

## DAFTAR ISI

Halaman Judul .....	i
Halaman Pengesahan .....	ii
Identitas Penelitian .....	iii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
DAFTAR TABEL .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
DAFTAR GAMBAR.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
RINGKASAN PENELITIAN .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
BAB 1. PENDAHULUAN.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>4.1 Ketersediaan Data</b> .....	<b>11</b>
<b>4.2 Geologi Regional</b> .....	<b>11</b>
1. Sub Cekungan Jambi.....	11
2. Sub Cekungan Palembang Utara .....	11
3. Sub Cekungan Palembang Selatan .....	11
4. Sub Cekungan Palembang Tengah .....	11
<b>4.3 Petroleum System Regional Cekungan Sumatra Selatan</b> .....	<b>16</b>
<b>4.4 Analisis Laboratorium</b> .....	<b>20</b>
<b>4.5 Analisis Petrofisika</b> .....	<b>40</b>
BAB 5. KESIMPULAN SEMENTARA.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
BAB 6. RENCANA TINDAK LANJUT .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
DAFTAR PUSTAKA.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>LAMPIRAN 1. ROAD MAP PENELITIAN</b> .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
<b>LAMPIRAN 2. LUARAN PENELITIAN</b> .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Tata waktu dan Tempat Penelitian .....	10
Tabel 4.1 Raw data dari sumur #18.....	11
Tabel 4.2 Hasil Routine Core Analysis (RCAL) dari core yang diambil pada sumur #18.....	24
Tabel 4.3 Klasifikasi batuan mixed-pyroclastic dan epiklastik (Schmid, 1981) .....	28
Tabel 4.4 Resume deskripsi petrografi sumur #18 (2957 – 4648).....	28
Tabel 4.5 Resume deskripsi petrografi sumur #18 (5457' – 5789').....	32
Tabel 4.6 Analisa XRD .....	35
Tabel 4.7 Sampel yang dianalisis di Sumur #18.....	36
Tabel 4.8 Distribusi foraminifera Sumur #18.....	37

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 4.1 Elemen tektonik dan keterdapatan cekungan di Pulau Sumatera (Heidrick & Aulia, 1993)	12
Gambar 4. 2 Skema kronostratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)	16
Gambar 4.3 Grafik petroleum system pada Sub Cekungan Palembang Tengah (Argakoesoemah dan Kamal, 2004)	19
Gambar 4.4 Play hidrokarbon pada bagian utara dan tengah Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974)	19
Gambar 4.5 Grafik hubungan porositas dan permeabilitas to air pada kondisi ambien interval core #1	25
Gambar 4.6 Grafik hubungan porositas dan permeabilitas Klinkenberg pada kondisi ambien interval core #125	25
Gambar 4.7 Grafik hubungan porositas dan permeabilitas to air pada kondisi NOB interval core #1	26
Gambar 4.8 Grafik hubungan antara porositas dengan permeabilitas klinkenberg pada kondisi NOB interval core #1	26
Gambar 4.9 Klasifikasi batuan sedimen secara petrografi (Pettijohn, 1975)	27
Gambar 4.10 Foto Dolomitic Arkosic Arenite kedalaman 4648 feet, Batuan disusun oleh butiran detritus berukuran pasir sedang, terpilah baik kemas terbuka, dengan bentuk seolah floating di antara semen dolomit. Butiran didominasi oleh feldspar, pada tepian butiran semen dolomit tumbuh sebagai <i>pore lining cement</i> seperti yang ditunjukkan pada AB2 - AB4. Porositas yang berkembang hanyalah porositas sekunder hasil pelarutan seperti yang ditunjukkan oleh warna biru pada gambar.	29
Gambar 4.11 Foto Tuffaceous Lithic Arenit kedalaman 3038 feet, Batuan disusun oleh butiran berukuran 0.2-0.8 mm, terpilah menengah-buruk, kemas tertutup (long contact, concavo convex), hadir suture contact (tanda panah hijau) sebagai bukti kompaksi pada batuan. Butiran didominasi oleh litik vulkanik berupa fragmen andesitik (B5, H4, M5-N5, L6-M6) dan fragmen tuff (F5-F6, HJ5-HJ6, M5-N6, E7-F8), hadir pula feldspar (A4, A5, B6, D9-D10, H3-J3, G10, K3, N2), dan kuarsa (C4-C5, E3-F3, K7-L7, N9-P9). Butiran kuarsa hadir sebagai monokristalin kuarsa dengan bentuk embayment (K9-L9). Matriks disusun oleh lempung dan material tuffan (L8-N9)	30
Gambar 4.12 Foto Tuffaceous Lithic Arenit kedalaman 3544 feet, Batuan disusun oleh butiran berukuran 0.3-1,8 mm, terpilah menengah-buruk, kemas tertutup (long contact, concavo convex). Butiran terdiri dari dominan litik vulkanik, hadir fragmen tuff berukuran kasar (KP1-JP9, FJ1-FH2, (EJ1-FH2, JP1-JP10) dengan bentuk membulat dan berukuran kasar, plagioklas (A10-B10, C8, C7, F7, FG8-FG9, H10-J10), K-feldspar (EF3-EF4, H3), kuarsa (BD3-BC6, D8-E7, G6-G7, G4-H4, D1-D2, F3). Butiran plagioklas beberapa menunjukkan zoning dan butiran <i>embayment</i> menunjukkan source sedimentasi yang berasal dari batuan vulkanik.	30
Gambar 4.13 Foto sayatan tipis kedalaman 3508 feet Batuan menunjukkan tekstur <i>grain supported</i> , terpilah baik, kemas terbuka, beberapa butiran menunjukkan point contact, concavo convex contact. Butiran didominasi oleh Feldspar dan fragmen litik vulkanik (B2-B3, D4, J2-J3, J4-J5, K7-K8). Terlihat butiran feldspar (C1, C2-C3, B4, B8, D8, D9-D10, F1, F3-F4, J7, L5-L6, M3, M9-M10) yang sebagian besar telah larut, terekahkan, membentuk <i>grain fractured</i> dan porositas intragranular. Di beberapa tempat terlihat butiran kuarsa yang hadir dengan bentuk <i>embayment</i> (A6-B6, G8-G9, H7, K2-K3, M7). Terlihat hadir framboidal pyrite yang tersebar di antara butiran sebagai material autogenic yang mengindikasikan lingkungan pengendapan kondisi reduksi. Batuan menunjukkan “oversized” porositas dtunjukkan oleh butiran-butiran dengan bentuk korosif hasil dari penggantian-pelarutan, beberapa butiran juga terlihat “floating” di antara porositas intergranular.	31
Gambar 4.14 Foto Calcareous Arkosic Arenite kedalaman 3517 feet, Batuan menunjukkan kemas terbuka dengan butiran yang seolah floating di atas semen kalsit. Butiran berukuran pasir sedang (0.3)terpilah sedang-buruk (0.3-1.3. Butiran kuarsa (EH3-EG5, KL1-KL2, G7-G8, F9-G9, C5-C6) seluruhnya hadir sebagai monokristalin kuarsa yng menunjukkan bentuk embayment (tanda panah merah) mengindikasikan source sedimentasi berasal dari batuan vulkanik asam (dasitik). Adapun butiran didomintasi oleh K- feldspar yang beberapa di antaranya mengalami pelarutan intragranular (A2-B2, A5, A9-B9, J8, J3), plagioklas dengan bentuk korosif abrasif (A3-A4, D6, C2, H4, NP4-NP5, P10, M10), litik vulkanik (F6-G5, B1-C1), litik sedimen (DF6-	

D9, F1-G1). Semen kalsit hadir secara melimpah mengisi rongga antar butir, kemudian di beberapa bagian larut membentuk porositas vuggy seperti yang ditunjukkan oleh warna biru pada gambar. ....	32
Gambar 4.15 Foto Calcareous Feldspathic Wacke kedalaman 5777 feet, Laminasi teramati jelas dalam sayatan, terdiri dari perlapisan pasir silisiklastik dan pasir karbonatan berukuran pasir sangat halus-halus (0.05-0.2 mm). Butiran terpilah baik, menunjukkan kemas tertutup dengan kontak antar butiran didominasi oleh <i>long contact</i> dan <i>point contact</i> , beberapa butiran menunjukkan suture contact sebagai hasil diagenesa kompaksi. Butiran feldspar didominasi oleh plagioklas hadir pula kuarsa, fragmen litik batuan sedimen (batulempung/batulanau), fragmen litik batuan vulkanik (andesit), glaukonit, mineral mika dan mineral opak; serta butiran skeletal berupa planktonik yang hadir dalam jumlah banyak.....	34
Gambar 4.16 Foto Calcareous Arkosic Arenite kedalaman 5472 feet, butiran berukuran pasir menengah-kasar (0,3-1,1 mm), terpilah buruk dengan kontak terbuka antar butiran. Butiran terdiri dari feldspar plagioklas (B3-D4, B5, J5, D2-D, H6), kuarsa (D6, H7, E3, J1), litik vulkanik (K6-M9, H1, L6), litik sedimen (C1-C2, N1-N2, E4, D5), galukonit (K2) dan butiran plantonik yang telah tersemenkan oleh kalsit dan mineral opak (E7, F9, E6, E2, G3). Semen hadir berupa semen kalsit, semen silika, dan semen mineral lempung yang mengisi rongga antar butir dan juga melapisi butiran (cement coating grains). Porositas relatif tidak berkembang disini dan pori-pori sudah tersemenkan oleh semen kalsit.....	34
Gambar 4.17 Integrasi batuan inti dan log tali kawat.....	38
Gambar 4.18 Interval 5471.9-5472.25 ft: bagian bawah foto menunjukkan lag kasar dari glaukonit dan <i>mud clasts</i> . Laminasi lenticular dan bergelombang di bagian atas.....	39
Gambar 4.19 Interval 5767.00-5767.45 ft: batupasir interlaminasi dan serpih dengan laminasi lentikular dan bergelombang. Burrow berisi pasir di lamina serpih termasuk <i>Gyrolithes</i> .....	40
Gambar 4.20 Hasil analisis litologi pada Sumur #18 .....	41
Gambar 4.21 GR clean dan GR shale sumur #18.....	41
Gambar 4.22 Penentuan densitas dan neutron shale pada Sumur #18.....	42
Gambar 4.23 Parameter resistivitas air dan resistivitas .....	42
Gambar 4.24 Regresi porositas dan permeabilitas batuan inti .....	43

## RINGKASAN PENELITIAN

Secara administratif daerah penelitian terdapat di Kecamatan Sorolangun, Kabupaten Sorolangun, Provinsi Jambi. Daerah diketahui merupakan daerah yang terbukti sebagai penghasil hidrokarbon. Secara fisiografi, daerah ini terdapat pada bagian utara Cekungan Sumatera Selatan atau lebih tepatnya pada Central Palembang Sub Basin (Lee dkk., 2015). Pada tahapan eksplorasi yang dilakukan oleh pihak perusahaan yang memiliki kewenangan, muncul beberapa permasalahan yang perlu penyelesaian pada sumur #18 terkait dengan target reservoir. Beberapa permasalahan yang dijumpai mulai dari karakter target reservoir, penentuan lingkungan pengendapan, salinitas formasi, stratigrafi, dan beberapa permasalahan lainnya yang berkaitan dengan zona target. Untuk menjawab permasalahan tersebut maka perlu dilakukan penelitian terintegrasi dengan pendekatan konsep sedimentologi batuan inti, stratigrafi sikuen dan petrofisika. Maksud dari penelitian ini adalah melakukan analisis integrasi dari berbagai data yang didapat mulai dari data well logging, data RCAL (*Routine Core Analysis*), SCAL (*Special Core Analysis*), petrografi, XRD, SEM dan biostratigrafi pada sumur #18 untuk menjawab permasalahan yang ada. Dari hasil analisis tersebut dijadikan sebagai dasar untuk menentukan langkah selanjutnya dalam kelanjutan kegiatan eksplorasi migas pada daerah ini. Penelitian ini dilakukan dengan studi dan analisis integrasi dari beberapa data-data pengeboran. Dari integrasi beberapa analisis data tersebut, kemudian diinterpretasikan dan digunakan untuk menjawab berbagai permasalahan yang ada pada zona target penelitian sehingga didapat suatu pemahaman baru pada zona target penelitian. Secara lebih rinci ruang lingkup pembahasan atau batasan permasalahan tersebut meliputi: Penentuan batas atas dan bawah Formasi Air Benakat dan Gumai, analisis fasies dan lingkungan pengendapan serta dinamika sedimentasi menggunakan data batuan inti pada sumur #18, diintegrasikan dengan data well log, biostratigrafi dan petrografi. analisis petrofisika untuk mengetahui properti batuan, penentuan nilai SW, koreksi resistivity (fenomena *low resistivity*) dan koreksi salinitas untuk penentuan nilai saturasi air. Dengan kasus ini maka permasalahan yang ada di dalam penelitian ini berkaitan dengan peta jalan yang direncanakan, dimana penelitian sedimentasi dan petrofisika akan dikaitkan untuk menyelesaikan faktor-faktor yang belum terselesaikan. Luaran sudah direncanakan untuk di presentasikan pada proceeding ICEMINE 2022 serta hasilnya akan juga di HKI kan

Kata Kunci :

Formasi Air Benakat dan Gumai, analisis batuan inti, sedimentologi, petrofisika

## **BAB 1. PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Secara administrative Blok Meruap terdapat di Kecamatan Sorolangun, Kabupaten Sorolangun, Provinsi Jambi. Daerah diketahui merupakan daerah yang terbukti sebagai penghasil hidrokarbon. Cekungan Sumatera Selatan juga merupakan cekungan prolifrik dengan lapisan penghasil hidrokarbon mulai dari Formasi Air Benakat, Formasi Gumai hingga Formasi Talang Akar (Barber, 2005). Pada tahapan eksplorasi yang dilakukan oleh pihak perusahaan yang berwenang, muncul beberapa permasalahan yang perlu penyelesaian pada sumur #18 terkait dengan target reservoir. Beberapa permasalahan yang dijumpai mulai dari karakter target reservoir, penentuan lingkungan pengendapan, salinitas formasi, stratigrafi, dan beberapa permasalahan lainnya yang berkaitan dengan zona target. Untuk menjawab permasalahan tersebut maka perlu dilakukan penelitian terintegrasi dengan pendekatan konsep sedimentologi batuan inti, stratigrafi sikuen dan petrofisika

### **1.2. Perumusan Masalah**

Penelitian ini dilakukan dengan studi dan analisis integrasi dari beberapa data-data pengeboran. Dari integrasi beberapa analisis data tersebut, kemudian diinterpretasikan dan digunakan untuk menjawab berbagai permasalahan yang ada pada zona target penelitian sehingga didapat suatu pemahaman baru pada zona target penelitian. Secara lebih rinci ruang lingkup pembahasan atau batasan permasalahan tersebut meliputi: Penentuan batas atas dan bawah Formasi Air Benakat dan Gumai, analisis fasies dan lingkungan pengendapan serta dinamika sedimentasi menggunakan data batuan inti pada sumur #18, diintegrasikan dengan data well log, biostratigrafi dan petrografi. analisis petrofisika untuk mengetahui properti batuan, penentuan nilai SW, koreksi resistivity (fenomena low resistivity) dan koreksi salinitas untuk penentuan nilai saturasi air. Dengan kasus ini maka permasalahan yang ada di dalam penelitian ini berkaitan dengan peta jalan yang direncanakan, dimana penelitian sedimentasi dan petrofisika akan dikaitkan untuk menyelesaikan faktor-faktor yang belum terselesaikan

### **1.3. Tujuan Penelitian**

Tujuan dari penelitian ini adalah melakukan analisis integrasi dari berbagai data yang didapat mulai dari data well logging, data RCAL (Routine Core Analysis), SCAL (Special Core Analysis), petrografi, XRD, SEM dan biostratigrafi pada sumur M18-01 (M-75) untuk menjawab permasalahan yang ada. Dari hasil analisis tersebut dijadikan sebagai dasar untuk menentukan langkah selanjutnya dalam kelanjutan kegiatan eksplorasi migas pada Blok Meruap. Tujuan dari penelitian ini adalah: Menentukan fasies, lingkungan pengendapan dan dinamika sedimentasi pada zona target penelitian.1, ,engetahui kondisi stratigrafi sikuen pada daerah penelitian khususnya pada zona yang dekat dengan sumur #18, mengetahui sifat petrofisika batuan pada zona target berkaitan dengan data SCAL dan RCAL.

### **1.4. Batasan Penelitian**

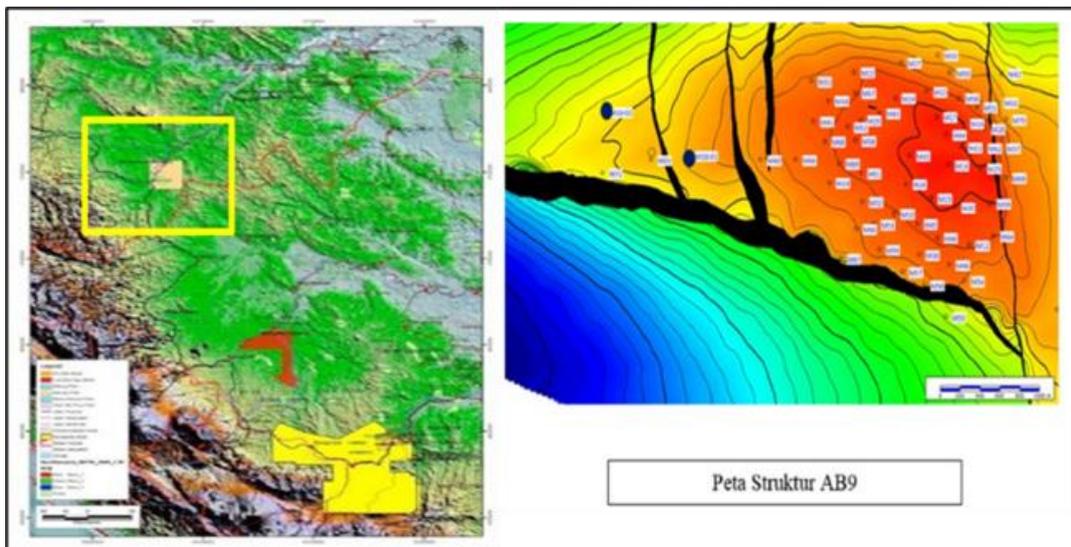
Mulai isi Batasan Penelitian di sini... Penelitian ini hanya menggunakan data bawah permukaan satu sumur dengan 2 interval batuan inti yang diambil dari sumur #18.

### **1.5. Kaitan Penelitian dengan Road Map Penelitian Pribadi dan Road Map Penelitian Fakultas**

Dengan kasus ini maka permasalahan yang ada di dalam penelitian ini berkaitan dengan peta jalan yang direncanakan, dimana penelitian sedimentasi dan petrofisika akan dikaitkan untuk menyelesaikan faktor-faktor yang belum terselesaikan.

## BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian (Blok Meruap) terletak di Kecamatan Sorolangun, Kabupaten Sorolangun, Provinsi Jambi bagian barat yang secara fisiografi masuk dalam bagian Central Palembang Sub Basin. Fisiografi tersebut dibatasi oleh Tinggian Bangko disebelah barat dan Pegunungan Dua Belas di sebelah utara. Daerah penelitian merupakan cekungan back arc basin yang terletak di batas pinggir Barat Laut dari cekungan South Sumatera Basin. Secara administratif, Blok Meruap terletak di Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi (Gambar 1.1) dengan luas daerah penelitian sebesar 245.94 km<sup>2</sup>.



Gambar 1.1 Peta Lokasi Penelitian

Blok Meruap terdapat pada bagian utara Cekungan Sumatera Selatan atau lebih tepatnya pada Central Palembang Sub Basin (Lee dkk., 2015). Batas fisiografi daerah Central Palembang Sub Basin dibatasi oleh Tinggian Bangko disebelah barat dan Pegunungan Dua Belas di sebelah utara (Pulunggono dkk., 1992). Cekungan ini berjajar dari arah barat laut-tenggara di antara Bukit Barisan menuju arah selatan-barat dan dari arah Selat Malaka dan Karimata dan Laut Jawa menuju timurlaut-timur (De Coster, 1974). Daerah kajian juga dikategorikan sebagai cekungan back arc basin yang terletak di batas pinggir Barat Laut dari Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan tersebut secara umum merupakan seri half-graben yang berarah Timurlaut - Baratdaya sebagai produk dari rezim tektonik ekstensional yang dimulai pada Eosen Akhir. Menurut Holis et al (2016) Cekungan Sumatera Selatan terbentuk sebagai cekungan pull-apart akibat kecenderungan putaran ke kanan NW-SE patahan strike-slip. Hal ini menyebabkan Cekungan Sumatera Selatan didominasi oleh pengembangan cekungan continental rift. Cekungan Sumatera Selatan terletak memanjang berarah NW-SE dibagian Selatan Pulau Sumatera. Luas cekungan ini sekitar 85.670 Km<sup>2</sup> dan terdiri atas dua sub cekungan, yaitu Sub Cekungan Jambi dan Sub Cekungan Palembang. Sub Cekungan Jambi berarah NE-SW sedangkan Sub Cekungan Palembang berarah NNW-SSE, dan diantara keduanya dipisahkan oleh sesar normal NE-SW. Cekungan Sumatera Selatan ini berbentuk tidak simetris, di bagian Barat dibatasi oleh Pegunungan Barisan, disebelah Utara dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Duabelas sedangkan dibagian Timur dibatasi oleh pulau-pulau Bangka-Blitung dan disebelah Selatan dibatasi oleh Tinggian Lampung. Menurut Salim dkk (1995) Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur karena berada di belakang Pegunungan Barisan sebagai volcanic-arc-nya. Cekungan ini berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda sebagai bagian dari

Lempeng Kontinen Asia dan Lempeng Samudera India. Struktur geologi berarah timurlaut-baratdaya atau Pola Jambi sangat jelas teramati di Sub-Cekungan Jambi.

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk lacustrine Formasi Lahat dan batuan induk terrestrial coal dan coaly shale pada Formasi Talang Akar. Batuan induk lacustrine diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan terrestrial coal dan coaly shale secara luas pada batas half-graben. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan shale dari formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2000). Lapisan batupasir yang terdapat dalam Formasi Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Palembang Bawah dan Palembang Tengah dapat menjadi batuan reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan. Pada Sub Cekungan Jambi, produksi terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Air Benakat. Formasi Telisa memiliki interval sebagai lapisan reservoir dan lapisan penutup bagi reservoir Formasi Baturaja. Pada Sub Cekungan Palembang produksi minyak terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Talangakar dan Baturaja. Porositas lapisan batupasir berkisa antara 15 –28%. Sedimen-sedimen Lahat merupakan reservoir Tersier paling tua yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan ini terakumulasi sebagai endapan fluvial sampai lakustrin yang mengisi struktur-struktur graben. Komponen dari batuan klastik kasar terutama memiliki pemilahan yang buruk, membundar baik, konglomerat polimik, dan tersementasikan dengan baik, serta pemilahan batupasir kuarsa yang buruk. Potensial reservoir rendah dengan porositas kurang dari 8%. Formasi Talang Akar sebagian besar terdiri dari fasies daratan dan laut dangkal. Batupasir dari Talang Akar Bawah merupakan endapan aluvial dan aluvial fan, dengan pemilahan buruk dan mengandung kuarsa berbutir kasar. Bagian atas dari formasi ini merupakan endapan deltaic, shallow marine dan endapan pantai. Komposisi sedimen Formasi Talang Akar Atas ialah batupasir kuarsa berbutir halus sampai sedang, yang memiliki pemilahan lebih baik, mengandung gamping, kadang-kadang mengandung lempung. Porositas reservoir antara 14% - 29% dan permeabilitas besar antara kurang dari 5 sampai hampir 3000 mD.

Batuan penutup pada umumnya merupakan lapisan lempung yang tebal dari Formasi Telisa, Formasi Palembang Bawah dan Formasi Palembang Tengah. Batulempung-batulempung yang saling menjemari membentuk suatu seal bagi semua akumulasi hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan. Seal ini muncul sebagai lapisan tudung yang konkordan, atau fasies yang berubah secara lateral dari batuan hidrokarbon yang porous kepada lapisan batugamping atau lempung yang padat. Selain itu, terjadinya perubahan fasies ke arah lateral atau adanya sesar-sesar dapat juga bertindak sebagai penutup atau tudung. Lempung pada Formasi Telisa menjadi penutup pada reservoir karbonat Formasi Baturaja. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, shale yang bersifat intraformational juga menjadi seal rock yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, 2011). Secara umum perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan merupakan struktur antiklinal dari suatu antiklinorium yang terbentuk pada Plio - Pleistosen seperti pada Formasi Palembang Tengah. Struktur sesar, baik normal maupun geser dapat bertindak sebagai perangkap minyak. Perangkap stratigrafi terjadi pada batugamping terumbu Formasi Baturaja, bentuk kipas Formasi Lemat, bentuk membaji Formasi Palembang Bawah dan Formasi Talangakar, dan Lemat dari batupasir karena perubahan fasies pada Formasi Talangakar. Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan pada umumnya berupa lapisan shale cukup tebal yang berada di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri. Seal pada reservoir batugamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan shale yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, shale yang bersifat intraformational juga menjadi seal rock yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, 2011). Gambaran cross section terkait play hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan Bagian utara dan tengah menurut De Coster (1974) menunjukkan didominasi gabungan antara jebakan struktur dan stratigrafi.

Cekungan Sumatera Selatan kita ketahui cukup banyak yang sudah melakukan penelitian terkait keberadaan minyak dan gas, namun secara khusus pada Sub Cekungan Palembang Tengah masih

tergolong minim dilakukan penelitian terkait eksplorasi minyak dan gas. Berikut beberapa peneliti yang pernah melakukan penelitian baik yang secara regional maupun lokal atau dekat dengan Blok Meruap.

1. Wardo Utomo dkk. (2014) melakukan penelitian terkait stratigrafi sikuen dari batuan vulkaniklastik pada Formasi Air Benakat. Dari penelitian tersebut menyebutkan bahwa integrasi data biostratigrafi, deskripsi batuan inti, FMI, petrologi dan wireline log telah berhasil diterapkan untuk menginterpretasikan stratigrafi sikuen Formasi Air Benakat terutama pada daerah sutdi areanya. Dua model fasies telah berhasil diterapkan pada interpretasi Formasi Air Benakat. Fasies itu terdiri atas coarse grained braid delta environment pada ABF bawah dan tidal wave to barrier bar environment pada ABF atas. Pada ABF bawah menunjukkan adanya pengaruh aktivitas vulkanisme sedangkan pada ABF atas tidak menunjukkan adanya aktivitas vulkanisme.
2. Ferdianto dkk. (2003) melakukan penelitian tentang analisis stratigrafi sikuen Formasi Lemat sampai Formasi Gumai pada lapangan GN, Cekungan Sumatera Selatan. Lokasi Lapangan GN cukup dekat dengan Blok Meruap dan dari penelitian tersebut menyebutkan bahwa pada Lapangan GN, lingkungan pengendapan dari Formasi Lemat sampai Formasi Gumai menunjukkan perubahan lingkungan dari benua (daratan) ke arah laut.
3. Clure dan Fiptian (2001) melakukan penelitian terkait eksplorasi hidrokarbon pada daerah Merang Triangle. Dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa play hidrokarbon pada Formasi Air Benakat merupakan play utama pada daerah Jambi. Telah terbukti produktif pada daerah Berau Barat dan Timur Ketaling. Perangkap stratigrafi paling umum dijumpai pada Formasi Air Benakat.
4. Kasim dan Armstrong (2015) melakukan penelitian terkait korelasi minyak dari reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan. Dari penelitian tersebut mengemukakan bahwa minyak dan gas telah tergenerasi dari batuan sumber yang berumur Oligosen sampai dengan saat ini. Karakter dari minyak mengindikasikan berasal dari source dengan pengendapan lacustrine sampai terrestrial. Dari berbagai data pengeboran minyak yang pernah dilakukan, menunjukkan bahwa di Cekungan Sumatra Selatan merupakan hydrocarbon generative basin.
5. Ginger dan Fielding (2005) meneliti terkait petroleum system dan potensi kedepannya di Cekungan Sumatera Selatan. Dari penelitian tersebut sebagian menyebutkan terkait petroleum play di Formasi Air Benakat. Play pada Formasi Air Benakat terletak di jalur tengah cekungan, faktor penting dalam petroleum play pada formasi ini yaitu seal, source, migrasi dan reservoir yang keseluruhannya masuk pada kategori low risk. Seal rock yang ada diantara formasi, hadir pada bagian paling bawah dari Formasi Air Benakat pada pusat cekungan namun berangsur tidak hadir pada suksesi semakin keatas. Dari ulasan tersebut, kehadiran seal sebagai batas stratigrafi dan areal untuk petroleum play pada Formasi Air Benakat.



## BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Ketersediaan Data

Data yang digunakan dalam penelitian terbagi menjadi raw data, data terolah dan data terinterpretasi. Raw data berupa data LAS dari setiap sumur meliputi data log kaliper, gamma ray, spontaneous potential, density, sonic, resistivitas, neutron, dsb (Tabel 1.1). Data terolah merupakan data mentah yang sudah di olah namun belum diinterpretasikan, data terolah meliputi data mud log, core, data SCAL dan RCAL dari sumur #18. Data sumur dan status sumur di sekitar #18.

Tabel 4.1 Raw data dari sumur #18

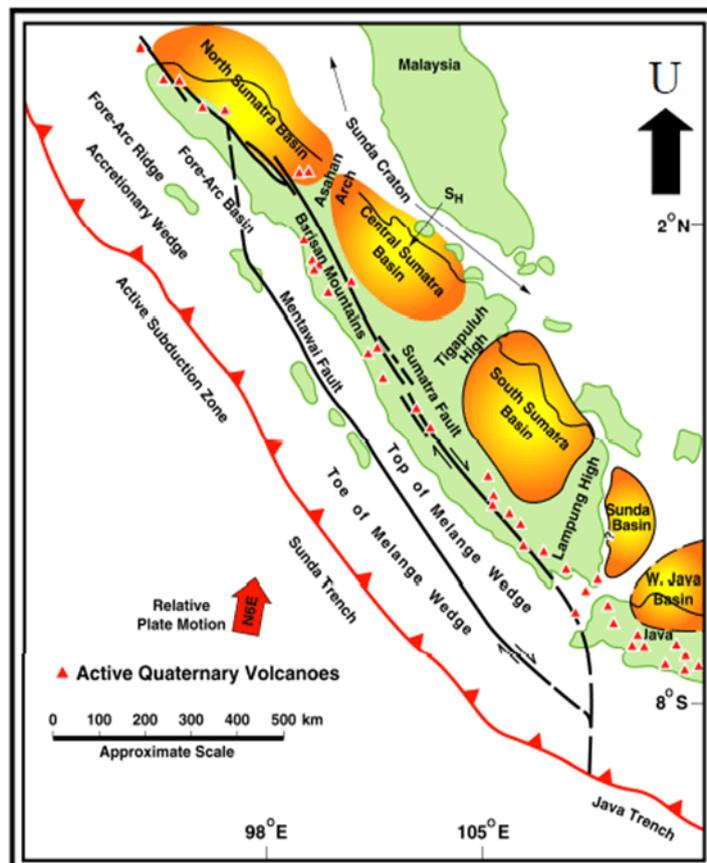
Well	M18-01
WIRELINE LOG	CAL
	CALA
	GR
	DT245
	M2R1
	M2R2
	M2R3
	M2R6
	M2R9
	RMLL
	SPDH
	CNCF
	PE
	ZCOR
SPDH	
TTEN	
CORE SAMPLE	60 FEET
MUD LOG	ADA

### 4.2 Geologi Regional

Pulau Sumatera merupakan salah satu pulau terbesar di Indonesia yang secara kondisi geologi memiliki beberapa cekungan berisi kandungan ekonomis berupa bahan bakar fosil yang besar. Cekungan-cekungan di Indonesia wilayah barat yang terletak pada bagian Back-arc Basin Lempeng Sunda (Eurasia) salah satunya merupakan Cekungan Sumatera Selatan dan secara fisiografi, daerah penelitian masuk pada cekungan tersebut (Gambar 4.1). Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang (Back Arc Basin) yang terbentuk akibat interaksi antara lempeng Hindia-Australia dengan lempeng Mikro Sunda. Cekungan ini dibagi menjadi 4 (empat) sub cekungan (Pulunggono, 1984) yaitu:

1. Sub Cekungan Jambi
2. Sub Cekungan Palembang Utara
3. Sub Cekungan Palembang Selatan
4. Sub Cekungan Palembang Tengah

Cekungan ini terdiri dari sedimen Tersier yang terletak tidak selaras (unconformity) di atas permukaan batuan metamorfik dan batuan beku Pra-Tersier. Secara fisiografis Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut – tenggara yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut. Tinggian Lampung terletak di sebelah tenggara, memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Secara fisiografi, daerah penelitian masuk dalam Cekungan Sumatera Selatan yang lebih tepatnya masuk pada Sub Cekungan Palembang Tengah.



Gambar 4.1 Elemen tektonik dan keterdapatan cekungan di Pulau Sumatera (Heidrick & Aulia, 1993)

Secara umum, sedimentasi di Cekungan Sumatera Selatan terjadi dalam dua fase (Jackson, 1961 dalam Koesoemadinata, 1976), yaitu:

### 1. Fase Transgresi

Fase Transgresi di Cekungan Sumatera Selatan ditandai dengan pengendapan Kelompok Telisa secara tidak selaras di atas batuan Pra-Tersier. Selama fase pengendapan yang terjadi pada fase transgresi, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada proses sedimentasi, sehingga terbentuk urutan fasies non marine, transisi, laut dangkal dan laut dalam (Pulunggono, 1984; De Coster, 1974; Koesoemadinata, 1976).

## 2. Fase Regresi

Fase Regresi di Cekungan Sumatera Selatan ditandai dengan pengendapan Kelompok Palembang. Fase ini merupakan kebalikan dari fase transgresi, dimana pengendapan lebih cepat dibandingkan dengan penurunan dasar cekungan, sehingga terbentuk urutan seperti fasies laut dangkal, transisi dan non marine (Pulunggono, 1984; De Coster, 1974; Koesoemadinata, et al., 1976).

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan masih menjadi perdebatan, karena banyak pendapat mengenai stratigrafi regional. Daerah penelitian merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan. Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan dari tua ke muda terdiri dari Formasi Lahat atau Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim dan Formasi Kasai. Pada Formasi Lahat atau Formasi Lemat ini mewakili awal pengendapan Tersier di Cekungan Sumatera Selatan.

Bagian bawah dari formasi tersebut terdiri dari breksi vulkanik dan aglomerat dengan fragmen utama berupa batuan beku andesit basaltis, tufa, batupasir tufaan, kadang dijumpai intrusi dan aliran lava. Endapan darat dan batuan vulkanik yang ada pada formasi ini diinterpretasikan diendapkan bersamaan dengan terjadinya orogenesis Kapur Akhir – Awal Tersier yang ditandai dengan ditemukannya batuan beku yang berdasarkan dating berumur  $60,3 \pm 1,2$  Ma di Pegunungan Garba.

Anggota atas Formasi Lahat atau Lemat terdiri dari dua bagian (De Coster, 1974) yang disebut “Young Lemat“. Bagian atas terdiri dari batuan klastik halus dan terdiri dari serpih abu-abu kecoklatan, kadang berselang-seling dengan lapisan serpih tufaan, batulanau dan batupasir serta sisipan tipis batubara. Anggota ini diinterpretasikan diendapkan dalam lingkungan air tawar hingga payau. Anggota bawah berupa klastik kasar terdiri atas batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, “*granite wash*“, kadang dijumpai sisipan batubara dan tufa. Anggota ini diendapkan dalam lingkungan darat. Umur Formasi Lahat atau Formasi Lemat masih menjadi perdebatan oleh para peneliti namun De Coster (1974) menginterpretasikannya berumur Paleosen-Oligosen. Secara hubungan stratigrafi, formasi ini memiliki hubungan tidak selaras dengan unit batuan di bawah dan di atasnya.

Secara umum stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan telah dibahas oleh beberapa peneliti terdahulu, antara lain De Coster (1974), Ferdyanto (2003), dan Ginger dan Fielding (2005). Berikut merupakan penjelasan urutan stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan dari urutan yang tertua hingga yang termuda (Gambar 4.2).

### 1. Pre – Early Tertiary Basement

Menurut De Coster (1974), pada Cekungan Sumatera Selatan, basement tersusun oleh batuan beku Mesozoik, batuan metamorf, dan batuan karbonat Paleozoik dan Mesozoik. Pada beberapa lokasi secara lokal dijumpai pula batuan berumur Kapur Akhir hingga Paleosen-Eosen Awal yang terbentuk dibawah batuan sedimen Tersier, sehingga dikelompokkan dalam grup pre-Tersier. Batuan metamorf dan batuan sedimen Paleozoik dan Mesozoik tersebut telah terlipatkan dan tersesarkan secara intensif, kemudian terintrusi oleh batuan beku selama orogenesis Mesozoik Tengah.

### 2. Formasi Lemat

Batuan sedimen Formasi Lemat merupakan batuan yang terendapkan pertama kali pada fase transgresi. Pada umumnya Formasi Lemat dibatasi oleh ketidakselarasan pada bagian dasar. Formasi Lemat tersusun oleh batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, “*granite wash*“, dan di beberapa lokasi

dijumpai lapisan batubara dan tuff yang semuanya terendapkan pada lingkungan darat. Ketebalan dari Formasi Lemat sangat bervariasi. Umur Formasi Lemat diperkirakan sekitar Eosen Akhir – Oligosen Awal berdasarkan pengamatan spora-pollen dan dating K-Ar pada shale dan tuff (De Coster, 1974).

### 3. Formasi Talang Akar

Batuan sedimen pada Formasi Talang Akar terbentuk bersamaan dengan fase regresi (Gambar 2.8). Selama fase akhir syn-rift hingga awal post-rift dari evolusi tektonik Cekungan Sumatera Selatan, terjadi pengendapan fluvial hingga delta di cekungan tersebut. Kecenderungan dari proksimal tersebut terbentuk braid-plain dengan kandungan pasir yang dominan, sedangkan pada daerah distal terbentuk meander belt dan sedimen overbank yang lebih sedikit kandungan pasirnya. Saat pengendapan sedimen ini menunjukkan adanya pengaruh tepian hingga laut sebagai akibat berlanjutnya subsidence. Akibatnya, bagian ini cenderung mengalami penebalan pada tengah cekungan dan penipisan pada tepian cekungan (Ginger dan Fielding, 2005).

Gambar tersebut diatas menunjukkan persebaran lingkungan pengendapan selama Oligosen, ekuivalen dengan Formasi Talang Akar Bawah. Pada awal Miosen, kondisi fluvial tergantikan dengan kondisi delta, tepian dan laut dangkal hingga kondisi laut dalam hampir pada seluruh Cekungan Sumatera Selatan oleh adanya peristiwa transgresi.

### 4. Formasi Baturaja

Peristiwa transgresi berlangsung hingga Awal Miosen dengan pengendapan shale laut dalam yang mengisi area graben dan kondisi laut dangkal sepanjang tepian tinggian yang banyak dijumpai pada bagian timur cekungan. Produksi karbonat berkembang baik pada waktu itu dan menghasilkan pengendapan batugamping pada bagian platform di tepian cekungan dan reef pada bagian tinggian antarcekungan (ditunjukkan pada Gambar 2.10).

Reservoir batuan karbonat dengan kualitas yang bagus banyak dijumpai pada bagian selatan cekungan, tetapi jarang pada sub-cekungan Jambi ke arah utara. Hal ini disebabkan karena adanya peningkatan pasokan sedimen dari arah utara dan adanya exposure pada bagian selatan dan timur memicu adanya porositas sekunder pada batugamping (Ginger dan Fielding, 2005).

### 5. Formasi Gumai

Pada gambar dibawah (Gambar 2.11) mengilustrasikan persebaran fasies pada awal mulainya Miosen Tengah dan merupakan batas maksimum dari regresi pada Miosen Awal.

Berlanjutnya peristiwa transgresi selama Awal Miosen menghasilkan pengendapan marine shale, batulanau, dan batupasir dengan sedikit batuan karbonat yang dijumpai pada tinggian basement.

Selama puncak peristiwa transgresi, pengendapan pada laut terbuka menyebabkan adanya dominasi shale yang mengandung mineral glaukonit pada cekungan tersebut yang tersebar luas hingga membentuk seal secara regional. Kemudian, sedimentasi delta secara progradasi terjadi pada sepanjang cekungan dan sedimen transisi hingga laut dangkal mulai menggantikan shale laut terbuka. Pasokan sedimen didominasi pada daerah platform ke arah timur dan timur laut (Gambar 2.12), meskipun pada saat itu pasokan sedimen volkaniklastik menjadi salah satu sumber dari tinggian yang terisolasi di bagian barat (Ginger dan Fielding, 2005).

### 6. Formasi Air Benakat

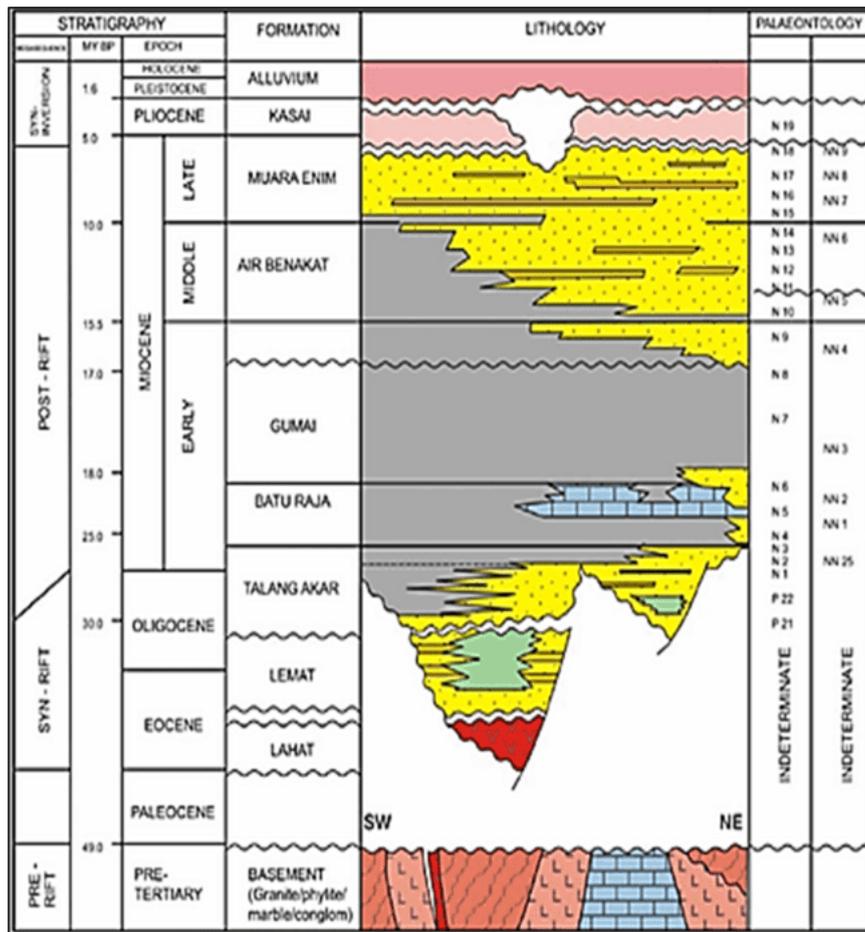
Kondisi laut dalam pada akhir dari Miosen Awal secara gradual tergantikan oleh laut yang lebih dangkal dan kondisi tepian laut. Hal ini merupakan hasil dari berlanjutnya pasokan sedimen dari tepian menuju ke arah cekungan. Dengan pengecualian pada tengah cekungan, reservoir batupasir laut dangkal dengan kualitas yang baik pada Miosen Tengah tersebar luas di Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005). Pada tepian cekungan akan dijumpai tepian laut hingga dataran pantai tersebar luas (Gambar 2.13). Sebagai hasil dari aktivitas batuan beku Bukit Barisan, sebagian besar batupasir mengandung material vulkaniklastik yang intensif. Hal ini mengakibatkan adanya penurunan kualitas reservoir, khususnya pada bagian barat.

#### 7. Formasi Muara Enim

Sedimen pada Cekungan Sumatera Selatan pada Miosen Akhir menunjukkan adanya peningkatan vulkanisme dan munculnya Bukit Barisan di sebelah barat menjadikannya sebagai sumber suplai sedimen yang cukup besar pada cekungan tersebut. Pada sebagian besar sumur pengeboran, dijumpai Formasi Muara Enim yang tersusun atas sedimen fluvial-delta hingga rawa-rawa. Tidak ada bukti yang menunjukkan adanya marine shale seal yang tersebar luas (Ginger dan Fielding, 2005).

#### 8. Formasi Kasai

Selama Pliosen, proses vulkanisme dari Bukit Barisan semakin meningkat dan komponen vulkaniklastik juga semakin tinggi hampir di seluruh Sumatera Selatan. Sedimen yang terbentuk antara lain : tuff, batulempung, dan batupasir vulkaniklastik. Adanya uplift dan erosi selama terjadinya inversi pada Pleistosen dan pengendapan lebih lanjut diantara lipatan menyebabkan terbentuknya morfologi seperti saat ini (Ginger dan Fielding, 2005).



Gambar 4. 2 Skema kronostratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

### 4.3 Petroleum System Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas bumi. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan petroleum system (Ariyanto, 2011). Formasi sebagai pembawa hidrokarbon potensial pada umumnya berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Air Benakat.

#### 4.3.1 Batuan Induk (Source Rock)

Menurut De Coster (1974) batuan induk yang potensial berasal dari batulempung hitam sebagai serpih anggota Formasi Air Benakat, lignit, batulempung Formasi Talang Akar dan batulempung Formasi Telisa. Pada umumnya batuan sumber ini berupa lapisan serpih atau shale yang tebal dan kaya akan material organik. Secara statistik di simpulkan bahwa persentasi kandungan hidrokarbon tertinggi terdapat pada serpih yaitu 65%, batugamping 21%, napal 12% dan batubara 2%. Sistem pemanasan (kitchen) batuan induk di Cekungan Sumatera Selatan adalah akibat panas yang dihasilkan oleh bidang-bidang sesar yang terbuka pada graben atau half graben, sehingga cukup untuk menghasilkan hidrokarbon.

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk lacustrine Formasi Lahat dan batuan induk terrestrial coal dan coaly shale pada Formasi Talang Akar. Batuan induk lacustrine

diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan terrestrial coal dan coaly shale secara luas pada batas half-graben. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan shale dari formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2000).

Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar  $49^{\circ}$  C/km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada petroleum system (Bishop, 2000).

#### **4.3.2 Batuan Reservoir**

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu dari cekungan penghasil hidrokarbon yang terbesar. Sedikitnya 120 lapangan minyak (oil field) yang telah ditemukan sejak dibangunnya sumur pemboran pertama oleh Belanda di akhir tahun 1800 an. Minyak dan gas ditemukan pada hampir semua formasi yang ada, termasuk juga pada basement kristalin dan metasedimen, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Telisa atau Gumai, Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim.

Lapisan batupasir yang terdapat dalam Formasi Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Palembang Bawah dan Palembang Tengah dapat menjadi batuan reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan. Pada Sub Cekungan Jambi, produksi terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Air Benakat. Formasi Telisa memiliki interval sebagai lapisan reservoir dan lapisan penutup bagi reservoir Formasi Baturaja. Pada Sub Cekungan Palembang produksi minyak terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Talangakar dan Baturaja. Porositas lapisan batupasir berkisar antara 15 –28%. Sedimen-sedimen Lahat merupakan reservoir Tersier paling tua yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan ini terakumulasi sebagai endapan fluvial sampai lakustrin yang mengisi struktur-struktur graben. Komponen dari batuan klastik kasar terutama memiliki pemilahan yang buruk, membundar baik, konglomerat polimik, dan tersementasikan dengan baik, serta pemilahan batupasir kuarsa yang buruk. Potensial reservoir rendah dengan porositas kurang dari 8%.

Formasi Talang Akar sebagian besar terdiri dari fasies daratan dan laut dangkal. Batupasir dari Talang Akar Bawah merupakan endapan aluvial dan aluvial fan, dengan pemilahan buruk dan mengandung kuarsa berbutir kasar. Bagian atas dari formasi ini merupakan endapan deltaic, shallow marine dan endapan pantai. Komposisi sedimen Formasi Talang Akar Atas ialah batupasir kuarsa berbutir halus sampai sedang, yang memiliki pemilahan lebih baik, mengandung gamping, kadang-kadang mengandung lempung. Porositas reservoir antara 14% - 29% dan permeabilitas besar antara kurang dari 5 sampai hampir 3000 mD.

Batugamping pada Formasi Baturaja merupakan reservoir paling bagus di Sumatera Selatan. Fasiesnya menunjukkan endapan-endapan open reef shoal, fore-reef dan back-reef. Porositas tumbuh sejalan dengan terbentuknya subsekuen pada permukaan air laut relatif, pada saat batugamping tererosi sebagian dan menjadi batuan karst. Kontinuitas lateral dari tipe reservoir ini sering kali sulit untuk diprediksi pada perubahan fasies. Dimana fasies reef tumbuh, porositasnya berkisar antara 16% dan 26%, dan permeabilitasnya antara 33 dan 3800 mD. Sedimen marine dari Formasi Telisa dan Gumai terutama terbentuk oleh basinal shales. Batupasir ini berwarna abu-abu terang, berbutir halus, banyak mengandung gamping, dan juga sedikit glaukonit. Porositas berkisar antara 19% dan 21%.

Formasi Air Benakat merupakan sekuen regresif, terdiri dari interkalasi marine shales dan batupasir. Reservoir batupasir yang produktif berukuran butir halus sampai sedang, bentuk butir menyudut tanggung sampai membundar, pemilahan sedang dan mengandung glaukonit. Hal ini banyak terdapat pada daerah Jambi di Cekungan Sumatra Selatan. Porositas dari batupasir Formasi Air Benakat berkisar dari 18% sampai 30%, tetapi umumnya memiliki permeabilitas buruk seperti pada permeabilitas lempung yang berkisar antara 10 mD.

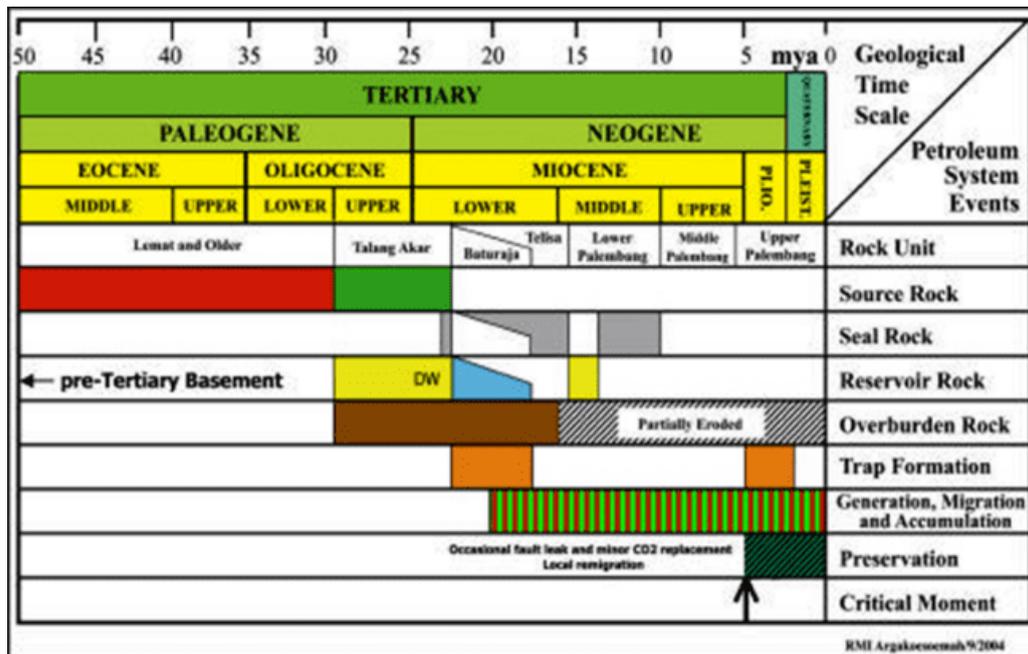
### **4.3.3 Batuan Penutup**

Batuan penutup pada umumnya merupakan lapisan lempung yang tebal dari Formasi Telisa, Formasi Palembang Bawah dan Formasi Palembang Tengah. Batulempung-batulempung yang saling menjemari membentuk suatu seal bagi semua akumulasi hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan. Seal ini muncul sebagai lapisan tudung yang konkordan, atau fasies yang berubah secara lateral dari batuan hidrokarbon yang porous kepada lapisan batugamping atau lempung yang padat. Selain itu, terjadinya perubahan fasies ke arah lateral atau adanya sesar-sesar dapat juga bertindak sebagai penutup atau tudung. Lempung pada Formasi Telisa menjadi penutup pada reservoir karbonat Formasi Baturaja. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, shale yang bersifat intraformational juga menjadi seal rock yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, 2011).

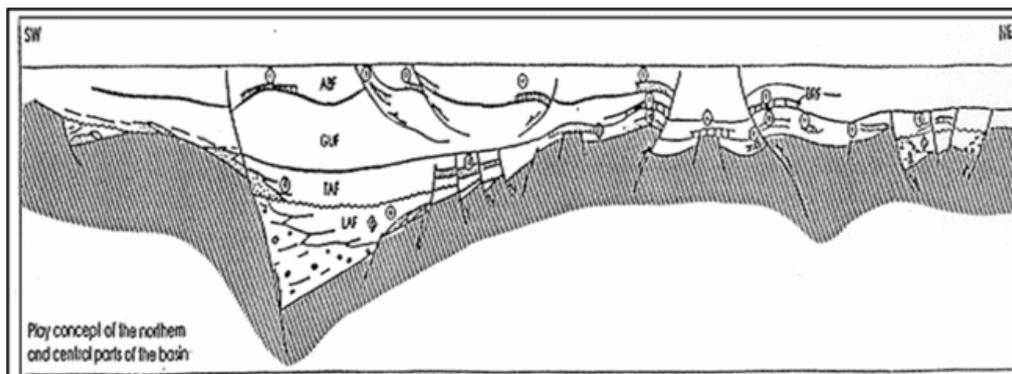
### **4.3.4 Perangkap (Trap)**

Secara umum perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan merupakan struktur antiklinal dari suatu antiklinorium yang terbentuk pada Plio - Pleistosen seperti pada Formasi Palembang Tengah. Struktur sesar, baik normal maupun geser dapat bertindak sebagai perangkap minyak. Perangkap stratigrafi terjadi pada batugamping terumbu Formasi Baturaja, bentuk kipas Formasi Lemat, bentuk membaji Formasi Palembang Bawah dan Formasi Talangakar, dan Lemat dari batupasir karena perubahan fasies pada Formasi Talangakar. Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan pada umumnya berupa lapisan shale cukup tebal yang berada di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri. Seal pada reservoir batugamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan shale yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, shale yang bersifat intraformational juga menjadi seal rock yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, 2011).

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari source rock serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan slope, membawa hidrokarbon dari source rock dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya rembesan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Plietosen (Ariyanto, 2011). Berikut gambaran grafik terkait petroleum system timing (Gambar 4.3) pada Sub Cekungan Palembang Tengah menurut Argakoesoemah dan Kamal (2004). Gambaran cross section terkait play hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan Bagian utara dan tengah menurut De Coster (1974) menunjukkan didominasi gabungan antara jebakan struktur dan stratigrafi (Gambar 4.4).



Gambar 4.3 Grafik petroleum system pada Sub Cekungan Palembang Tengah (Argakoesoemah dan Kamal, 2004)



Gambar 4.4 Play hidrokarbon pada bagian utara dan tengah Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974)

### Peneliti Terdahulu

Cekungan Sumatera Selatan kita ketahui cukup banyak yang sudah melakukan penelitian terkait keberadaan minyak dan gas, namun secara khusus pada Sub Cekungan Palembang Tengah masih tergolong minim dilakukan penelitian terkait eksplorasi minyak dan gas. Berikut beberapa peneliti yang pernah melakukan penelitian baik yang secara regional maupun lokal atau dekat dengan Blok Meruap.

1. Wardo Utomo dkk. (2014) melakukan penelitian terkait stratigrafi sikuen dari batuan vulkaniklastik pada Formasi Air Benakat. Dari penelitian tersebut menyebutkan bahwa integrasi data biostratigrafi, deskripsi batuan inti, FMI, petrologi dan wireline log telah berhasil diterapkan untuk menginterpretasikan stratigrafi sikuen Formasi Air Benakat terutama pada daerah sutdi areanya. Dua model fasies telah berhasil diterapkan pada interpretasi Formasi Air Benakat. Fasies itu terdiri atas

coarse grained braid delta environment pada ABF bawah dan tidal wave to barrier bar environment pada ABF atas. Pada ABF bawah menunjukkan adanya pengaruh aktivitas vulkanisme sedangkan pada ABF atas tidak menunjukkan adanya aktivitas vulkanisme.

2. Ferdiyanto dkk. (2003) melakukan penelitian tentang analisis stratigrafi sikuen Formasi Lemat sampai Formasi Gumai pada lapangan GN, Cekungan Sumatera Selatan. Lokasi Lapangan GN cukup dekat dengan Blok Meruap dan dari penelitian tersebut menyebutkan bahwa pada Lapangan GN, lingkungan pengendapan dari Formasi Lemat sampai Formasi Gumai menunjukkan perubahan lingkungan dari benua (daratan) ke arah laut.

3. Clure dan Fiptian (2001) melakukan penelitian terkait eksplorasi hidrokarbon pada daerah Merang Triangle. Dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa play hidrokarbon pada Formasi Air Benakat merupakan play utama pada daerah Jambi. Telah terbukti produktif pada daerah Berau Barat dan Timur Ketaling. Perangkap stratigrafi paling umum dijumpai pada Formasi Air Benakat.

4. Kasim dan Armstrong (2015) melakukan penelitian terkait korelasi minyak dari reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan. Dari penelitian tersebut mengemukakan bahwa minyak dan gas telah tergenerasi dari batuan sumber yang berumur Oligosen sampai dengan saat ini. Karakter dari minyak mengindikasikan berasal dari source dengan pengendapan lacustrine sampai terrestrial. Dari berbagai data pengeboran minyak yang pernah dilakukan, menunjukkan bahwa di Cekungan Sumatra Selatan merupakan hydrocarbon generative basin.

5. Ginger dan Fielding (2005) meneliti terkait petroleum system dan potensi kedepannya di Cekungan Sumatera Selatan. Dari penelitian tersebut sebagian menyebutkan terkait petroleum play di Formasi Air Benakat. Play pada Formasi Air Benakat terletak di jalur tengah cekungan, faktor penting dalam petroleum play pada formasi ini yaitu seal, source, migrasi dan reservoir yang keseluruhannya masuk pada kategori low risk. Seal rock yang ada diantara formasi, hadir pada bagian paling bawah dari Formasi Air Benakat pada pusat cekungan namun berangsur tidak hadir pada suksesi semakin keatas. Dari ulasan tersebut, kehadiran seal sebagai batas stratigrafi dan areal untuk petroleum play pada Formasi Air Benakat.

#### **4.4 Analisis Laboratorium**

Dalam sub bab ini membahas terkait metode laboratorium yang digunakan dalam penelitian ini, meliputi, RCAL, SCAL Petrografi, XRD, SEM dan Biostratigrafi.

##### **Routine Core Analysis (Conventional Core)**

Secara umum analisis rutin dari core dilakukan untuk menentukan sifat fisik batuan, selain itu juga untuk mengetahui atau menentukan storage capacity dan flow capacity dalam kaitannya batuan tersebut sebagai reservoir. Dasar dari analisis RCAL pada penelitian ini meliputi:

##### **1. Spectral Gamma Analysis**

Spectral Gamma Ray log mengukur radioaktivitas alami dari formasi. Namun berbeda dengan Log Gamma Ray yang hanya mengukur radioaktivitas total, log ini dapat membedakan konsentrasi unsur potassium, uranium, dan thorium di dalam batuan. Log spektral menggunakan detektor sodium iodide scintillation. Gelombang energi yang dideteksi dibagi menjadi tiga jendela energi yaitu W1, W2, dan W3; dimana tiap – tiap jendela merefleksikan karakter dari tiga jenis radioaktivitas yang berbeda.

Dengan mengetahui respon alat dan jumlah yang dihitung pada tiap jendela kita dapat mendeterminasi banyaknya thorium 232, uranium 238, dan potassium 40 yang ada di dalam formasi.

Analisis ini sangat penting dilakukan, mengingat belum dilakukannya running composit log pada kedalaman sumur yang akan dikaji (Sumur #18). Setelah profil spectral gamma pada core sumur kajian telah didapatkan, berapa data composite log pada sumur terdekat yang telah disebutkan diatas dapat dijadikan acuan tambahan untuk proses pengolahan petrofisika tahap lanjut. Hal tersebut dilakukan dengan membawa dan membandingkan nilai composit log SP, Resistivity, NPHI dan RHOB ke kedalaman Sumur #18 yang akan dikaji dengan cara pendekatan geostatistik. Pendekatan geostatistik yang dimaksud ialah dengan mencari persamaan regresi antara Gamma ray log dengan dengan log composit lainnya (SP, Resistivity dan RHOB). Setelah persamaan regresi didapat, maka profil composite log pada Sumur #18 dapat ditampilkan.

## 2. CT-SCANNING

CT-SCAN dan Spectral Gamma Ray keduanya sama-sama menggunakan jenis spektrum gelombang elektromagnetik. Sinar Gamma dihasilkan oleh reaksi inti atom pada bahan radioaktif maupun bahan radioisotop. Sinar gamma dengan energi tinggi mempunyai daya tembus sangat kuat sehingga untuk menahannya diperlukan pelat timah hitam  $\pm 20$  cm atau tembok setebal 2 meter, sedangkan sinar-X didefinisikan sebagai sinar yang timbul karena tumbukan atom bermomentum tinggi atau getar atom yang memungkinkan elektron berpindah secara orbital. Citra yang terbentuk dalam CT Scanner adalah representasi dari densitas dan nomor atom dari sample yang diamati. Dua energi pada CT Scanner diperoleh dari percepatan voltage didalam tabung sinar-X. Tabung sinar-X (X-ray tube) akan memancarkan sinar-X dan menembus obyek kemudian diterima detector untuk membentuk sebuah matriks yang disusun dari parameter atau besaran yang terbentuk dari data sampel. Komputer mengumpulkan hasil penyinaran dan mengkonversikan dalam bentuk data berdasarkan koefisien matriks tersebut. Matriks terbentuk dari elemen–elemen, yang mempunyai karakteristik koefisien dari berat jenis dan komposisi material. Hasil dari koefisien tiap–tiap elemen dikonversikan ke dalam gambaran–gambaran 2 dimensi dan berisikan susunan material yang disebut pixel.

Setiap materi memiliki koefisien nilai serap bahan yang berbeda-beda. Hal inilah yang menjadi patokan nilai dari bilangan CT (CT number), hal tersebut merupakan data untuk prinsip kerja CT-Scan. Pengolahan data CT-Scan menggunakan software yang bernama Virtual Core.

## 3. Profile Permeability Test

Pola laju alir fasa fluida baik secara vertical ( $K_v$ ) maupun lateral ( $K_h$ ) sangat penting untuk diketahui, sehingga profil permeabilitas ini dapat memberikan gambaran flow direction yang paling berpengaruh untuk keperluan produksi maupun kepentingan stimulasi reservoir. Ketidakpastian nilai permeabilitas baik yang di dapat well test atau coring test dapat diminimalisir dengan cara normalisasi arah flow permeability (Plotting  $K_v$  versus  $K_h$ ), sehingga didapat suatu fungsi persamaan permeabilitas yang menggambarkan arah flow relative. Sebelum mengukur permeabilitas, sampel dibersihkan menggunakan toluena dan metanol untuk mengekstraksi hidrokarbon dan melepaskan semua garam yang terkandung oleh sampel plug. Sampel dibersihkan dan kemudian dikeringkan dalam oven yang dikontrol dengan hati-hati pada suhu 80oC dan kondisi kelembaban 40%.

## 4. Permeability to Air (Darcy)

Tes nilai permeabilitas dengan menggunakan metode Klinkenberg (non Darcy flow) penting dilakukan untuk mengetahui laju alir fasa pada asumsi kondisi steady state. Dalam kondisi reservoir, nilai permeabilitas Klinkenberg dapat mencerminkan laju alir gas yang tinggi.

#### 5. Drying Core

Tahapan humidity drying core dilakukan untuk pendekatan harga porositas efektif. Persiapan yang lain sebelum test adalah pencucian dan pengeringan. Sebelum dianalisis contoh dicuci atau dibersihkan dengan pelarut (solvent) yaitu Toluene untuk melarutkan HK dan Methanol untuk melarutkan air garam. Setelah dicuci bersih maka contoh dikeringkan dalam drying oven atau Humidity oven dan didinginkan dalam desikator dengan silicagel. Perawatan atau penyimpanan serta persiapan core akan sangat menentukan hasil dari test sehingga harus dilakukan secermat mungkin.

#### 6. Helium Porosity

Besaran nilai porositas yang didapat dari helium porosity test setelah dilakukan proses drying humidity oven mencerminkan nilai porositas efektif. Crossplot antara nilai permeabilitas Klinkenberg versus helium porosity dapat memberikan gambaran kehadiran vuggy porous pada sampel core. Hal digunakan untuk validasi profil fraksi porositas dari model CT-Scan.

##### 4.4.1 Routine Core Analysis (RCAL)

Analisis laboratorium pada sumur M18-01 dimulai dari penentuan pengambilan core pada kedalaman tertentu yang didasarkan pada hasil CT-SCAN. Dari data CT-SCAN tersebut kemudian digunakan sebagai acuan penentuan titik yang akan dilakukan pengambilan core plug. Penentuan titik pengambilan core plug juga memperhatikan integrasi data korelasi dengan sumur sekitarnya serta data log pada zona tersebut khususnya log spectral gamma ray (SGR Log).

Tahap awal analisis laboratorium meliputi analisis Core Gamma, CT-SCAN dan Routine Core Analysis (RCAL). CT-scan dilakukan pada seluruh inti yang masih berada di dalam tong inti aluminium tiga (3) feet. Gambar ditampilkan dalam tiga cara, tampilan delta 0°, tampilan delta 90° dan irisan aksial. Sampel plug dengan diameter 1½ inci, dibor dengan air + 3% KCL sebagai pendingin dan pelumas bit. Ujung setiap plug dipotong untuk membentuk silinder yang sesuai. Sampel dikeringkan dalam oven “humidity” pada suhu 60 oC sampai berat stabil. Sampel kering ditempatkan dalam pemegang inti Hassler, volume pori diukur dengan metode Hukum Boyle, dengan menggunakan gas helium dilewatkan melalui sampel dan tekanan dipantau sampai stabil, densitas butir pada ambien (500 psig), pengukuran permeabilitas dilakukan dengan menggunakan teknik peluruhan pulsa keadaan tidak stabil, data ini digunakan untuk menentukan permeabilitas, slip dan faktor turbulensi cairan ekuivalen (Klinkenberg).

Analisis RCAL meliputi analisis porositas, permeabilitas gas, dan grain density. Sampel inti dipotong menjadi bentuk silinder dengan diameter 1,5 inci. Jumlah total sampel core plug yang diambil adalah Sembilan belas (19) sampel.

Sebelum mengukur porositas dan permeabilitas, sampel dibersihkan menggunakan toluena dan metanol untuk mengekstraksi hidrokarbon dan melepaskan semua garam yang terkandung oleh sampel

plug. Sampel dibersihkan dan kemudian dikeringkan dalam oven yang dikontrol dengan cermat pada suhu 60°C dan kondisi kelembaban 40%. Sampel kering ditempatkan dalam pemegang inti Hassler, volume pori diukur dengan metode Hukum Boyle, dengan menggunakan gas helium dilewatkan melalui sampel dan tekanan dipantau sampai stabil, densitas butir pada ambien (500 psig), pengukuran permeabilitas dilakukan dengan menggunakan teknik peluruhan pulsa keadaan tidak stabil, data ini digunakan untuk menentukan permeabilitas, slip dan faktor turbulensi cairan ekuivalen (Klinkenberg).

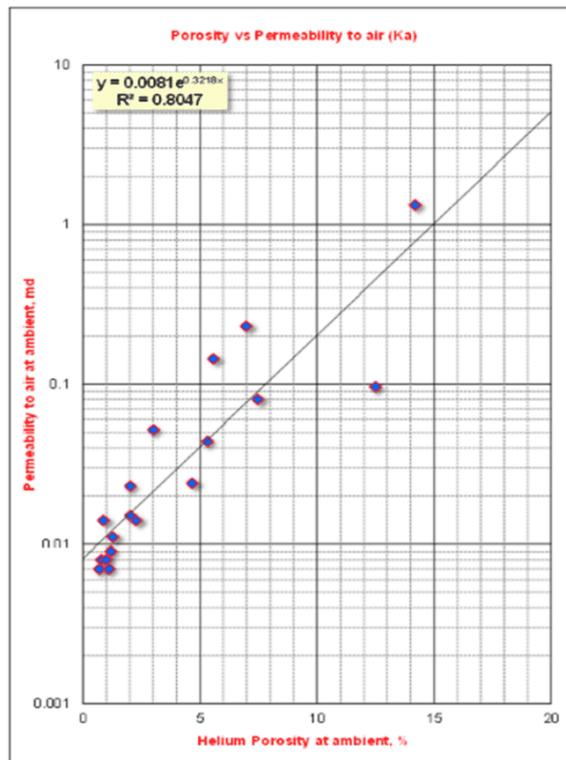
Permeabilitas terhadap udara dan porositas dan permeabilitas klinkenberg diukur pada kondisi ambien (500 psig). Porositas helium dari sampel yang didapat terhitung berkisar antara 0,7 % - 14,2 % dengan nilai rata-rata 4,3 %. Sementara itu, grain density dari 19 sampel berkisar 2,67 gr/cc hingga 2,70 gr/cc (Tabel 4.2). Dari hasil test permeabilitas, menunjukkan nilai permeabilitas horisontal pada kondisi ambien dari core yang didapat memiliki nilai kisaran 0,007 mD hingga 1,33 mD dengan nilai rata-rata 0,117 mD (Tabel.4.2). Pada kondisi overburden berkisar 0,002 mD hingga 0,507 mD dengan rata-rata 0,057 mD. Dari hasil tersebut, menunjukkan bahwa kebanyakan sampel tidak mengalir.

Batuan inti dipotong secara longitudinal sehingga batuan inti terbagi menjadi dua bagian, 1/3 dari potongan yang dipotong sepanjang arah longitudinal digunakan untuk tujuan perlakuan resin. Sisa 2/3 bagian digunakan untuk fotografi cahaya putih dan UV. Semua ringkasan dari analisis RCAL ditunjukkan pada berikut (Tabel 4.2).

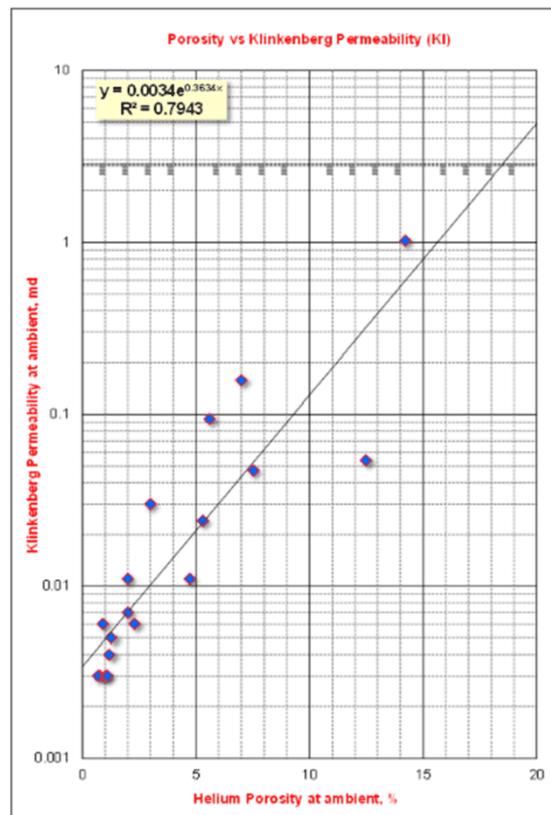
Tabel 4.2 Hasil *Routine Core Analysis* (RCAL) dari core yang diambil pada sumur #18

No ID	Depth feet	HORIZONTAL			Grain Density g/cc	Descriptions
		Permeability to air (Ka) at ambient md	Klinkenberg permeability (Kl) at ambient md	Helium Porosity at ambient %		
<b>CORE-1</b>						
101	5457.60	-	-	-	-	Sample fracture
102	5460.00	0.044	0.024	5.3	2.69	Sst, hd, med gry, m-c, mod srt, subang-subround, qtz, abd glau, pyr, calc
103	5463.70	0.008	0.003	0.8	2.69	Sst, hd, med gry, f-m, mod srt, subang-subround, qtz, abd glau, pyr, calc
104	5466.10	0.014	0.006	2.3	2.70	Sst, hd, lt gry, vf-m, poor srt, ang-subang, qtz, abd glau, pyr, fos, lam, v calc
105	5469.00	0.080	0.047	7.5	2.69	Sst, hd, med gry, m-c, mod srt, subang-subround, qtz, abd glau, sli pyr, calc
106	5472.70	0.009	0.004	1.2	2.69	Sst, hd, med gry, f-c, poor srt, subang-subround, qtz, abd glau, v calc
107	5475.30	0.011	0.005	1.3	2.68	Sst, hd, med gry, vf-f, wel srt, subang-subround, qtz, sli pyr, calc
108	5478.10	0.007	0.003	0.7	2.67	Sst, hd, med dk gry, f-c, poor srt, subang-subround, qtz, sli pyr, calc
109	5481.20	0.008	0.003	1.0	2.68	Sst, hd, lt gry, vf-m, poor srt, subang-subround, qtz, glau, sli pyr & sid, calc
110	5484.40	0.007	0.003	1.1	2.67	Sst, hd, lt gry, vf-m, poor srt, subang-subround, qtz, abd glau, sli pyr, calc
<b>CORE-2</b>						
201	5762.80	-	-	8.0	2.68	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, abd pyr, cly lam, calc, fract
202	5765.90	0.231	0.157	7.0	2.68	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, cly lam, calc
203	5768.25	1.33	1.02	14.2	2.67	Sst, hd, med gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, cly lam, calc
204	5770.50	0.023	0.011	2.0	2.68	Sst, hd, med gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, sid, pyr, fos (?), calc
205	5774.80	0.052	0.030	3.0	2.68	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, sid, lam, calc
206	5777.30	0.014	0.006	0.9	2.69	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, sid, lam, calc
207	5780.40	0.144	0.094	5.6	2.68	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, sid, lam, calc
208	5783.20	0.015	0.007	2.0	2.68	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, sid, abd fos, calc
209	5786.20	0.024	0.011	4.7	2.68	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, sid, abd fos, calc
210	5789.10	0.096	0.054	12.5	2.69	Sst, hd, lt gry, vf, wel srt, subang, qtz, feld, pyr, sid, sli glau, abd fos, calc

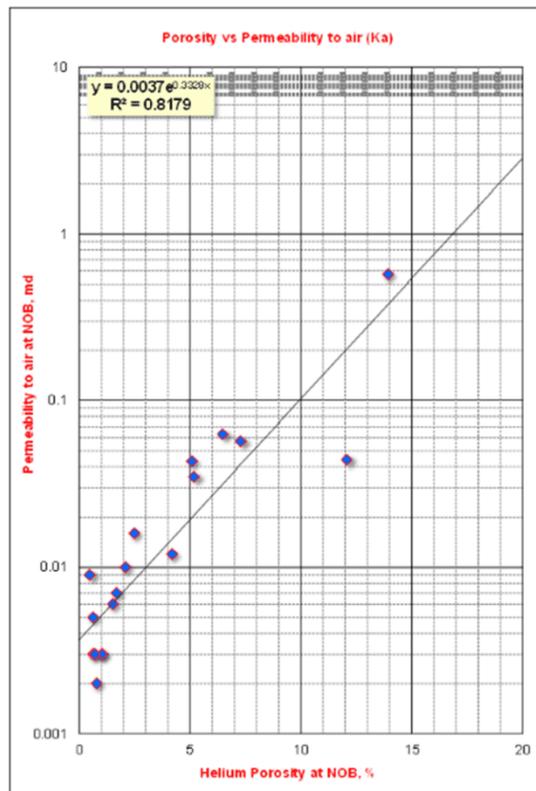
Pada grafik hubungan porositas dan permeabilitas to air pada kondisi ambien interval core #1 tersebut memiliki korelasi koefisien 0,8047 (Gambar 4.5). Sedangkan hubungan antara porositas dengan permeabilitas klinkenberg pada kondisi ambien memiliki korelasi koefisien 0,7943 (Gambar 4.6). Sementara hubungan porositas dan permeabilitas to air pada kondisi NOB interval core #1 tersebut memiliki korelasi koefisien 0,8179 (Gambar 4.7), Sedangkan hubungan antara porositas dengan permeabilitas klinkenberg pada kondisi NOB memiliki korelasi koefisien 0,8155 (Gambar 4.8). Selain itu dapat juga dilihat histogram permeabilitas to air dan permeabilitas Klinkenberg pada kondisi ambien Gambar 4.9 – Gambar 4.10) serta pada kondisi NOB (Gambar 4.10 – Gambar 4.11). Tabel 4.3 menunjukkan statistik pengukuran porositas dan permeabilitas.



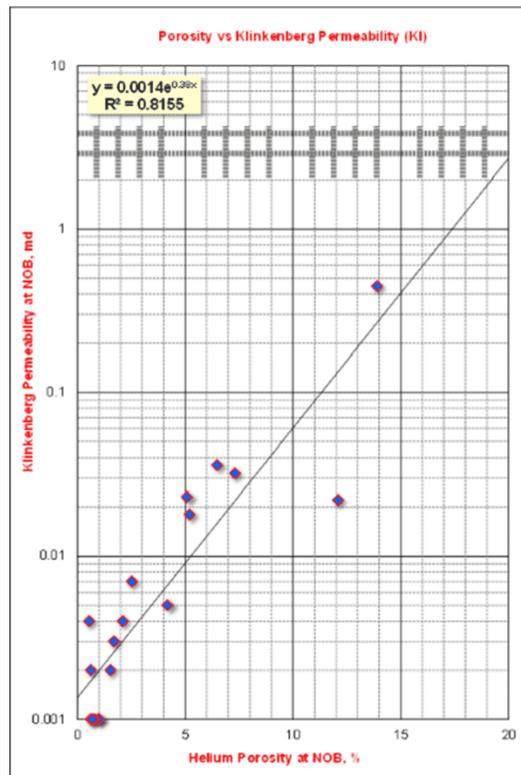
Gambar 4.5 Grafik hubungan porositas dan permeabilitas to air pada kondisi ambien interval core #1



Gambar 4.6 Grafik hubungan porositas dan permeabilitas Klinkenberg pada kondisi ambien interval core #1



Gambar 4.7 Grafik hubungan porositas dan permeabilitas to air pada kondisi NOB interval core #1



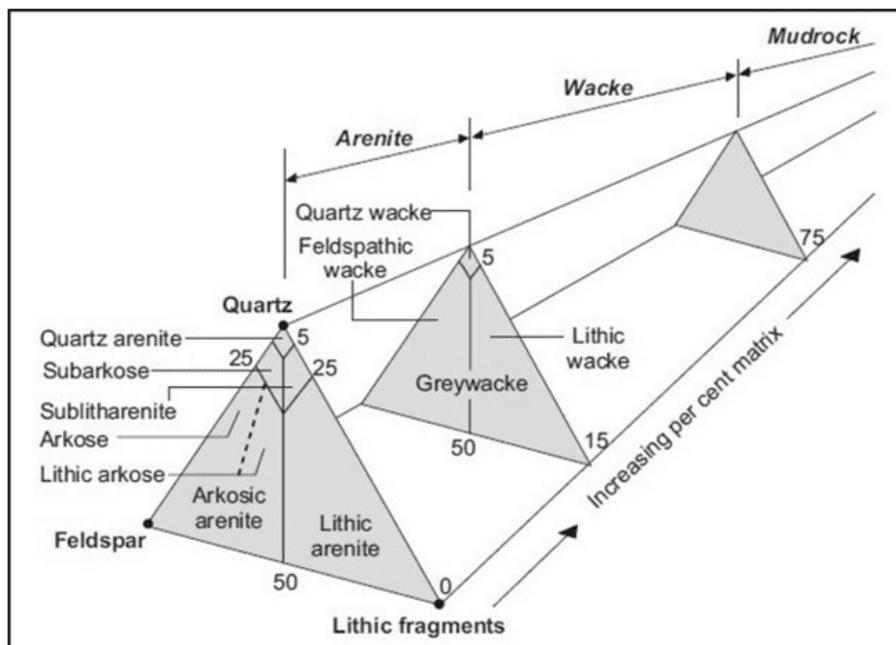
Gambar 4.8 Grafik hubungan antara porositas dengan permeabilitas klinkenberg pada kondisi NOB interval core #1

## 4.4.2 Petrografi

Pengamatan petrografi sayatan tipis dilakukan pada sampel sumur #18 interval kedalaman 2957 – 4648 feet yang termasuk ke dalam Formasi Air Benakat dan kedalaman 5457’ – 5789’ yang termasuk ke dalam Formasi Gumai. Sampel yg diambil pada 2957’ – 4648’ adalah berjumlah 10 sampel berasal dari *Side Wall Core* (SWC) dan sampel kedalaman 5457’ – 5789’ sebanyak 20 sampel yang berasal dari batuan inti. Sayatan tipis yang dimaksud merupakan potongan batuan atau material yang dilekatkan pada kaca preparat mikroskop menggunakan media khusus atau mounting agent dengan indeks refraksi 1.54–1.56 (lem epoxy atau canada balsam) kemudian ditipiskan hingga mencapai ketebalan  $\pm 0.03$  mm.

Pada ketebalan tersebut, kaca penutup dilekatkan pada bagian permukaan untuk kemudian diamati menggunakan mikroskop polarisasi dengan sinar transmisi. Aplikasinya pada industri migas, sayatan tipis batuan direndam dengan larutan blue dye yang telah dicampur dengan epoxy sebelum ditempel pada kaca preparat untuk mengidentifikasi pori batuan. Aplikasi lainnya adalah mengoleskan permukaan batuan dengan pewarna alizarine red yang telah dilarutkan pada HCl untuk membedakan mineral kalsit dan dolomit. Analisis petrografi yang dilakukan menggunakan mikroskop polarisasi tipe Nikon Eclipse E200 Trinocular dengan perbesaran lensa objektif 4x, 10x, dan 40x. Fotomikrograf menggunakan mikroskop yang sama dengan kamera Nikon D5100.

Tatanama batuan terutama untuk batuan sedimen silisiklastik menggunakan klasifikasi dari Pettijohn (1975) (Gambar 4.9). Apabila dijumpai jenis batuan yang memiliki komposisi campuran antara silisiklastik dengan piroklastik/material karbonat, maka tatanama detil digunakan dengan mengacu pada beberapa modifikasi dari klasifikasi Pettijohn (1975). Keterangan tuffaceous ditambahkan pada nama batuan jika fragmen litik vulkanik dijumpai dalam jumlah yang cukup signifikan, beberapa batuan menunjukkan influx tuffan pada matriks. Sedangkan keterangan calcareous ditambahkan untuk batuan yang disusun oleh semen kalsit dalam jumlah signifikan. Apabila dijumpai jenis batuan yang memiliki komposisi campuran antara piroklastik dan silisiklastik (Tabel 4.3), maka tatanama detil digunakan dengan mengacu pada beberapa modifikasi dari klasifikasi Pettijohn (1975).



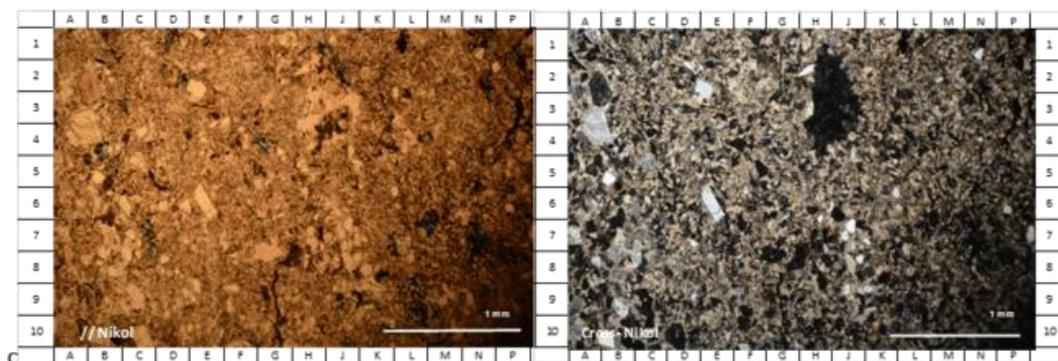
Gambar 4.9 Klasifikasi batuan sedimen secara petrografi (Pettijohn, 1975)



klasifikasi Pettijohn (1975), penambahan istilah calcareous/dolomitic dan tuffaceous merupakan modifikasi merujuk kepada komponen penyusun batuan yang teramati dalam pengamatan petrografi.

### ➤ Dolomitic Arkosic Arenite

Dolomitic Arkosic Arenite merupakan batupasir yang butirannya didominasi oleh feldspar dan semen dolomit yang hadir dalam jumlah signifikan. Berdasarkan analisis petrografi dari 10 titik pengambilan sampel, Dolomitic Arkosic Arenite hadir pada sumur M-75 kedalaman 4648'. Litologi ini hadir dengan butiran berukuran 0,2 – 0,6 mm, terpilah baik, kemas terbuka dengan beberapa butiran yang menunjukkan poin contact dan long contact. Butiran seolah *floating* di antara semen dolomit yang hadir dalam jumlah besar mencapai 23% dari total penyusun batuan. Butiran terdiri dari dominan feldspar plagioklas (12%) dan minor K-feldspar (4%), Kuarsa (10%), litik vulkanik (9%), litik sedimen (5%), fosil planktonic (6%), dan mineral-mineral aksesoris seperti bioit (2%), dan mineral opak (1%). Butiran-butiran seperti feldspar hadir dalam bentuk subrounded dan subangular. Gambar 4.10 di bawah ini menunjukkan kenampakan Dolomitic Arkosic Arenite yang hadir pada sumur #18 interval Formasi Air Benakat.



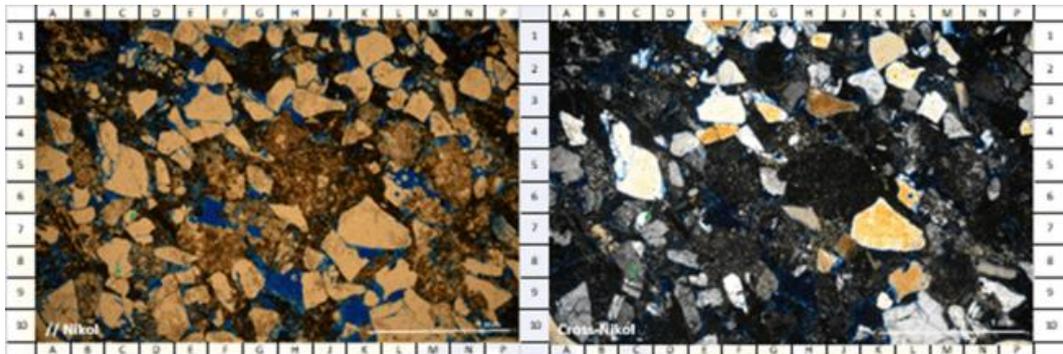
Gambar 4.10 Foto Dolomitic Arkosic Arenite kedalaman 4648 feet, Batuan disusun oleh butiran detritus berukuran pasir sedang, terpilah baik kemas terbuka, dengan bentuk seolah *floating* di antara semen dolomit. Butiran didominasi oleh feldspar, pada tepian butiran semen dolomit tumbuh sebagai *pore lining cement* seperti yang ditunjukkan pada AB2 - AB4. Porositas yang berkembang hanyalah porositas sekunder hasil pelarutan seperti yang ditunjukkan oleh warna biru pada gambar.

Batuan Dolomitic Arkosic Arenit yang hadir di sumur #18 interval bottom Formasi Air Benakat menunjukkan kondisi well cemented, semen dolomit hadir dalam jumlah signifikan, baik sebagai pore lining cement ataupun mengisi rongga antar butir. Matriks hanya hadir dalam jumlah sedikit berkisar 6%, mulai terekristalisasi menjadi illit. Batuan bertekstur tight, porositas yang berkembang hanyalah porositas sekunder pelarutan dalam bentuk vuggy (5%) dan porositas intragranular (1%).

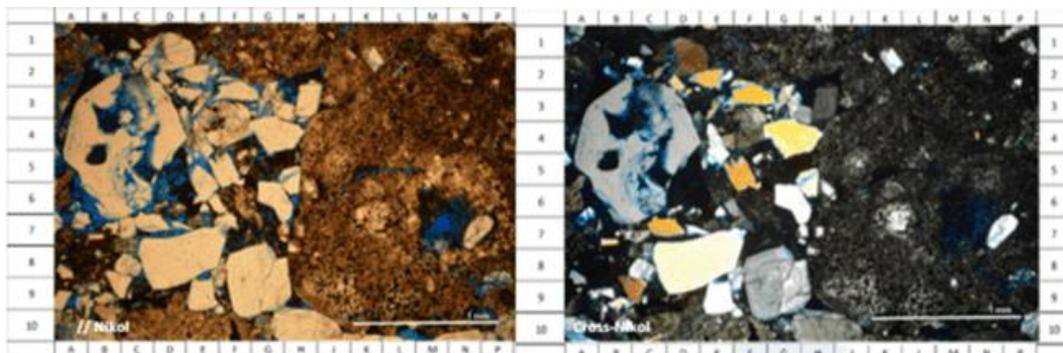
### ➤ Tuffaceous Lithic Arenite

Tuffaceous Lithic Arenite merupakan batupasir yang butirannya didominasi oleh fragmen litik, terutama litik vulkanik, dan mengandung material tuffan pada matriksnya. Berdasarkan analisis petrografi dari 10 titik pengambilan sampel, Lithic Arenite hadir pada kedalaman 3038', 3056', 3544', 3836', dan 4418'. Lithic Arenite pada section ini hadir dengan butiran sedang-kasar berukuran 0.3 – 2 mm, terpilah sedang-buruk, dengan bentuk subrounded-subangular, Butiran terdiri dari dominan litik vulkanik (12-25%) utamanya berkomposisi andesitic dan tuff kristal; litik sedimen (3-6%); butiran feldspar yang disusun oleh plagioklas (9-16%) dan K-feldspar (3-12%); kuarsa monokristalin (9-13%); mineral mika (1-2,5%); mineral berat (1-3%). Hadir pula butiran skeletal berupa foraminifera planktonic (4%) dan alga merah (1-2%) dalam jumlah sedikit. Butiran pada Tuffaceous

Lithic Arenite menunjukkan kemas tertutup dengan kontak antar butir didominasi oleh long contact, concavo convex, dan beberapa ada yang menunjukkan kontak suture sebagai bukti proses kompaksi pada batuan. Butiran-butiran seperti feldspar hadir dalam bentuk subrounded dan subangular, sebagian besar korosif irregular pada tepian butirannya, adapun kuarsa hadir subrounded dengan bentuk embayment. Plagioklas terdiri dari komposisi labradorit dan andesin, beberapa menunjukkan zoning plagioklas mengindikasikan source dari batuan vulkanik. Butiran litik dominan hadir dalam bentuk subrounded dengan ukuran 0.8-2.5 mm. Gambar 4.11 dan Gambar 4.12 di bawah ini menunjukkan Tuffaceous Lithic Arenite dari berbagai kedalaman dengan komposisi butirannya yang didominasi oleh litik vulkanik.



Gambar 4.11 Foto Tuffaceous Lithic Arenit kedalaman 3038 feet, Batuan disusun oleh butiran berukuran 0.2-0.8 mm, terpilah menengah-buruk, kemas tertutup (long contact, concavo convex), hadir suture contact (tanda panah hijau) sebagai bukti kompaksi pada batuan. Butiran didominasi oleh litik vulkanik berupa fragmen andesitik (B5, H4, M5-N5, L6-M6) dan fragmen tuff (F5-F6, HJ5-HJ6, M5-N6, E7-F8), hadir pula feldspar (A4, A5, B6, D9-D10, H3-J3, G10, K3, N2), dan kuarsa (C4-C5, E3-F3, K7-L7, N9-P9). Butiran kuarsa hadir sebagai monokristalin kuarsa dengan bentuk embayment (K9-L9). Matriks disusun oleh lempung dan material tuffan (L8-N9)

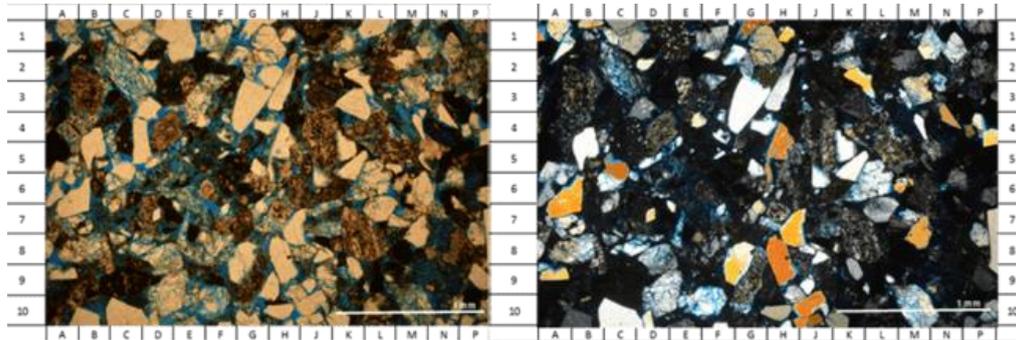


Gambar 4.12 Foto Tuffaceous Lithic Arenit kedalaman 3544 feet, Batuan disusun oleh butiran berukuran 0.3-1,8 mm, terpilah menengah-buruk, kemas tertutup (long contact, concavo convex). Butiran terdiri dari dominan litik vulkanik, hadir fragmen tuff berukuran kasar (KP1-JP9, FJ1-FH2, (EJ1-FH2, JP1-JP10) dengan bentuk membundar dan berukuran kasar, plagioklas (A10-B10, C8, C7, F7, FG8-FG9, H10-J10), K-feldspar (EF3-EF4, H3), kuarsa (BD3-BC6, D8-E7, G6-G7, G4-H4, D1-D2, F3). Butiran plagioklas beberapa menunjukkan zoning dan butiran *embayment* menunjukkan source sedimentasi yang berasal dari batuan vulkanik.

### ➤ Tuffaceous Arkosic Arenite

Tuffaceous Arkosic Arenite merupakan batupasir yang butirannya didominasi detritus Feldspar (K-Feldspar dan Plagioklas) serta mengandung sifat tuffan ditunjukkan dari material tuff yang hadir

sebagai butiran litik dan matriks. Berdasarkan hasil petrografi dari 10 sampel, batuan jenis ini hadir pada kedalaman 3508' dan 4435'. Arkosic arenit pada section ini merupakan grain supported, butiran berukuran pasir sedang-kasar (0.3-0.8 mm), terpilah baik, kemas terbuka dengan beberapa kontak antar butiran berupa long contact dan concavo convex contact. Butiran terdiri dari butiran detritus dengan dominasi feldspar plagioklas (18-22%), K-Feldspar (5-6%); kuarsa monokristalin (12-15%); fragmen litik vulkanik (8-9%), fragmen litik sedimen (4-5%), mineral mika (1%), mineral opak (2%); butiran skeletal yang terdiri dari forman bentonik (2-4%) dan alga merah (1-2%). Gambar 4.13 di bawah ini menunjukkan (Tuffaceous) Arkosic Arenite dari kedalaman 3508 feet dengan komposisi butiran yang didominasi oleh feldspar.



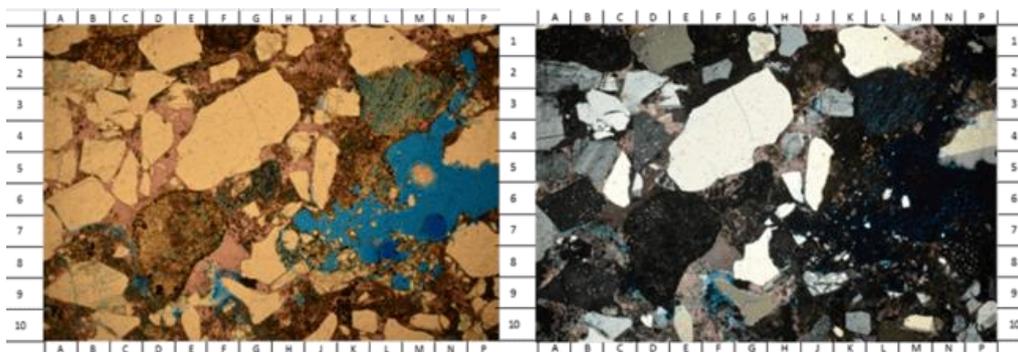
Gambar 4.13 Foto sayatan tipis kedalaman 3508 feet Batuan menunjukkan tekstur *grain supported*, terpilah baik, kemas terbuka, beberapa butiran menunjukkan point contact, concavo convex contact. Butiran didominasi oleh Feldspar dan fragmen litik vulkanik (B2-B3, D4, J2-J3, J4-J5, K7-K8). Terlihat butiran feldspar (C1, C2-C3, B4, B8, D8, D9-D10, F1, F3-F4, J7, L5-L6, M3, M9-M10) yang sebagian besar telah larut, terekahkan, membentuk *grain fractured* dan porositas intragranular. Di beberapa tempat terlihat butiran kuarsa yang hadir dengan bentuk *embayment* (A6-B6, G8-G9, H7, K2-K3, M7). Terlihat hadir framboidal pyrite yang tersebar di antara butiran sebagai material autogenic yang mengindikasikan lingkungan pengendapan kondisi reduksi. Batuan menunjukkan “oversized” porositas ditunjukkan oleh butiran-butiran dengan bentuk korosif hasil dari penggantian-pelarutan, beberapa butiran juga terlihat “floating” di antara porositas intergranular.

Matriks (5%) terdiri dari material lempung yang mulai terekristalisasi menjadi mineral lempung (illit) dan material tuffan. Semen (12%) didominasi oleh pirit dan mineral lempung yang mengisi rongga antar butir, hadir pula semen kalsit dalam jumlah sedikit. Porositas yang berkembang adalah porositas primer intergranular, beberapa butiran memperlihatkan pelarutan yang intens membentuk porositas sekunder intragranular, dan hadir pula rongga hasil pelarutan matriks di beberapa tempat. Sama halnya dengan batupasir tuffan sebelumnya, porositas pada Tuffaceous Arkosic Arenit sebagian besar disusun oleh porositas primer intergranular dengan prosentase berkisar 10-13%. Pada batuan ini porositas primer masih *preserve*, tapi telah terjadi *oversized porosity* melalui pelarutan, ditunjukkan dari butiran-butiran detritus berbentuk korosif yang mengindikasikan proses penggantian-pelarutan kompleks pada butiran yang menambah porositas primer. Butiran-butiran detritus menunjukkan rekahan dalam butiran (*grain fracture*), sebagian besar feldspar juga larut membentuk porositas sekunder intragranular.

### ➤ **Calcareous Arkosic Arenite**

Calcareous Arkosic Arenite merupakan batupasir karbonatan yang butirannya didominasi detritus Feldspar (K-Feldspar dan Plagioklas). litologi ini dicirikan oleh semen kalsit yang hadir dalam jumlah besar (8-15%). Berdasarkan analisis petrografi, dari 10 titik pengambilan sampel, Calcareous Arkosic

Arenite hadir pada kedalaman 3053', 3517', dan 3832'. Calcareous Arkosic Arenite pada section ini hadir dengan butiran halus-sedang berukuran 0.3 – 0.8 mm, berbentuk subrounded-subangular, terpilah sedang-buruk, butiran terdiri dari dominan feldspar yang disusun oleh Ca-Na Plagioklas (12-15%), K-Feldspar (6-8%), hadir pula kuarsa monokristalin (10-11%), fragmen batuan/litik yang disusun oleh litik vulkanik (5-7%) dan litik sedimen (6-8%), serta aksesoris mineral seperti biotit (1-2%), glaukonit (1,5%), zeolit (1%) dan mineral bijih (1%). Pada batuan ini pecahan fosil juga hadir sebagai butiran skeletal yang terdiri dari foram bentonik (1-3%) dan alga merah (1%). Butiran pada batupasir ini menunjukkan kemas terbuka, dengan butiran yang seolah floating di atas semen kalsit. Butiran detritus rata-rata hadir dengan bentuk subangular, beberapa K-feldspar menunjukkan subangular dengan tepian yang korosif, tersementasikan dengan semen lempung (clay coat) dan kalsit. Butiran kuarsa sebagian besar hadir dengan bentuk *embayment* (meneluk), mengindikasikan source sedimentasi yang berasal dari batuan vulkanik komposisi asam (Gambar 4.14). Butiran plagioklas hadir dominan dengan komposisi labradorite-andesin, Rata-rata butiran feldspar berubah menjadi mineral lempung, dan banyak di antaranya yang mengalami pelarutan serta grain fracture.



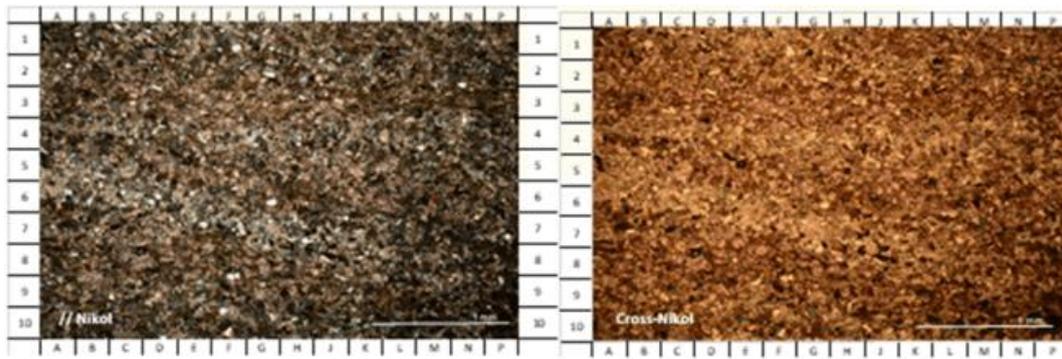
Gambar 4.14 Foto Calcareous Arkosic Arenite kedalaman 3517 feet, Batuan menunjukkan kemas terbuka dengan butiran yang seolah floating di atas semen kalsit. Butiran berukuran pasir sedang (0.3terpilah sedang-buruk (0.3-1.3. Butiran kuarsa (EH3-EG5, KL1-KL2, G7-G8, F9-G9, C5-C6) seluruhnya hadir sebagai monokristalin kuarsa yang menunjukkan bentuk embayment (tanda panah merah) mengindikasikan source sedimentasi berasal dari batuan vulkanik asam (dasitik). Adapun butiran didomintasi oleh K- feldspar yang beberapa di antaranya mengalami pelarutan intragranular (A2-B2, A5, A9-B9, J8, J3), plagioklas dengan bentuk korosif abrasif (A3-A4, D6, C2, H4, NP4-NP5, P10, M10), litik vulkanik (F6-G5, B1-C1), litik sedimen (DF6-D9, F1-G1). Semen kalsit hadir secara melimpah mengisi rongga antar butir, kemudian di beberapa bagian larut membentuk porositas vuggy seperti yang ditunjukkan oleh warna biru pada gambar.

## 2. Petrografi Sumur #18 (5457'-5789')

Jika analisis petrografi sebelumnya dilakukan pada interval Formasi Air Benakat, pengamatan petrografi selanjutnya dilakukan pada Formasi Gumai interval kedalaman 5457-5789 feet. Sejumlah 20 sampel inti bor dipreparasi sayatan tipis dengan interval sampel yang konsisten pada selang 3 feet. Analisis petrografi meliputi pemerian detail dan analisis komponen penyusun batuan (butiran, matriks, semen), pengklasifikasian nama batuan, identifikasi porositas, dan perkembangan diagenesa yang terjadi pada batuan. Summary dari hasil analisis petrografi 20 sampel adalah seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Resume deskripsi petrografi sumur #18 (5457' – 5789')

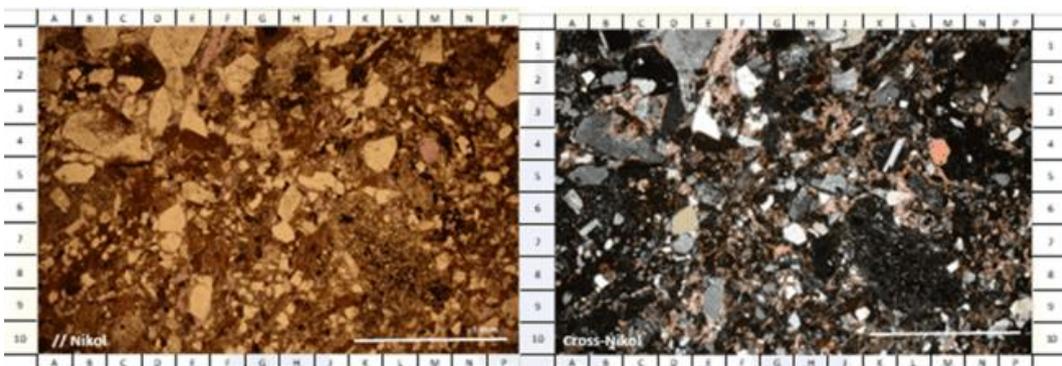




Gambar 4.15 Foto Calcareous Feldspathic Wacke kedalaman 5777 feet, Laminasi teramati jelas dalam sayatan, terdiri dari perlapisan pasir silisiklastik dan pasir karbonatan berukuran pasir sangat halus-halus (0.05-0.2 mm). Butiran terpilah baik, menunjukkan kemas tertutup dengan kontak antar butiran didominasi oleh *long contact* dan *point contact*, beberapa butiran menunjukkan *suture contact* sebagai hasil diagenesa kompaksi. Butiran feldspar didominasi oleh plagioklas hadir pula kuarsa, fragmen litik batuan sedimen (batulempung/batulanau), fragmen litik batuan vulkanik (andesit), glaukonit, mineral mika dan mineral opak; serta butiran skeletal berupa planktonik yang hadir dalam jumlah banyak.

#### ➤ Calcareous Arkosic Arenite

Calcareous Arkosic Arenit merupakan batupasir karbonatan yang butirannya didominasi detritus Feldspar, pada sumur ini komposisi utama feldspar penyusun batuan adalah feldspar plagioklas. Litologi ini dicirikan oleh semen kalsit yang hadir dalam jumlah besar (6-9%). Berdasarkan pengamatan petrografi, litologi ini hadir pada interval dangkal kedalaman 5460', 5472', 5475', 5481', dan 5484'. Calcareous Arkosic Arenit disusun oleh butiran pasir sedang-sangat kasar berukuran 0.2-1.75 mm yang terpilah buruk dengan kemas terbuka, butiran seolah-olah floating di atas semen kalsit. Butiran didominasi oleh plagioklas berkomposisi labradorite-andesin (15-27%), K-feldspar hanya hadir dalam jumlah kecil (3-7%), kuarsa monokristalin (7-15%), litik volknaik (4-7%), litik sedimen (5-8%), butiran skeletal yang didominasi oleh planktonic sebanyak 6-7%, dan mineral-mineral aksesori seperti biotit (1%), glaukonit (2-3%), mineral berat (1%) dan mineral opak (1-2%). Butiran pada batuan ini beberapa ada yang menunjukkan kontak suture, terlihat pula hadirnya butiran mika yang bend sebagai penciri kompaksi yang terjadi pada batuan. Butiran terutama feldspar hadir dalam bentuk yang korosif, beberapa plagioklas ada yang menunjukkan zoning dan butiran kuarsa sebagian menunjukkan bentuk *embayment* sebagai indikasi source sedimentasi yang berasal dari batuan vulkanik. Gambar 4.16 di bawah menunjukkan variasi Calcareous Arkosic Arenit dari berbagai kedalaman.



Gambar 4.16 Foto Calcareous Arkosic Arenite kedalaman 5472 feet, butiran berukuran pasir menengah-kasar (0,3-1,1 mm), terpilah buruk dengan kontak terbuka antar butiran. Butiran terdiri dari feldspar

plagioklas (B3-D4, B5, J5, D2-D, H6), kuarsa (D6, H7, E3, J1), litik vulkanik (K6-M9, H1, L6), litik sedimen (C1-C2, N1-N2, E4, D5), galukonit (K2) dan butiran plantonik yang telah tersemenkan oleh kalsit dan mineral opak (E7, F9, E6, E2, G3). Semen hadir berupa semen kalsit, semen silika, dan semen mineral lempung yang mengisi rongga antar butir dan juga melapisi butiran (cement coating grains). Porositas relatif tidak berkembang disini dan pori-pori sudah tersemenkan oleh semen kalsit.

#### 4.4.3 X-Ray Diffraction (XRD) dan Scanning Electron Microscope (SEM)

Analisis XRD dilakukan pada dua-puluh (20) sampel *batuan ini* pada kedalaman yang sama untuk analisis petrografi dan SEM. Hasil analisis XRD secara umum menunjukkan jenis mineral dan tipe kandungan lempung pada tiap-tiap sampel yang diambil. Data XRD digunakan untuk mendukung analisis petrografi berkaitan dengan sedimentologi batuan inti serta untuk membantu analisis petrofisika pada sumur #18. Hasil XRD dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Tabel 4.6 Analisa XRD

No	Sample Depth ft	Sample type	Clay Minerals %				Carbonate Minerals %			Other Minerals %						Total %			
			Smectite	Illite	Kaolinite	Chlorite	Calcite	Dolomite	Rhodochrosite	Quartz	K-Feldspar	Plagioclase	Pyrite	Hematite	Anatase	Zeolite	Clay	Carbonate	Other
1	5457.60	Core plug	4	23	-	6	4	-	-	35	4	14	2	-	-	8	33	4	63
2	5460.00		2	2	1	3	9	2	-	36	8	36	1	-	tr	-	8	11	81
3	5463.70		2	9	5	3	13	6	-	23	9	29	1	-	tr	-	19	19	62
4	5466.10		2	10	4	10	2	37	-	21	2	9	2	-	1	-	26	39	35
5	5469.00		2	6	4	4	6	-	-	28	10	40	tr	-	tr	-	16	6	78
6	5472.70		2	8	4	8	11	-	-	32	7	26	1	-	1	-	22	11	67
7	5475.30		6	6	-	19	3	-	-	17	6	39	1	-	3	-	31	3	66
8	5478.10		6	4	-	18	6	-	-	33	2	28	tr	-	3	-	28	6	66
9	5481.20		2	7	-	7	8	-	-	30	11	34	tr	-	1	-	16	8	76
10	5484.40		1	11	-	16	4	-	-	19	5	42	tr	-	2	-	28	4	68
11	5762.80		2	15	6	5	33	-	1	18	-	18	2	-	tr	-	28	34	38
12	5765.90		3	14	7	5	21	3	tr	26	-	18	2	-	1	-	29	24	47
13	5768.25		6	21	5	5	13	2	tr	28	3	13	3	-	1	-	37	15	48
14	5770.50		4	17	6	6	18	2	tr	29	2	13	2	-	1	-	33	20	47
15	5774.80		3	11	6	5	27	2	1	28	1	13	2	-	1	-	25	30	45
16	5777.30		2	9	5	2	46	1	1	15	1	17	1	-	tr	-	18	48	34
17	5780.40		3	15	8	4	19	1	tr	24	2	22	1	-	1	-	30	20	50
18	5783.20		3	10	5	4	29	5	1	27	1	13	1	-	1	-	22	35	43
19	5786.20		4	12	5	5	23	5	1	23		21	tr	-	1	-	26	29	45
20	5789.10		4	13	6	6	22	2	tr	21	1	24	tr	-	1	-	29	24	47

Pengamatan gambar SEM memperlihatkan bahwa pada sampel ini umumnya mengandung butiran kuarsa, fragmen batuan, feldspar dan juga kehadiran bioklas serta karbon organik material yang teramati pada kedalaman tertentu.

Matrik lempung hadir pada semua sampel, dan yang paling tinggi presentasi pada kedalaman 5470.60 ft, dimana kemungkinannya berasal dari batu lempung. Selain pada kedalaman tersebut, kehadiran matrik lempung ini umumnya mengisi ruang pori diantara butiran dan juga terkadang melapisi beberapa permukaan butiran, dan juga mengisi di ruang pori bioklas. Matrik lempung juga sebagian kecil mengalami rekristalisasi menjadi illite, dan sebagian juga tergantikan oleh siderite dan kalsit.

Mineral sekunder yang hadir pada umumnya adalah kalist, kaolinite, illite dan pyrite, dan dolomite dan klorit di beberapa kedalaman tertentu. Mineral sekunder ini biasa disebut sebagai semen, yaitu menyemen ruang pori utama diantara butiran, selain menggantikan beberapa butiran tidak stabil seperti feldspar dan fragmen batuan. Kehadiran dolomit yang cukup banyak, teramati pada kedalaman 5466.10 feet. Kalsit bersama dengan kaolinite, pyrite dan material lempung juga mengisi ruang pori bioklas. Lokal dijumpai pula kaolinite, pyrite dan siderite menempel pada permukaan butiran. Kaolinite, klorit dan material lempung terkadang juga menghambat pertumbuhan berlebih pada tepi permukaan butiran kurasa dan feldspar.

Porositas dan permeabilitas teramati pada perbesaran rendah umumnya adalah buruk. Buruknya porositas dan jaringan pori disebabkan oleh kandungan lempung dan sementasi yang tinggi. Sistem porositas yang utama yang terrekam adalah porositas sekunder hasil dari pelarutan butiran tidak stabil, semen dan matrik, didampingi sejumlah kecil porositas primer. Dalam perbesaran yang lebih tinggi, kehadiran sejumlah mikroporositas dimungkinkan dapat meningkatkan porositas.

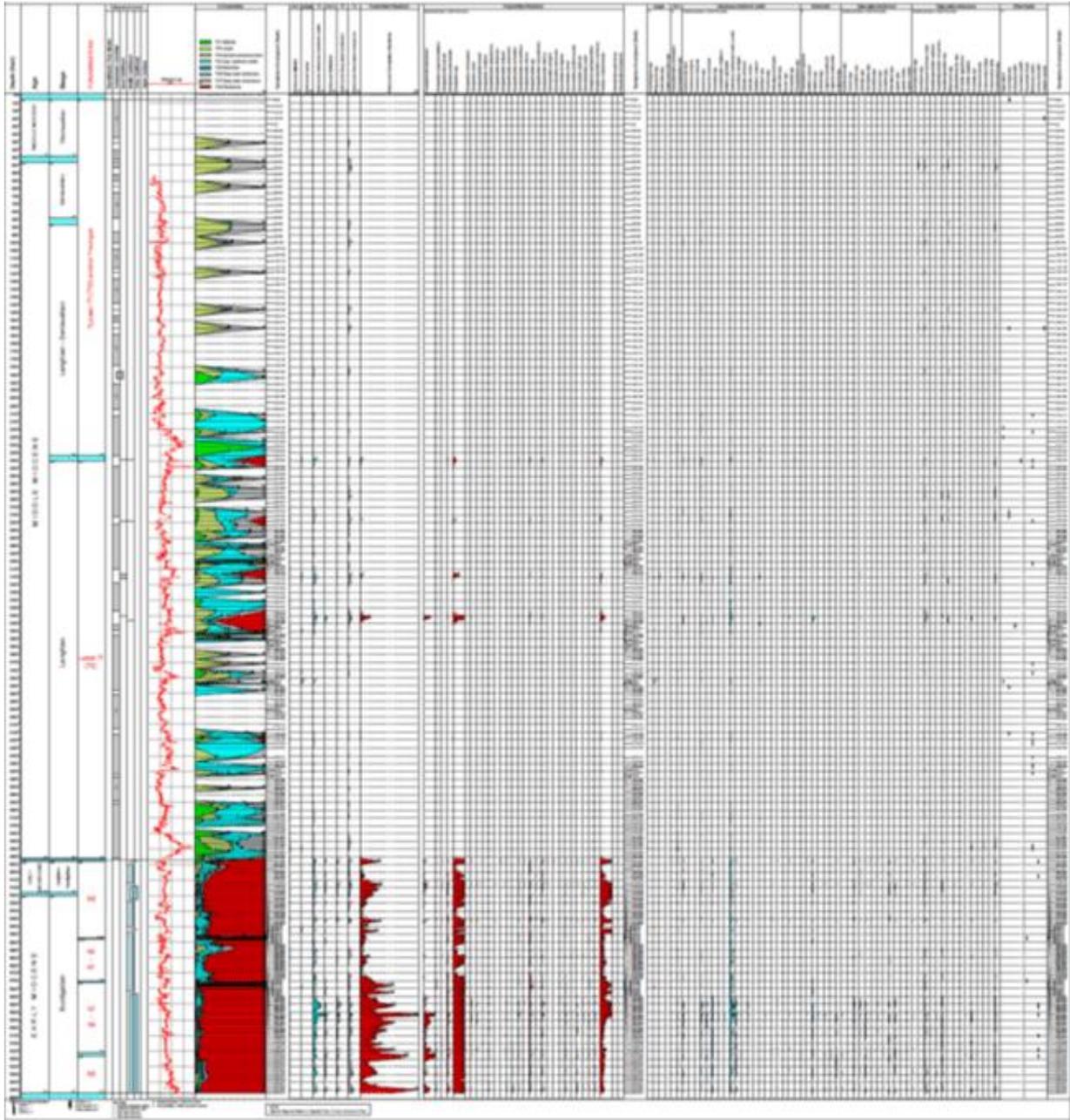
#### 4.4.4 Biostratigrafi

Bagan ini mencatat kronostratigrafi yang diinterpretasikan dan menunjukkan penanda dan zona biostratigrafi penting yang diterapkan. Sebanyak 223 conto serbuk bor, 10 conto batuan inti/*core* dan 17 sidewall cores (SWC) telah diperiksa untuk analisis mikropaleontologi (foraminifera). Untuk nannofosil gampingan sebanyak 221 conto serbuk bor, 12 conto batuan inti/*core* dan 17 sidewall cores (SWC), sedangkan tiga puluh (30) conto serbuk bor untuk palinologi (Tabel 4.7). Kedalaman sampel analitik dan interval yang dikutip dalam laporan ini diberi label oleh *sample catcher*. Tidak ada penyesuaian kedalaman yang dibuat untuk perbedaan kedalaman juru bor/logger. Semua satuan kedalaman dalam laporan ini adalah dalam satuan kaki/*feet*. Dalam laporan ini, bagian bawah/terdalam dari dua label tiap conto serbuk bor telah digunakan untuk menentukan top dan base dari kemunculan fosil dan untuk semua interval dan even stratigrafi.

Tabel 4.7 Sampel yang dianalisis di Sumur #18

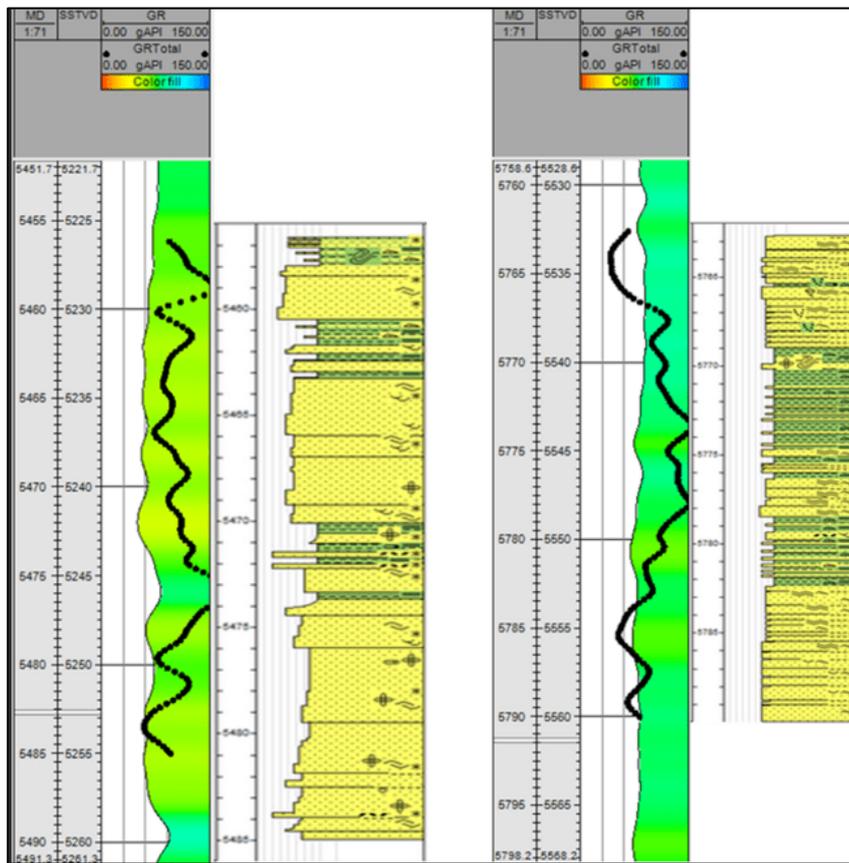
Type Sample	Type of Analyses		
	Foraminifera	Nannofossil Gampingan	Palynologi
Serbuk Bor	223	221	30
Inti Bor/Core	10	12	0
SWC	17	17	0
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>30</b>

Tabel 4.8 Distribusi foraminifera Sumur #18



#### 4.4.5 Deskripsi Dan Sedimentologi Batuan Inti

Sumur #18 terletak di Kabupaten Jambi, memiliki panjang batuan inti dengan total 20 ft. Data core diambil dari sumur #18 terdiri dari 2 interval core yaitu core #1 (5456.30 – 5485.00 ft) dan core #2 (5762.70 – 5790.00 ft). Hasil integrasi antara kedalaman batuan inti dari lapangan dengan log tali kawat pada interval core#1 bagian bawah menunjukkan terdapat pergeseran 2ft ke atas dan pada interval core#2 bagian bawah menunjukkan terdapat pergeseran batuan inti sejauh 5 ft ke bagian atas (Gambar 4.17). Kedua interval batuan inti tersebut telah dideskripsikan dan diinterpretasikan secara sedimentologi untuk keperluan penentuan lingkungan pengendapan. Kedua interval batuan inti tersebut berasal dari Formasi Gumai dan dari pertimbangan regional kemungkinan berumur Miosen Tengah.

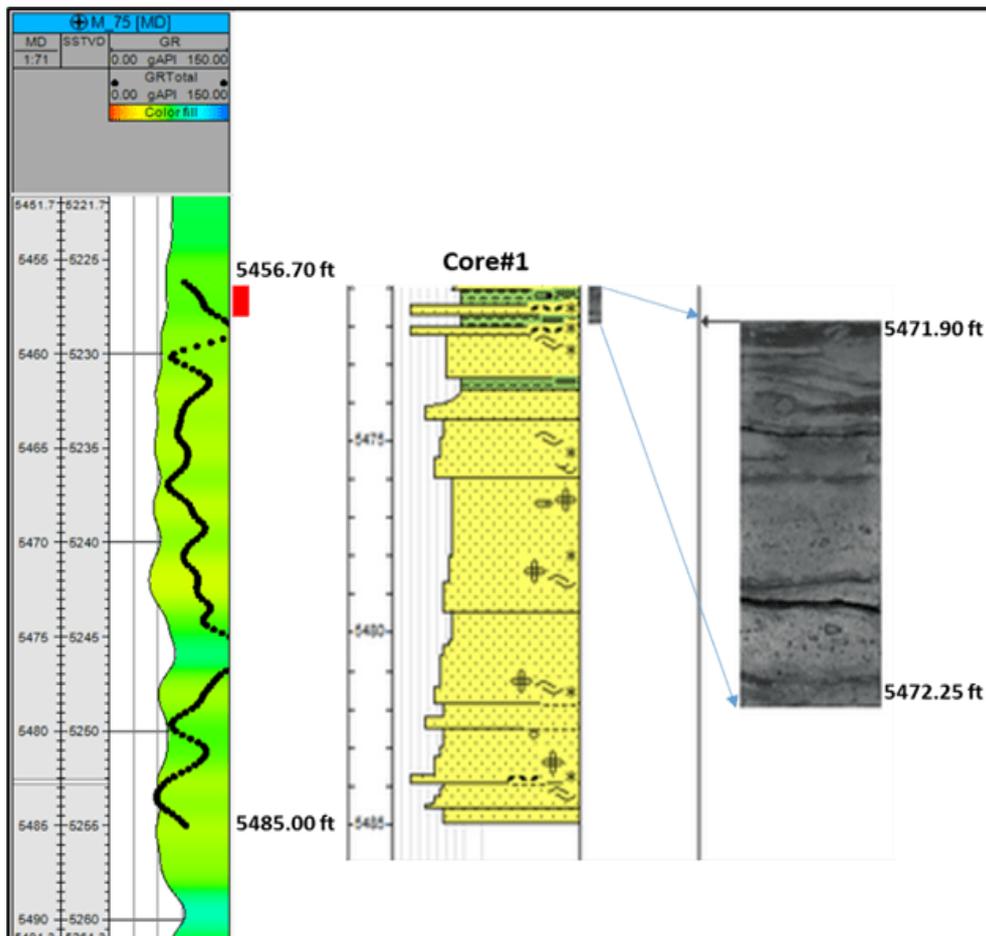


Gambar 4.17 Integrasi batuan inti dan log tali kawat

➤ **Core#1: 5456.70-5485.00 ft**

Core#1 dapat dibagi menjadi dua interval litostratigrafi yang dibatasi oleh lag tipis glauconite dan *mud clast* pada kedalaman 5472.25 ft dan 5484.00 ft. Litologi utama secara keseluruhan adalah batupasir yang berbutir halus sampai sangat kasar, dalam siklus penghalusan ke atas skala desimeter bertumpuk, dan sortasi buruk sampai sedang. Interval di atas 5472.25 ft umumnya berbutir kasar dan kurang bioturbasi dibandingkan dengan interval yang lebih bawah dimana interval tersebut mengandung proporsi yang lebih tinggi dari perselingan serpih dan struktur sedimen yang tampak adalah laminasi silang, laminasi bergelombang dan laminasi lentikular. Interval bawah mengalami bioturbasi sedang dan sedikit struktur sedimen yang masih terlihat. Ada dugaan bioklast jarang di seluruh batuan inti tetapi ini kemungkinan telah digantikan oleh semen dolomit yang tersebar luas.

Porositas yang terlihat pada batupasir buruk karena persentase detrital lempung yang tinggi dan sementasi selektif batupasir yang lebih bersih oleh dolomit. Terdapat rekahan vertikal kecil pada kedalaman 5460.50 ft yang sebagian terisi oleh lempung berwarna coklat yang kemungkinan merupakan lumpur pemboran. Lingkungan pengendapan diinterpretasikan sebagai mouth bar pada kondisi distributary channel dengan pengaruh laut yang kuat secara keseluruhan. Pada kedalaman di bawah 5472.25 ft sedimen diendapkan dalam energi yang lebih rendah, diasumsikan lebih ke distal sampai channel dibandingkan dengan interval di atasnya. Glaukonit tipis pada 5472.25 ft menandai permulaan progradasi garis pantai dan merupakan kandidat batas urutan regresif (Gambar 4.18).

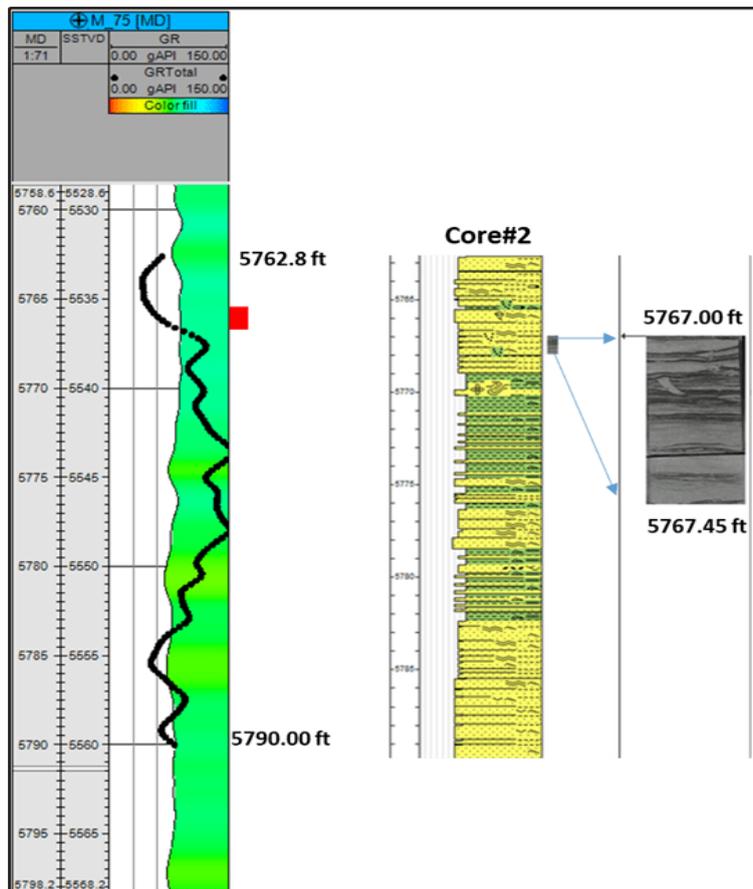


Gambar 4.18 Interval 5471.9-5472.25 ft: bagian bawah foto menunjukkan lag kasar dari glaukonit dan *mud clasts*. Laminasi lenticular dan bergelombang di bagian atas.

➤ **Core#2: 5462.70-5790.00 ft**

Core#2 terdiri dari batupasir interlaminasi dan serpih. Bagian atas dan bawah didominasi oleh batupasir dan bagian tengah didominasi oleh serpih (Gambar 4.19). Batupasir sangat halus hingga berbutir halus, tersortir dengan baik dan struktur sedimen meliputi riak laminasi silang dengan tirai lumpur (*mud drapes*) dan laminasi bergelombang. Lamina serpih berwarna abu-abu sedang sampai gelap, dengan laminasi paralel dan laminasi lentikular. Derajat bioturbasi umumnya rendah pada batupasir dan serpih dan termasuk sparse Girolit dan Planolit yang jarang. Lamina batupasir disemen oleh dolomit dan memiliki porositas yang terlihat buruk. Sebuah stylolite vertikal mencolok di zona semen dolomit di kedalaman 5786.50 ft.

Lingkungan pengendapan diinterpretasikan memiliki afinitas pasang surut yang kuat berdasarkan hadirnya *mud drapes*, laminasi bergelombang dan laminasi lenticular. Selanjutnya, kurangnya bioturbasi dan kemunculan *Gyrolithes* menunjukkan bahwa kondisi substrat tertekan dan bersifat payau. Bagian yang didominasi batupasir kemungkinan merupakan batang pasang surut yang berasosiasi dengan saluran delta atau muara. Bagian yang didominasi serpih kemungkinan diendapkan di sepanjang sisi saluran sebagai *mud flats* pasang surut.



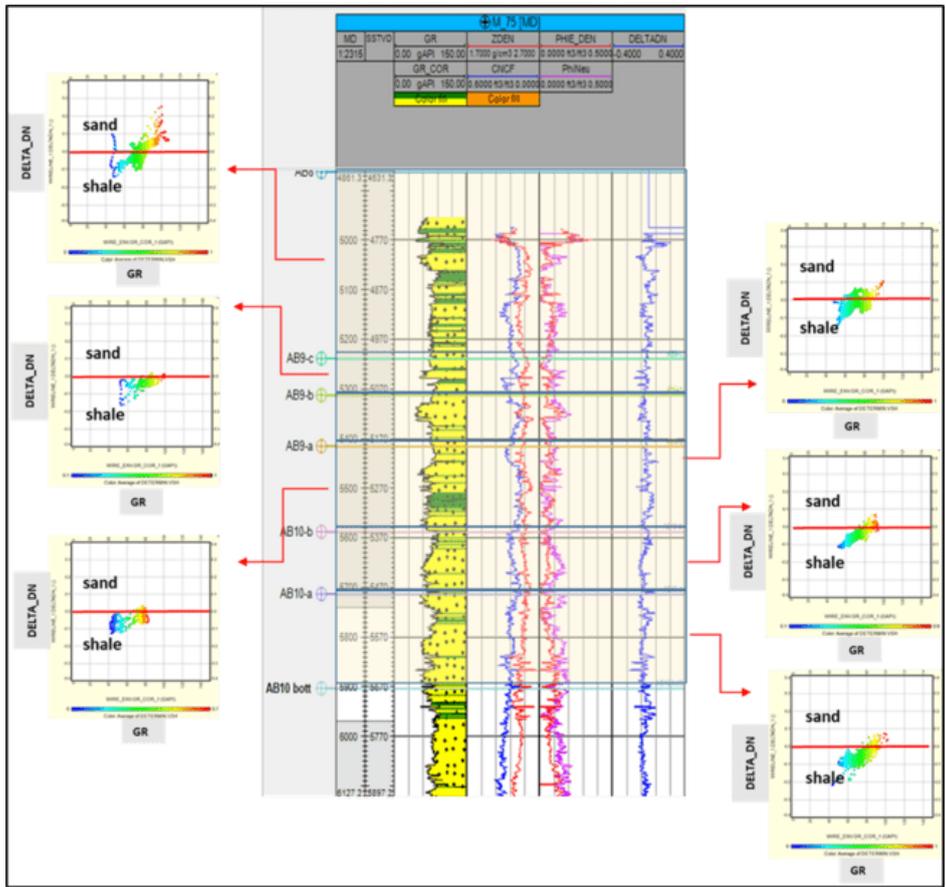
Gambar 4.19 Interval 5767.00-5767.45 ft: batupasir interlamnasi dan serpih dengan laminasi lentikular dan bergelombang. Burrow berisi pasir di lamina serpih termasuk Gyrolithes

## 4.5 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan untuk menjawab beberapa permasalahan yang ada di lapangan terkait dengan sifat fisik batuan dan evaluasi formasi. Selain itu, analisis petrofisika juga bertujuan untuk membantu dalam integrasi data lain baik itu sedimentologi batuan inti, stratigrafi sikuen dan lain sebagainya. Identifikasi kualitas wireline log, gamma ray, density dan neutron perlu dilakukan sebelum memulai evaluasi formasi (pre-calc). Density log yang tersedia berada dalam kondisi terkoreksi sesuai dengan keterangan yang ada pada laporan wireline log. Gamma ray dan neutron log tidak memiliki keterangan tentang koreksi yang dilakukan pada laporan tersebut, sehingga kedua log tersebut diasumsikan tidak terkoreksi.

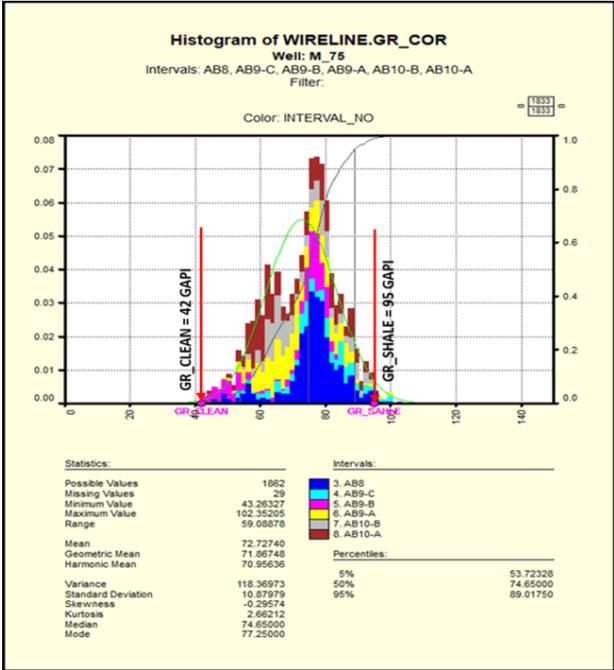
### 4.5.1 Analisis Litologi Sumur #18

Litologi pada Sumur #18 ditentukan menggunakan kombinasi density dan neutron log (Gambar 4.20) serta dengan menggunakan log Gamma ray (Gambar 4.21). Litologi pada sumur ini dibedakan menjadi 2, yaitu shale dan sand. Shale diidentifikasi jika log Delta DN yang bernilai positif, sedangkan sand diidentifikasi dengan log Delta DN bernilai negatif. Log Delta DN tersebut merupakan hasil perhitungan selisih antara porositas neutron dengan porositas density. Log Delta DN yang positif memiliki makna porositas neutron lebih tinggi daripada porositas density yang mengindikasikan litologi shale. Sedangkan Log Delta DN yang negatif memiliki makna porositas neutron lebih rendah daripada porositas density yang mengindikasikan litologi sand.



Gambar 4.20 Hasil analisis litologi pada Sumur #18

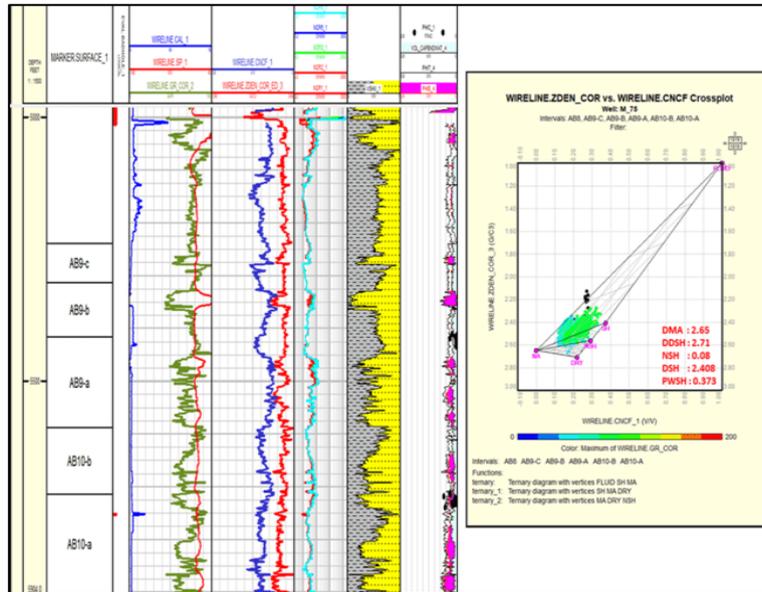
Berdasarkan nilai GR terkoreksi, untuk GR clean adalah 42 API dan untuk GR shale adalah 95 API. Nilai ini sudah di integrasikan dengan menggunakan deskripsi cutting.



Gambar 4.21 GR clean dan GR shale sumur #18

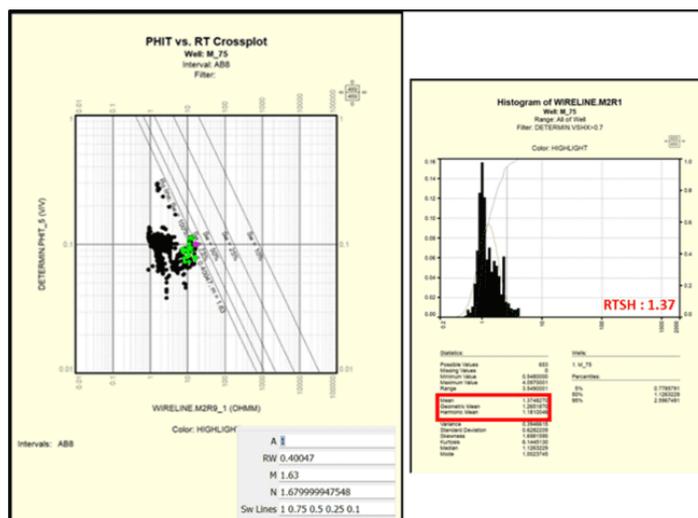
### 4.5.2 Parameter Piking

Parameter piking ditentukan masing-masing berdasarkan zonasi yang telah dibuat. Gambar 4.22 menunjukkan plot silang antara density vs neutron dan vsh vs deep resistivity untuk mengetahui nilai pembacaan neutron, density, dan resistivity terhadap shale. Untuk nilai densitas matriks yaitu 2,65 ini karena batuan pada sumur M18-01 adalah batuan sedimen silisiklastik. Nilai densitas dry shale yaitu 2,71 dan neutron shale sebesar 0.08.



Gambar 4.22 Penentuan densitas dan neutron shale pada Sumur #18

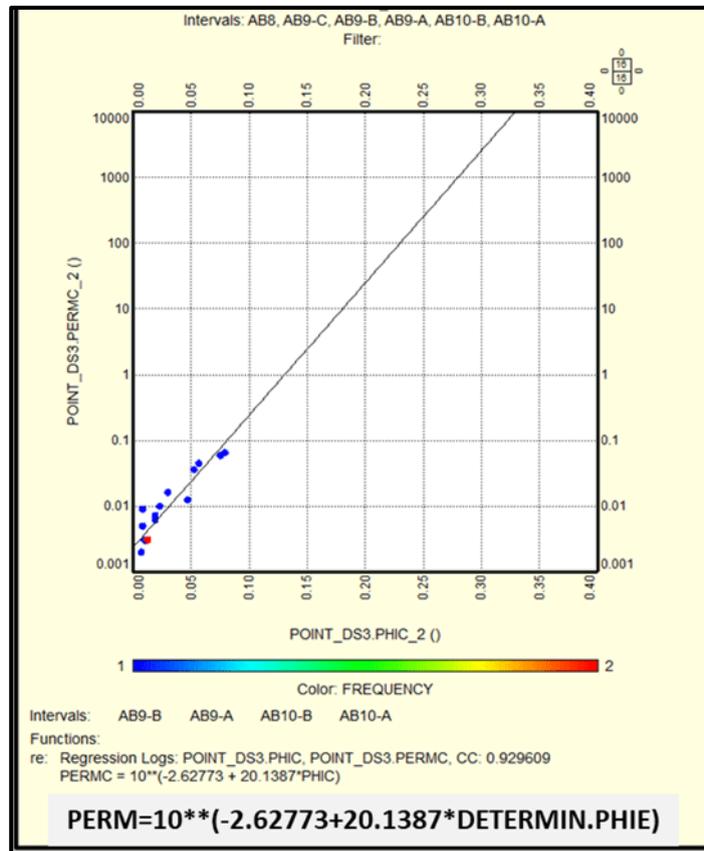
Penentuan zona air hanya dapat diidentifikasi berdasarkan data mudlog pada kedalaman 5000-5050ft. Pada deskripsi mudlog dijelaskan bahwa interval ini adalah batupasir yang tidak memiliki show serta pembacaan gas yang minim. Picket plot antara PHIT dan resistivitas pada interval ini menunjukkan nilai  $R_w$  sebesar 0.4 Ohmm pada temperature formasi. Nilai resistivitas lempung di simpulkan berdasarkan nilai resistivitas pada interval dengan kandungan shale lebih dari 80%, dan didapatkan nilai resistivitas lempung adalah 1.37 Ohmm (Gambar 4.23).



Gambar 4.23 Parameter resistivitas air dan resistivitas

### 4.5.3 Prediksi Permeabilitas

Prediksi permeabilitas dilakukan dengan metode single regression, yaitu melihat regresi antara porositas dan permeabilitas batuan inti. Data batuan inti yang digunakan untuk prediksi permeabilitas terdapat pada zona AB9-b dan AB10-a dimana AB9-a mewakili interval batulempung dan AB10-a mewakili interval batupasir. Persamaan yang didapatkan dari regresi porositas batuan inti dan permeabilitas batuan inti digunakan untuk memprediksi nilai permeabilitas pada interval yang tidak memiliki data batuan inti. Gambar 4.24 memperlihatkan regresi dan persamaan yang digunakan.



Gambar 4.24 Regresi porositas dan permeabilitas batuan inti

Nilai permeabilitas pada sumur ini berkisar antara 0.01 – 1 mD. Ini tidak jauh berbeda dengan nilai permeabilitas dari data batuan inti yang berkisar 0.01 – 0.09 mD. Hasil plot silang antara permeabilitas prediksi dengan permeabilitas batuan inti adalah 0,71 yang berarti bahwa perbandingan antara keduanya sudah representative. Nilai permeabilitas rata-rata sumur ini tergolong rendah untuk suatu zona reservoir.

## **BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN**

1. Dari hasil analisis sedimentologi batuan inti, secara umum pengendapan batuan inti berada pada daerah intertidal-sublitoral. Dari core yang diambil pada sumur #18, litologi secara umum berupa batupasir dan serpih, diendapkan pada lingkungan intertidal sampai mendekati outer sublitoral. Pada bagian bawah diinterpretasikan sebagai sedimen outer sublittoral dan semakin keatas berubah menjadi intertidal.
2. Kedalaman 4980-6470ft berumur N5-N8 (Miosen awal-Miosen Tengah) ekuivalen dengan Formasi Gumai Atas dan kedalaman 80-4960ft berumur NN4-dan atau lebih muda NN6 (Miosen Tengah) ekuivalen dengan Formasi Air Benakat. Terdapat indikasi ketidakselarasan di sekitar kedalaman 4960.

## DAFTAR PUSTAKA

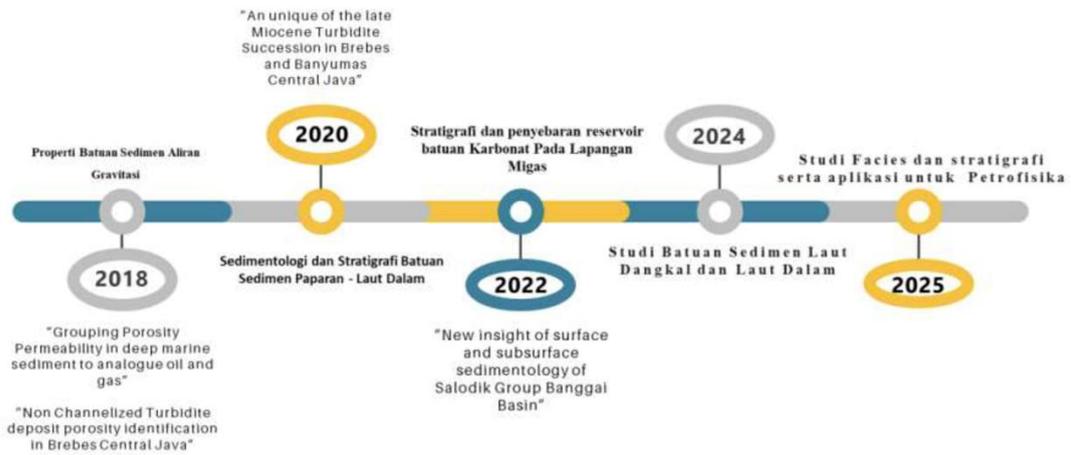
- Argakoesoemah, R.M.I., Kamal, A., 2004 *Ancient Talang Akar Deepwater Sediments in South Sumatra Basin: A New Exploration Play*. Proceedings, Deepwater and Frontier Exploration in Asia & Australasia Symposium. IPA. DFE04-OR-009
- Armstrong, H., & Brasier, M., 2005, *Microfossils*, Blackwell Publishing, United Kingdom.
- Ariyanto, Y., 2011. Pemodelan Impedansi Akustik Untuk Karakterisasi Reservoar Pada Daerah "X", Sumatera Selatan. Skripsi, FMIPA Universitas Indonesia, Jakarta.
- Benton, M.J., Harper, D.A., 2008, *Introduction to Paleobiology and the Fossil Record*, Cambridge University Press.
- Berggren, W.A. et al. 1995. A Revised Cenozoic Geochronology and Chronostratigraphy. In: Berggren, W.A., et al. Geochronology Time Scales and Global Correlation, Vol. 54, SEPM Special Publication, p.129-212.
- Blow, W.H., 1969, Late *Middle Eocene to Recent Planktonic Foraminiferal Biostratigraphy*. In Bronnimann P., & Renz, H.H., eds., 1st. Conf. on planktonic microfossils, Proc. (Geneva, 1967). E.J. Brill, Leiden, v. 1, h.199-412, 43 gbr., 54 pl.
- Blair, T.C., McPherson J.G., 1994, Alluvial Fans and Their Natural Distinction from Rivers Based on Morphology, Hydraulic Processes, Sedimentary Processes, and Facies Assemblages, in *Journal of Sedimentary Research Vol. A64. No. 3*, United States of America, Society of Sedimentary Geology, p. 450-489.
- Bishop, M. G., 2000, Petroleum Systems of the Northwest Java Province Java and Offshore South East Sumatra Indonesia, USA, USGS.
- Bishop, M., 2001: South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System. USGS Open-File Report 99-50-S
- Barber, A. J., Crow M. J., dan Milsom J. S., 2005, Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution, Geological Society Memoir No. 31, London: The Geological Society.
- Boggs, S., 2006, *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, United States of America, Pearson Prentice Hall Co., 451, 653 p.
- Bolli, H.M. et al. (Eds). 1985. *Plankton Stratigraphy*. Cambridge Univ. Press, pp. 1-1032.
- Bukry, D. 1973. Low latitude Coccolith biostratigraphic zonation. In: Edgar, N.T., Saunders, J.B. et al., *Init. Repts. D.S.D.P.*, 16, pp. 685-703.
- Bukry, D. 1975. Coccolith and Silicoflagellate stratigraphy, Northwestern Pacific Ocean. In: Larson, R.L., Moberly, L. et al., *Init. Repts. D.S.D.P.*, 32, pp. 677-701.
- Clure, J., Fiptiani, N. 2001. *Hydrocarbon Exploration in The Merang Triangle, South Sumatra Basin*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association Twenty-Eight Annual Convention & Exhibition, IPA01-G-010

- De Coster, G.L., 1974, The Geology of the Central and South Sumatra Basins, Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA) 3<sup>rd</sup> Annual Convention, p. 77-110.
- Dickinson, W.R., Beard, L.S., Brakenridge, G.R., Erjavec, J.L., Ferguson, R.C., Inman, K.F., Knepp, R.A., Lindberg, F.A. and Ryberg, P.T., 1983, Provenance of North American Phanerozoic sandstones in relation to tectonic setting, *Geological Society of America Bulletin*, V. 94, p. 222-235.
- Darlymple, R.W., Choi, K., 2007, Morphologic and Facies Trends Through the Fluvial-Marine Transition in Tide-Dominated Depositional Systems: A Schematic Framework for Environmental and Sequence-Stratigraphic Interpretation, in *Earth-Science Reviews vol. 81*, Elsevier B.V., p. 135-174.
- Desjardins, P.R., Buatois, L.A., Mangano, M.G., 2012, Tidal Flats and Subtidal Sand Bodies, in *Developments in Sedimentology Vol. 64*, Elsevier B.V., p. 529-561.
- Ferdiyanto, G., Sunardi, E., Ismawan. 2003. *Analysis of sequence Stratigraphic Hy, Lemat Formation to Gumai Formation, Gn Field, South Sumatra Basin*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association Twenty-Ninth Annual Convention & Exhibition, IPA03-SG -006.
- Galloway, G.E., Hobday, D.K., 1996, *Terrigenous Clastic Depositional Systems: Applications to Fossil Fuel and Groundwater Resources Second Edition*, Germany, Springer-Verlag, 489 p.
- George, P., 1 James A. MacEachern, † Shahin E. Dashtgard, † Kerrie L. Bann, ‡ Murray K. Gingras\* and John-Paul Zonneveld\* *Developments in Sedimentology. Vol.64.*
- Germeraad, JH., C.A. Hopping & J. Muller. 1968. Palynology of Tertiary sediments from tropical areas. *Rev. Palaeobot. Palynology.6:189-348.*
- Ginger, D., Fielding, K., 2005, *The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin*, Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention and Exhibition, Indonesia.
- Heidrick, T.L., Aulia, K., 1993. *A structural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*. Indonesian Petroleum Assosiation, Proceeding 22th Annual Convention, Jakarta, Vol. 1, p. 285-316
- Hori, K., Saito, Y., Zhao, Q., Cheng, X., Wang, P., Sato, Y., Li, C., 2001, Sedimentary Facies of the Tide-Dominated Paleo-Changjiang (Yangtze) Estuary During the Last Transgression, in *Marine Geology vol. 177*, Elsevier B.V., p. 331-351.
- Ingle, J.C., Keller, G., and Kolpack, R.L. 1980. Benthic foraminiferal facies, sediments and water masses of the southern Peru-Chile Trench Area, Southeastern Pacific Ocean, *Micropaleontology* 26/2; p. 113 – 150.
- Jones, S. J. 2015. *Introducing Sedimentology*. 2015. Dunedin Academic Press Ltd Hudson House 8 Albany Street Edinburgh EH1 3QB.
- Jones, R.W., 1994, *Challenger Foraminifera*. Oxford: Oxford University Press, 149 pp.

- Koesoemadinata, R.P., 1969, Outline of Geologic Occurrence of Oil in Tertiary Basins of West Indonesia. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 53, no 11, hlm. 2368-2376
- Koesoemadinata, R.P., 1976, Tertiary Coal Basins of Indonesia, Prepared for the 10th Ann. Of CCOP, Geology Survey of Indonesia
- Komisi Sandi Stratigrafi Indonesia, 1996, *Sandi Stratigrafi Indonesia*, Ikatan Ahli Geologi Indonesia, Jakarta.
- Kasim, S.A., Armstrong, J. 2015. Oil-oil correlation of the South Sumatra Basin Reservoirs. Journal of Petroleum and Gas Engineering. Vol. 6(5), pp. 54-61.
- Kennett, J.P. and Srinivasan, M.S. 1983. *Neogene planktonic foraminifera: A phylogenetic atlas*. Hutchinson Ross Publ. Co., pp.1-265.
- Lunt, P. and Allan, T., 2004. A History and Application of Larger Foraminifera in Indonesian Biostratigraphy Calibrated to Isotopic Dating. The Museum of the GRDC, Bandung. P1-37.
- Martini, E. 1971. Standard Tertiary and Quaternary calcareous nannoplankton zonation. In: Farinacci, A. (ed.), *Proc. II Plankt. Conf., Rome, 1970*, pp.739-785.
- Morley, R.J. (1991). Tertiary stratigraphic palynology in South East Asia: current status and new directions. *Geo. Soc. Malaysia, Bulletin* 28, November 1991, pp. 1-36.
- Morley, R.J. et al. 2020. Sequence biostratigraphy framework for the Oligocene to Pliocene of Malaysia: High-frequency depositional cycles driven by polar glaciation. Elsevier-Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology
- Morley, R.J. et al. 1996. Integrated Biostratigraphic zonation for the Malay Basin. *Geol. Soc. Malaysia, Bulletin* 39, July 1996, pp. 157-184
- Okada, H. and D. Bukry. 1980. Supplementary modification and introduction of code numbers to the low-latitude coccolith biostratigraphic zonation. *Marine Micropal.*, 5, pp. 321-325.
- Nichols, G., 2009, *Sedimentology and Stratigraphy: Second Edition*, United Kingdom, Wiley-Blackwell, 419.
- Perch-Nielsen, K. 1985. Cenozoic Calcareous Nannofossils. In: Bolli, H.M. et al., (eds.) *Plankton Stratigraphy*, Cambridge Univ. Press, pp. 427-554.
- PETRONAS, 2007. Chronostratigraphic Chart of the Cenozoic and Mesozoic Basins of Malaysia
- Pettijohn, F.J. 1975. *Sedimentary Rocks*. 2nd Edition, Harper and Row Publishers, New York, 628 p.
- Pulunggono, A., Cameron, N.R., 1984, *Sumatran Microplates, Their Characteristics and Their Role in Evolution of the Central and South Sumatra Basin*, Proceedings PIT XII IAGI, IAGI, Jakarta
- Pulunggono, A., Haryo A., dan Kosuma, C.G. 1992. "Pre-Tertiary and Tertiary Fault System as A Framework of the South Sumatra Basin: A Study of SAR-MAPS". Proceedings Indonesian Petroleum Association 21st Annual Convention hlm. 339-360. Jakarta: IPA.

- Perillo, G.M.E., 1995, *Geomorphology and Sedimentology of Estuaries*, in *Developments in Sedimentology Vol. 53*, Netherlands, Elsevier B.V., 471 p.
- Posamentier, H.W., Allen, G.P., 1999, *Siliclastic Sequence Stratigraphy-Concept and Applications*, Oklahoma, SEPM (Society of Sedimentary Geology), 210 p.
- Payenberg, Tobias. H.D., Simon C. Lang., Bintoro Wibowo., 2003. Discriminating Fluvial from Deltaic Channels-Examples from Indonesia. *Proceedings Twenty-Ninth Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association*. Jakarta: Indonesian Petroleum Association., p. 112-127.
- Schumm, S.A., 1981. Evolution and response of the fluvial system, sedimentologic implications. In: F.G. & Thrift & K.M. Flores (Editors), *Recent and Ancient Non-marine Depositional Environments: Models for Exploration*. *Stratigraphic Paleontology. Mineral. Spec. Publ.*, no. 21.
- Schmid, R., 1981. Descriptive nomenclature and classification of pyroclastic deposits and fragments: Recommendations of the IUGS Subcommittee on the Systematics of Igneous Rocks, *Geology, The Geological Society of America, Boulder, Co.*, Vol. 9, p. 41-43.
- Stanistreet, I.G., Cairncross, B. and McCarthy, T.S., 1993. Low sinuosity and meandering bedload rivers of the Okavango Fan: channel confinement by vegetated levees without fine sediment. In: C.R. Fielding (Editor), *Current Research in Fluvial Sedimentology*. *Sediment. Geol.*, 85: 135-156.
- Styzen, M.J. 1997. Cascading Counts of Nannofossil Abundance. *J. of Nanoplankton Research*, 19, pt. 1, p.49.
- Stainforth, R.M., Lamb, J.L., Luterbacher, H., Beard, J.H. and R.M. Jeffords. 1979. Cenozoic planktonic foraminiferal zonation and characteristics of index forms. *University Kansas Palaeontol. Contr.*, 62, pp. 1-425.
- Theodoridis, S. 1984. Calcareous nannofossil biozonation of the Miocene and revision of the helicoliths and discoasters. *Utrecht Micropaleontological Bulletins*, 32, pp. 1-271.
- Van Marle, L.J., 1991. Eastern Indonesian, Late Cenozoic Smaller Benthic Foraminifera. Geomarine Centre, Institute of Earth Sciences, Vrije Universiteit Amsterdam.
- Young, J.R. 1998. Neogene. In: P.R. Bown (Ed.). *Calcareous Nannofossil Biostratigraphy*. British Micropaleontological Society/Kluwer Academic Publishers, p. 225-265.

# LAMPIRAN 1. ROAD MAP PENELITIAN



PETA JALAN PENELITIAN <Firman Herdiansyah>



PETA JALAN PENELITIAN <SURYO PRAKOSO>



### KARAKTER STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN DAN POTENSI KEBENCANAAN MUD VOLCANO

- East Java Mud volcano
- Storage Capacity material mud volcano
- Mud Gas Play
- Potensi kebencanaan mud volcano

Identifikasi Facies dan Aplikasinya Untuk Perhitungan Petrofisika

2022-2025

### Penelitian Hibah kemedikbud

Implikasi Model Geologi pada Evolusi Porositas Dikaikkan dengan Proses Diagenesa Batuan Karbonat

Analisis Multivariate pada Batuan Karbonat

Pengukuran Keidakpastian Relasi Antar Variabel pada Sebaran Porositas Batuan Karbonat

2025-2028

Desain Reservoir Dinamika Tekanan saat Produksi Migas dan Sifat Geomekanika Reservoir

### ... - 2022 INTERPRETASI STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN

- Pemodelan *hole show* mud volcano
- Pengaruh struktur dan sedimentation rate pada mud volcano

HUBUNGAN SESAR DENGAN MUDVOLCANO DAN KEBENCANAAN

### PETA JALAN PENELITIAN

Dr. Ir. M. Burhannudinnur, M.Sc, IPM



### PETA JALAN PENELITIAN <DYAH AYU SETYORINI, ST., M.T>

## **LAMPIRAN 2. LUARAN PENELITIAN**

### **LUARAN 1 :**

Kategori Luaran : Hak Kekayaan Intelektual

Status : Dikirim

Jenis HKI : Hak Cipta

Nama HKI :

Facies\_Analysis\_and\_Petrophysical\_Parameter\_of\_Gumai\_Formation\_Meruap\_Field\_South\_Sumatra\_Basin

### **LUARAN 2 :**

Kategori Luaran : Publikasi di Jurnal

Status : Accepted

Jenis Publikasi Jurnal : Prosiding Internasional Bereputasi

Nama Jurnal : Internatuonal Conference on Earth Science, Mineral, and Energy (5th Icemine) 2022

ISSN :

EISSN : 1

Lembaga Pengindek : Scopus

Url Jurnal : <http://www.karyailmiah.trisakti.ac.id/>

Judul Artikel : Facies Analysis and Petrophysical Parameter of Gumai Formation, Meruap Field, South Sumatra Basin

Penulis (Tim Peneliti) :

1. Firman Herdiansyah, S.T., M.T. (First Author)
2. Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc., IPM. (Other Author)
3. Dr. Suryo Prakoso, S.T., M.T. (Other Author)
4. Dyah Ayu Setyorini S.T., M.T. (Other Author)

Penulis (Di Luar Tim Peneliti) :

1. Surya Darma Hafiz (Other Author)