen oksida, sebagai bagian dari klorin dan lempung lainnya, dan sangat sebagai pirit, marcasite, siderite, atau authigenic iron silikat (chamosite).

### **Karakteristik Serpih (*Shale*)**

Batuan serpih pada Formasi Gumai menurut Doust & Nobel (2008) merupakan batuan penutup (*seal*) regional yang sangat baik untuk formasi deltaik

dengan ketebalan serpihnya mencapai 2 km. Penutup serpih intra-formasi adalah khas dari urutan deltaik, di mana mereka biasanya bertindak sebagai penutup atas untuk pasir yang diselingi atau, dalam kombinasi dengan patahan, sebagai batuan penutup samping untuk penutupan sesar. Selain itu serpih Formasi Gumai memiliki nilai TOC (*total organic carbon*) yang cukup baik sebagai reservoir.

Dalam artikel Patra, et al (2012) menyatakan bahwa geometri miring memungkinkan hidrokarbon yang dihasilkan dari batuan sumber Formasi Gumai untuk pindah ke batu reservoir yang berdekatan. Oleh karena itu Formasi Gumai tidak hanya bertindak sebagai batu segel tetapi juga bertindak sebagai batu sumber aktif. Batuan segel sebagai sedimen yang lebih muda tidak dipungkiri juga memiliki potensi yang baik sebagai batu sumber.

Batuan sedimen *Argillaceous* merupakan batuan sedimen yang tersusun oleh material sedimen berukuran lebih halus dari pasir yang mendominasi. Sedimen dengan ukuran yang lebih halus dari pasir, tetapi lebih kasar dari lempung diklasifikasikan sebagai lanau (*silt*). Baik lanau maupun lempung dikategorikan sebagai lumpur (*mud*). Endapan lanau yang telah membatu disebut batu lanau (*siltstone*), sedangkan endapan material berukuran lumpur yang telah membatu dan tidak berstruktur laminasi membentuk batu lumpur (*mudrock*). Apabila batu lumpur tersebut berstruktur laminasi dan *fissile* (menyerpih), batuan tersebut dinamakan dengan serpih (*shale*). Sekitar 1/3 sampai 2/3 bagian dari batuan serpih tersusun oleh partikel berukuran lempung dan sisanya tersusun oleh lanau. Penyerpihan pada serpih dihubungkan oleh susunan partikel mineral-mineral pipih (*flaky*). Serpih hitam merupakan serpih yang kaya akan material organik dengan struktur utama yang benar-benar menyerpih, sedangkan serpih karbonatan tidak didominasi oleh struktur menyerpih seperti halnya serpih hitam (Surjono & Amijaya, 2017).

Menurut Halliburton (2001), menyatakan bahwa serpih (*shale*) adalah jenis batuan sedimen detrital yang dibentuk oleh konsolidasi termasuk lempung, lumpur, dan lanau yang memiliki struktur berlapis atau stratified sejajar dengan *bedding*. Shale biasanya berpori dan mengandung hidrokarbon tetapi umumnya tidak menunjukkan Permeability. Oleh karena itu, mereka biasanya tidak membentuk reservoir tetapi membuat topi yang sangat baik Batu. Jika serpihan retak, itu akan memiliki potensi untuk menjadi reservoir.

Menurut Pettijohn (1975) serpih (*shale*) sebagai batuan detritus yang partikel-partikel penyusunnya memiliki diameter kurang dari  $\frac{1}{16}$  mm. Dengan demikian, menurut definisi ini, istilah serpih mencakup batulanau dan batuan lain yang biasa disebut serpih. Walau demikian, kebanyakan peneliti membagi material halus ke dalam dua kategori, yakni lanau dan lempung, yang berturut-turut menjadi material penyusun batulanau dan batulempung. Serpih mengandung berbagai mineral yang mendominasi seperti yang terlihat pada tabel 2.

**Tabel 2.** Rata-rata Mineral Pada Shale (Pettijohn, 1975)

Mineral	Persentase (%)
Lempung	58
Kuarsa	28
Feldspar	6
Karbonat	5
Oksida Besi	2

Dalam Surjono & Amijaya (2017) menjelaskan  $\text{SiO}_2$  dan  $\text{Al}_2\text{O}_3$  merupakan unsur yang dominan yang ada pada serpih, sedangkan  $\text{H}_2\text{O}$  dan  $\text{CO}_2$  hanya menyusun sekitar 10% dalam serpih. Oksida lainnya seperti  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{FeO}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{MgO}$ , dan  $\text{CaO}$  diperkirakan menyusun sekitar 15 – 20% pada serpih umumnya. Kandungan Posasium (Kalium Karbonat =  $\text{K}_2\text{O}$ ) secara umum akan melampaui soda ( $\text{Na}_2\text{O}$ ).

Untuk mengilustrasikan komposisi kimia serpih dalam Potter, et al (1980) bandingkan komposisi kimia dalam serpihan dengan yang ada dalam batu pasir (tabel 3). Komposisi besar  $\text{SiO}_2$  mencapai 58%, serpih memiliki sejumlah besar komponen lain dan oleh karena itu harus memberikan banyak peluang untuk skema klasifikasi berdasarkan komposisi lain menggunakan analisis petrologi serpih itu sendiri (optik atau sinar-X).

**Tabel 3.** Rata-Rata Komposisi utama Kimia Serpih dan Batupasir (Data dari Pettijohn 1975, dalam Potter, et al ,1980)

	Avarage shale (%)	Orthoquartzite (%)	Graywacke (%)	Arkose (%)
$\text{SiO}_2$	58,10	95,4	66,7	77,1
$\text{Al}_2\text{O}_3$	15,40	1,1	13,5	8,7
$\text{Fe}_3\text{O}_3$	4,02	0,4	1,6	1,5
$\text{FeO}$	2,45	0,2	3,5	0,7

MgO	2,44	0,1	2,1	0,5
CaO	3,11	1,6	2,5	2,7
Na <sub>2</sub> O	1,30	0,1	2,9	1,5
K <sub>2</sub> O	3,24	0,2	2,0	2,8
CO <sub>2</sub>	2,63	1,1	1,2	2,8
C	0,80	-	0,1	-
H <sub>2</sub> O	5,00	0,3	3,0	0,9

Disamping mineral lempung, beberapa butiran kuarsa, feldspar, mineral karbonat, serta material organik juga lazim ditemukan pada serpih. Serpih dapat diklasifikasikan berdasarkan warnanya, yang mencerminkan komposisi kimiawinya. Dengan adanya peningkatan perbandingan  $Fe^{3+}/Fe^{2+}$ , warna serpih akan berubah dari abu-abu menjadi merah, melalui warna kuning dan hijau (McBride, 1974 dalam Surjono & Amijaya, 2017).

Shales dapat membentuk sumber, reservoir, dan segel di cekungan hidrokarbon (Slatt, 2002) dalam (Wood, 2012). Salah satu alam kontras besar adalah bahwa porositas serpih mungkin cukup tinggi, sedangkan permeabilitas biasanya sangat rendah. Empat mineral utama menyusun mineralogi lempung: illit, smectite, montmorillonite, dan klorit. Serpihan tambahan komposisi dibentuk dengan bahan organik.

Shale adalah batu yang terdiri terutama dari ukuran tanah liat biji-bijian mineral dan juga disebut batu lumpur. Ini adalah batuan sedimen yang biasanya terbentuk dari pepadatan setidaknya 50% partikel ukuran lumpur dan tanah liat. Itulah sebabnya serpihan juga dikenal sebagai batu lumpur. Pada kenyataannya serpihan adalah kombinasi mineral tanah liat (*illite*, *kaolinite*) dan *non clay mineral* seperti assilika (kuarsa) dan karbonat (kalsat atau dolomit). Ini juga dapat mengandung organik bahan, oksida besi dan biji-bijian mineral berat. Batu terdiri dari lapisan yang sangat tipis dan memiliki tempat tidur tipis baik batu pasir orlimestone. Serpihan ditargetkan sebagai reservoir gas potensial. kualitas shale reservoir tergantung pada ketebalan dan luasnya, kandungan organik, termal kematangan, kedalaman dan tekanan, saturasi cairan, dan permeabilitas, di antara faktor-faktor lainnya. Serpih bisa menjadi sumber, reservoir, dan segel untuk gas alam.

Waples (1985) menyatakan, kuantitas material organik biasanya dinyatakan dengan terminologi *total organic carbon* (TOC). Efisiensi keseluruhan dari konversi karbon organik dalam batuan induk menjadi karbon dalam akumulasi minyak dan gas bumi komersial adalah rendah, umumnya kurang dari 15 wt%. TOC

diukur dalam satuan persen pada batuan dengan kondisi kering. Karena densitas material organik sekitar setengah dari lempung dan karbonat, maka persen volume material organik adalah dua kali persentase TOC.

Waples membuat skala standar untuk interpretasi batuan induk berdasarkan nilai TOC (tabel 4) berdasarkan Peters & Cassa 1994. Batuan yang memiliki nilai TOC kurang dari 0.5% dikelompokkan sebagai sumber potensial hidrokarbon yang buruk, atau tidak berpotensi. Jumlah hidrokarbon yang terbentuk akan sedikit dan jarang terjadi pelepasan (exclusion). Batuan induk dengan nilai TOC 0.5% hingga 1,0% dianggap berpotensi kecil. Batuan tidak berfungsi sebagai batuan induk efektif. Namun, dapat berpotensi untuk melepaskan sejumlah kecil hidrokarbon.

Batuan dengan nilai TOC lebih dari 1.0% memiliki potensial yang besar. Batuan dengan nilai TOC 1% hingga 2% biasanya berasosiasi dengan lingkungan pengendapan dengan kondisi antara oksidatif dan reduktif, dimana preservasi material organik kaya lipid terjadi. Nilai TOC di atas 2% sering menunjukkan lingkungan reduktif dengan potensial sumber yang baik (Petter, 1986).

Kuantitas TOC erat kaitannya dengan ukuran partikel sedimen. Sampel batuan dari Viking Shale, Alberta, Kanada dianalisis kandungan TOC (Hunt, 1996). Pada sedimen ukuran lempung mencapai 5.32% dan sedimen ukuran lanau mencapai 1.47%. Tingginya nilai TOC dalam sedimen adalah karena preservasinya, bukan karena produktivitas organiknya. Preservasi terendah berada pada daerah pesisir yang memiliki energi tinggi, menyebabkan tingginya kandungan oksigen yang intensif mendegradasi, baik kimiawi maupun biologis TOC. Jadi, dapat disimpulkan bahwa TOC tinggi terdapat pada sedimen berukuran halus dan TOC rendah pada sedimen kasar.

**Tabel 4.** Interpretasi semi-kuantitatif untuk batuan induk berdasarkan persen berat TOC (Peters & Cassa, 1994)

Kekayaan Material Organik	TOC (wt. %)
Rendah	0 – 0,5
Sedang	0,5 – 1
Baik	1 – 2
Sangat Baik	2 – 4
Sangat Baik Sekali	>4

### **Prinsip Analisis Petrografi**

Dalam Boggs (2009) mikroskopi petrografi telah menjadi alat penting untuk studi petrologis sejak Henry Clifton Sorby memelopori cabang baru geologi, "petrografi mikroskopis," pada tahun 1849; Namun mikroskopi petrografi hanya salah satu dari banyak teknik yang tersedia untuk studi laboratorium batuan sedimen. Beberapa teknik, seperti saringan dan analisis pipet untuk sedimen penentuan ukuran biji-bijian, adalah metode yang diuji waktu yang telah ada selama beberapa dekade. Teknik lain seperti X-radiografi struktur sedimen, studi bentuk biji-bijian melibatkan analisis Fourier yang dibantu komputer, mikroskop elektron partikel yang sangat kecil - termasuk mikroskop elektron backscattered, studi cathodoluminescence karbonat dan silikat, dan analisis kimia sedimen dengan teknik seperti X-ray fluorescence dan ICP (spektrometri emisi plasma argon yang digabungkan secara induktif) sebanding perkembangan terbaru.

### **Prinsip Analisis TOC (*Total Organic Carbon*)**

Untuk mengetahui potensi dan kematangan termal hidrokarbon pada batuan sumber hidrokarbon, dilakukan analisis geokimia organik yang terdiri atas kandungan organik karbon (TOC). TOC merupakan parameter yang diukur dalam satuan persen dimana TOC ini merupakan persentase karbon organik dari total berat batuan contoh (Clayton, 2005). Persen berat dari total organik karbon dapat diinterpretasikan sebagai kekayaan kandungan dari batuan dengan suatu skala.