

**IMPLIKASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN KOMPOSISI  
MINERALOGI TERHADAP KUALITAS RESERVOIR FORMASI  
KAMPUNGBARU LAPANGAN “CASS” CEKUNGAN KUTAI**

**SKRIPSI**

Oleh :

**CINDY AYU SARASWATY SINAMBELA**

**111170076**



**JURUSAN TEKNIK GEOLOGI  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2021**

**HALAMAN PENGESAHAN**

**IMPLIKASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN KOMPOSISI  
MINERALOGI TERHADAP KUALITAS RESERVOIR FORMASI  
KAMPUNGBARU LAPANGAN "CASS" CEKUNGAN KUTAI**

**SKRIPSI**

Laporan ini diajukan gguna memperoleh Gelar Sarjana Teknik Geologi

Diajukan Oleh:

Cindy Ayu Saraswaty Sinambela

111170076

Yogyakarta, 21 Desember 2021

Menyetujui

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2

Ir. Teguh Jatmiko, M.T.

Ir. Sugeng Widada, M.Sc.

NIP. 19571010 199103 1 001

NIP. 19631002 199103 1 00

Mengetahui,

Ketua Jurusan Teknik Geologi

UPN "Veteran" Yogyakarta



(Dr. Ir. Jatmika Setiawan, M.T.)

NIP. 19640411 199303 1 001

## HALAMAN PERSEMBAHAN

*Terima kasih dan puji Tuhan telah memudahkan dan melembutkan hati setiap orang yang membantu penulis.*

*Untuk bapak Tambu Sinambela, mama Dina Silaen, adik Kevin, Cici, Clara, Geona dan diri sendiri.*

## UCAPAN TERIMAKASI

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak yang telah membantu penulis dalam penyusunan laporan tugas akhir ini. Penulis mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan semangat dan kesehatan hingga dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini.
2. Bapak Tambu Sinambela dan Ibu Dina Silaen serta Adek Cici, Adek Kevin, Adek Clara dan Adek Geona yang mendukung dan selalu memberi senyum semangat.
3. PT. Pertamina Hulu Mahakam untuk kesempatan dan fasilitas yang diberikan selama mengerjakan Tugas Akhir
4. Bapak Dr. Ir. Jatmika Setiawan , MT, selaku Ketua Jurusan Teknik Geologi Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta .
5. Bapak Ir. Teguh Jatmika, M. T, dan Bapak Ir. Sugeng Widada, M.Sc. selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir yang telah memberikan petunjuk serta bimbingan dalam penyusunan skripsi.
6. Direktorat Jenderal Pendidikan Tinggi, Riset dan Teknologi dan Kemendikbudristek bantuan dalam pengerjaan penelitian skripsi.
7. Bapak Dwi Kurniawan Said selaku mentor di PT. Pertamina Hulu Mahakam yang membimbing dan menntut penyelesain Tugas Akhir
8. Pak Tua dan Mak Tua yang selalu membantu dalam hal kesusahan selagi masih menyandang status anak kos
9. Ananta Rizki partner mengerjakan tugas akhir dengan tempat yang selalu berbeda
10. Mia, Riri, Giani, Neta, Ansyo, Nia, Inessa, Meisy, Lorenza, Debby teman cerita mengenai suka dan duka dalam pembuatan skripsi
11. Porman, Ferdy, Victor, Apul sahabatku yang selalu menanyakan kapan sidang
12. Givo, Subti, Lusiono sebagai teman sejak maba yang selalu tau suka maupun duka
13. Teman teman angkatan 2017 yang baik.



## **KATA PENGANTAR**

Puji syukur penulis ucapkan atas kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, karena hanya dengan rahmat dan bimbingan-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini, yang merupakan syarat menyelesaikan jenjang sarjana (S1) Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta, tahun ajaran 2020/2021. Skripsi dibentuk dengan data perusahaan yang bertempat di PT.Pertamina Hulu Mahakan dengan judul skripsi “**IMPLIKASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN KOMPOSISI MINERALOGI TERHADAP KUALITAS RESERVOIR FORMASI KAMPUNGBARU LAPANGAN “CASS” CEKUNGAN KUTAI**”.

Penulis menyadari skripsi ini belum sepenuhnya sempurna, maka penulis berharap kritik dan saran yang sifatnya membangun dan melengkapi penyempurnaan skripsi. Akhir kata, penulis berharap laporan ini dapat bermanfaat dan digunakan sebagaimana mestinya.

Yogyakarta, September 2021



Cindy Ayu Saraswaty Sinambela

# IMPLIKASI LINGKUNGAN PENGENDAPAN DAN KOMPOSISI MINERALOGI TERHADAP KUALITAS RESERVOIR FORMASI KAMPUNGBARU LAPANGAN “CASS” CEKUNGAN KUTAI

## SARI

Penelitian terletak pada area milik PT. Pertamina Hulu Mahakam pada Lapangan “CASS”, Cekungan utai, Kalimantan Timur. Perubahan porositas reservoir pada Lapangan “CASS” menyebabkan turunnya produksi hidrokarbon. Hal ini diakibatkan oleh kemunculan mineral diagenetik yang berperan sebagai semen dan mineral pengganti. Oleh karena itu perlu dilakukan kegiatan evaluasi terhadap Lapangan “CASS”.

Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode deskriptif analitik dengan mengintegrasikan data sumur yang meliputi wireline log dan inti batuan yang meliputi petrografi, *Scanning Electron Microscope* (SEM) dan *X-Ray Diffraction* (XRD).

Penelitian berada pada Formasi Kampungbaru yang difokuskan pada interval MFS 1 - MFS 2 serta MFS 7 – MFS 8 dengan variasi litologi yaitu perselingan batupasir dan batulempung dengan sisipan batugamping dan batubara yang diendapkan pada lingkungan *delta plain*, *delta front* dan *prodelta*.

Analisis komposisi dan persebaran mineral diagenetik dilakukan secara vertical dan lateral dengan membagi menjadi litofasies Clean SST dan Shaly SST. Jenis mineral diagenetik yang mempengaruhi lokasi penelitian ialah *non-clay minerals* (*quartz overgrowth*, *ferroan/iron-bearing minerals*, & *calcareous cements*) dan *clay minerals* (*kaolinite*, *illite*, *chlorite* dan *illite-smectite*). Lingkungan pengendapan menunjukkan perkembangan mineralogy diantaranya pada Lapangan “CASS” *calcareous cement* yang berasosiasi dengan lingkungan marine, *quartz overgrowth* dan *quartz* pada lingkungan darat dan peningkatan mineral lempung yang berasosiasi pada daerah pengendapan low energy regime. Kehadiran *Ferroan Minerals* sebagai sement dan *pore-filling* yang menyebabkan berkurangnya porositas dan permeabilitas pada batuan. *Kaolinite* menyebabkan *finer migration* sehingga dapat mengurangi permeabilitas (menghambat jalur migrasi Hidrokarbon), sedangkan *Illite/Smectite* sebagai *pore-bridging*. Proses diagenesa yang berlangsung pada daerah penelitian adalah proses kompaksi, dissolution dan sementasi. Faktor yang mengontrol persebaran mineral diagenetik yaitu lingkungan pengendapan dan *burial* pada daerah penelitian

Kata Kunci : Cekungan Kutai, mineral diagenetik, porositas, lingkungan pengendapan, *burial*.

# DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
HALAMAN PERSEMBAHAN .....	iii
UCAPAN TERIMAKASI .....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
SARI .....	vi
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL .....	xiii
BAB I.....	1
PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Maksud dan Tujuan .....	2
1.4 Lokasi dan Waktu Penelitian .....	3
1.4.1 Lokasi Penelitian.....	3
1.4.2 Waktu Penelitian.....	3
1.5 Hasil Penelitian .....	3
1.6 Manfaat Penelitian.....	4
BAB II.....	6
METODE PENELITIAN .....	6
2.1. Tahap Pendahuluan.....	6
2.1.1 Studi Pustaka.....	6
2.1.2. Penyusunan Proposal .....	6
2.1.3 Pengumpulan Data.....	6
2.2. Tahap Analisis Data.....	7
2.2.1. Analisis Litofasies .....	7
2.2.2. Analisis Lingkungan Pengendapan .....	7
2.2.3. Analisis Distribusi Mineral Diagenetik.....	7
2.3 Hasil dan Penyusunan Laporan .....	8

<b>BAB III .....</b>	<b>9</b>
<b>DASAR TEORI.....</b>	<b>9</b>
<b>3.1 Well Logging.....</b>	<b>9</b>
3.1.1 Wireline Logging.....	9
3.1.2 Logging While Drilling ( LWD).....	9
3.1.3 Bagian Log.....	10
<b>3.2 Jenis Jenis Well Logging .....</b>	<b>11</b>
3.2.1 Log Gamma Ray.....	11
3.2.2 Log Densitas .....	13
3.2.3 Log Neutron.....	14
3.2.4 Log Spontaneous Potential ( SP ).....	15
3.2.5 Log Resistivitas.....	16
3.2.6 Log Capiler .....	17
3.2.7 Log Sonik.....	18
<b>3.3 Inti Batuan ( Core ) .....</b>	<b>18</b>
<b>3.4. Korelasi Log Sumur.....</b>	<b>19</b>
3.4.1 Pengertian.....	19
3.4.2 Sekuen Stratigrafi.....	19
3.4.3 Set Parasekuen .....	20
3.4.4 Parasekuen.....	21
3.4.5 Elektrofasis .....	22
<b>3.5. Lingkungan Pengendapan .....</b>	<b>23</b>
3.5.1 Delta .....	25
3.5.1.1 Delta Plain.....	26
3.5.1.2 Delta Front.....	27
3.5.1.3 Prodelta.....	27
<b>3.6 Diagenesis.....</b>	<b>29</b>
3.6.1 Proses – proses diagenesis .....	29
3.6.2 Stadia Diagenesis .....	32
<b>3.7 Komposisi Mineralogi.....</b>	<b>34</b>
3.7.1 Quartz Overgrowth (Qov) .....	34
3.7.2 Kaolinite.....	35
3.7.3 Pirit (FeS <sub>2</sub> ).....	35
3.7.4 Semen karbonat (Kalsit, Dolomit, Siderite) .....	35

3.7.5 Klorit.....	36
3.8 Kualitas Reservoir .....	36
3.8.1 Menurunkan Kualitas Batuan Reservoir .....	36
3.8.1.1 Penurunan Nilai Porositas Primer.....	37
3.8.1.2 Penyumbatan Porositas ( <i>Pore Throat</i> ).....	38
3.8.1.3 Modifikasi Porositas Intergranular menjadi Interkristalin.....	38
BAB IV .....	40
GEOLOGI REGIONAL .....	40
4.1. Fisiografi Regional.....	40
4.2 Tektonik Cekungan Kutai.....	41
4.3. Stratigrafi Cekungan Kutai.....	43
4.4. <i>Petroleum System</i> Cekungan Kutai .....	47
4.5. Geologi Daerah Telitian.....	50
4.5.1 Struktur Geologi Lapangan “CASS” .....	51
4.5.2 Stratigrafi Lapangan “CASS” .....	51
BAB V .....	53
PENYAJIAN DATA .....	53
5.1 Ketersediaan Data .....	53
5.1.1 Peta Dasar.....	54
5.1.2 Data Log Sumur ( <i>Wireline Log</i> ).....	54
5.1.3 Data Inti Batuan (Core) .....	56
5.1.4 Data Petrografi.....	56
5.1.5 Data XRD.....	66
BAB VI .....	73
HASIL DAN PEMBAHASAN.....	73
6.1 Analisis Fasies Pengendapan dan Lingkungan Pengendapan .....	73
6.1.1 Analisis Sumur B-L-9 .....	73
6.1.1.1 Litofasies.....	73
6.1.1.2 Fasies Pengendapan.....	74
6.1.2 Analisis Sumur PKG-17 .....	76
6.1.2.1 Litofasies .....	76
6.1.2.2 Fasies Pengendapan.....	77
6.1.3 Analisis Sumur PK-C1.....	79

6.1.3.1 Litofasies .....	79
6.1.3.2 Fasies Pengendapan.....	79
6.1.4 Analisis Sumur PK-G6 .....	81
6.1.4.1 Litofasies .....	81
6.1.4.2 Fasies Pengendapan.....	82
6.2 Analisis Sikuen Marker Stratigrafi.....	84
6.2.1 Sumur PKG-6.....	84
6.2.2 Sumur PK-C1 .....	85
6.2.3 Sumur B-L-9.....	87
6.2.4 Sumur PKG-17.....	89
6.3 Korelasi Stratigrafi.....	91
6.4 Korelasi Struktur.....	92
6.5 Implikasi Lingkungan Pengendapan dan Komposisi Mineralogi terhadap Kualitas Reservoir .....	94
6.5.1 Implikasi Lingkungan Pengendapan terhadap Komposisi Mineralogi .....	94
6.5.1.1 Litofasies <i>Clean Sandstone</i> .....	94
6.5.1.1.1 <i>Non- Clay Minerals</i> .....	94
6.5.1.1.2 <i>Clay Minerals</i> .....	97
6.5.1.2 Litofasies <i>Shaly Sandstone</i> .....	98
6.5.1.2.1 <i>Non-Clay Minerals</i> .....	98
6.5.1.2.2 <i>Clay Minerals</i> .....	99
6.5.2 Implikasi Komposisi Mineralogi Terhadap Kualitas Reservoir .....	100
6.5.2.1 Litofasies <i>Clean Sandstone</i> .....	100
6.5.2.2 Litofasies <i>Shaly Sandstone</i> .....	104
<b>BAB VII.....</b>	<b>108</b>
<b>KESIMPULAN .....</b>	<b>108</b>
7.1 Kesimpulan .....	108
7.2 Saran .....	109
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>xiv</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>xiv</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1 1</b> Lokasi Penelitian .....	3
<b>Gambar 2 1</b> Diagram Alir Penelitian.....	8
<b>Gambar 3 1</b> Skema Proses Wireline Logging ( Ellis dan Siregar,2007 ) .....	9
<b>Gambar 3 2</b> Respon log Gamma ray secara umum pada litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002).....	12
<b>Gambar 3 3</b> Respon Log densitas secara umum pada litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002).....	13
<b>Gambar 3 4</b> Respon Neutron terhadap litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002) .....	14
<b>Gambar 3 5</b> Respon Log SP pada jenis litologi dan salinitas tertentu (Malcolm Rider, 2002).....	15
<b>Gambar 3 6</b> Respon log resistivitas pada litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002) .....	16
<b>Gambar 3 7</b> Respon log caliper terhadap variasi diameter lubang bor (Malcolm Rider, 2002)....	17
<b>Gambar 3 8</b> Respon log sonic terhadap litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002) .....	18
<b>Gambar 3 9</b> Pola susunan set parasekuen vertical (Van Wagoner dkk., 1990) .....	21
<b>Gambar 3 10</b> Bentuk umum pola log dan elektrofasiannya (Kendall, 2003 dimodifikasi dari Emery dan Myers, 1996).....	23
<b>Gambar 3 11</b> Diagram blok lingkungan pengendapan secara umum (Gary Nichols, 2009).....	24
<b>Gambar 3 12</b> Morfologi Delta Mahakam secara Umum (Allen dan Chambers, 1998).....	25
<b>Gambar 3 13</b> Skema morfologi delta, menggambarkan tiga lingkungan pengendapan utama (Allen dan Chambers, 1998) .....	28
<b>Gambar 3 14</b> Ilustrasi suksesi sedimen regresif yang dibentuk oleh delta yang berprogradasi. Parameter utama yang mengontrol ketebalan sedimennya adalah kedalaman air (Allen dan Chambers, 1998).....	28
<b>Gambar 3 15</b> Ilustrasi yang menunjukkan suksesi regresif dengan pola pengkasaran ke atas yang dibentuk oleh delta yang berprogradasi (Allen dan Chambers, 1998).....	28
<b>Gambar 3 16</b> Perubahan pada tekstur dan kemas yang berasosiasi dengan berbagai mekanisme kompaksi (After Jonas & McBride, 1977 dalam Ali, 1981). .....	30
<b>Gambar 3 17</b> Proses Kompaksi dan Sementasi .....	31
<b>Gambar 3 18</b> Diagram ilustrasi Alur dari tahapan Diagenesis .....	34
<b>Gambar 4 1</b> Peta geologi regional Kalimantan (Moss & Chambers,1999) .....	40
<b>Gambar 4 2</b> Fisiografi Cekungan Kutai (Allen dan Chambers, 1998) .....	40
<b>Gambar 4 3</b> Elemen Struktur regional Cekungan Kutai ( Moss & Chambers,1999) .....	41
<b>Gambar 4 4</b> Peta penampang rekonstruksi perkembangan struktur Cekungan Kutai (modifikasi dari Ott, 1987).....	43
<b>Gambar 4 5</b> Peta Geologi Cekungan Kutai (Moss & Chambers, 1999).....	44
<b>Gambar 4 6</b> Kolom Litostratigrafi Cekungan Kutai (Moss dan Chambers, 1999).....	44
<b>Gambar 4 7</b> Kolom Stratigrafi dan kerangka tektonik Cekungan Kutai (Dimodifikasi dari Satyana dkk., 1999 dalam Widiarti dan Noeradi, 2008).....	47
<b>Gambar 4 8</b> Penampang geologi barat-timur Cekungan Kutai bagian bawah (Ramdhan,2010)....	50
<b>Gambar 4 9</b> Penampang regional Cekungan Kutai serta pembagian daerah onshore, shelfal, dan deep water (Ramdhan, 2010) .....	51
<b>Gambar 4 10</b> Kolom Stratigrafi Daerah Penelitian berdasarkan Log Sumur PKG-17.....	52
<b>Gambar 5 1</b> Peta Dasar Lapangan "CASS" .....	54
<b>Gambar 5 2</b> Penyajian Data Log berdasarkan Sumur B-L-9 Lapangan "CASS" .....	55
<b>Gambar 6. 1</b> Sumur B-L-9 pada Interval 1417.3 - 1445.3 mTVDSS.....	76
<b>Gambar 6. 2</b> Sumur B-L-9.....	76
<b>Gambar 6. 3</b> Sumur PKG-17 pada interval 2176.29 -2203.29 mTVDSS.....	79
<b>Gambar 6. 4</b> Sumur PKC-1 pada Interval 323 – 3302 mTVDSS .....	81
<b>Gambar 6. 5</b> Sumur PKG-6 pada Interval 3282 - 3389.8 mTVDSS .....	83
<b>Gambar 6. 6</b> Stratigrafi Sumur PKG-6.....	85
<b>Gambar 6. 7</b> Stratigrafi Sumur PKC-1 .....	87
<b>Gambar 6. 8</b> Stratigrafi Sumur B-L-9.....	89
<b>Gambar 6. 9</b> Strigrafi Sumur PKG-17.....	91

<b>Gambar 6. 10</b>	Korelasi Stratigrafi Lintasan 1 .....	92
<b>Gambar 6. 11</b>	Korelasi Stratigrafi Lintasan 2 .....	92
<b>Gambar 6. 12</b>	Korelasi Struktur Lintasan 1 .....	93
<b>Gambar 6. 13</b>	Korelasi Struktur Lintasan 2 .....	94
<b>Gambar 6. 14</b>	Grafik Kandungan Non-Clay Minerals (hasil analisis petrografi) lapangan CASS bagian Barat dan Timur.....	95
<b>Gambar 6. 15</b>	Sayatan Tipis dan SEM 2195.34mTVDSS pada sumur B-L-9 .....	96
<b>Gambar 6. 16</b>	Sayatan Tipis 2200.16mTVDSS pada sumur PK-G17 .....	96
<b>Gambar 6. 17</b>	Grafik Kandungan Clay Minerals Lapangan CASS bagian Barat dan Timur.....	97
<b>Gambar 6. 18</b>	Sayatan Tipis sampel 2196.12 mTVDSS .....	98
<b>Gambar 6. 19</b>	Grafik Kandungan Non-Clay Minerals (hasil analisis petrografi) lapangan CASS bagian Barat dan Timur.....	99
<b>Gambar 6. 20</b>	Grafik Kandungan clay minerals lapangan CASS bagian Barat dan Timur.....	100
<b>Gambar 6. 21</b>	Grafik Mineral quartz overgrowth dikontrol burial.....	101
<b>Gambar 6. 22</b>	Komposisi mineral pada sampel petrografi dan XRD .....	101
<b>Gambar 6. 23</b>	Grafik Ferroan Mineral.....	102
<b>Gambar 6. 24</b>	Grafik Clay Minerals .....	102
<b>Gambar 6. 25</b>	Grafik Porositas Litofasies Clean Sandstone.....	103
<b>Gambar 6. 26</b>	Grafik Clay Minerals pada Litofasies Shaly Sandstone .....	104
<b>Gambar 6. 27</b>	Grafik Mineral Quartz Overgrowth dikontrol Burial .....	104
<b>Gambar 6. 28</b>	Sayatan Tipis sampel batuan .....	105
<b>Gambar 6. 29</b>	Grafik ferroan minerals sebagai pore-filling dan dipengaruhi oleh organic matters or carbonaceous .....	106
<b>Gambar 6. 30</b>	Grafik Porositas Litofasies shaly sandstone .....	106

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 1. 1</b> Rincian Jadwal Kegiatan dan Waktu Tugas Akhir.....	3
<b>Tabel 5 1</b> Ketersediaan Data Lapangan "CASS".....	53
<b>Tabel 5 2</b> Deskripsi dan Komposisi mineralogi melalui Petrografi (Corelab, 2003-2011).....	57
<b>Tabel 5 3</b> Data Sayatan Petrografi Sumur.....	61
<b>Tabel 5 4</b> Deskripsi dan Komposisi mineralogi melalui XRD.....	66
<b>Tabel 5 5</b> Data SEM.....	71

## TUGAS AKHIR

### **Implikasi Lingkungan Pengendapan dan Komposisi Mineralogi Terhadap Kualitas Reservoir Lapangan “CASS” Formasi Kampungbaru Cekungan Kutai**

Diajukan sebagai syarat menyelesaikan jenjang sarjana Strata Satu (S1) di Program Studi Geologi, Fakultas Teknologi Mineral , UPN “Veteran” Yogyakarta

Balikpapan, Mei 2021

Mahasiswa Pengusul,



Cindy Ayu Saraswaty Sinambela  
NIM 111170076

Menyetujui Mentor,

dwi-  
kurniawan.said@ph  
m.pertamina.com

Digitally signed by dwi-  
kurniawan.said@phm.perta  
mina.com  
DN: cn=dwi-  
kurniawan.said@phm.perta  
mina.com  
Date: 2021.06.24 08:01:23  
+08'00'

Dwi-Kurniawan Said  
GSR/TEC/PTS

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Cekungan yang mempunyai potensi dilakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi adalah Cekungan Kutai. Cekungan Kutai merupakan cekungan Tersier yang terletak di Provinsi Kalimantan Timur, meluas ke arah timur lepas pantai sampai Selat Makassar. Cekungan ini mencakup area seluas lebih dari  $60.000 \text{ km}^2$  dan mempunyai ketebalan sedimen mencapai 15 km (Rose dan Hartono, 1978). Cekungan ini merupakan cekungan Tersier yang terbesar dan terdalam di Indonesia bagian timur. Cadangan hidrokarbon yang terbukti sebanyak 11 miliar barel (Howes, 1997; dalam Allen dan Chambers, 1998), selain itu cekungan ini juga mengandung cadangan batubara yang besar (Allen dan Chambers, 1998).

Cekungan Kutai tersusun atas beberapa formasi, salah satunya Formasi Kampungbaru. Formasi Kampungbaru dicirikan dengan litologi berupa batupasir kuarsa yang merupakan batuan reservoir dengan kualitas baik dan dikenal dengan lingkungan pengendapan delta. Berdasarkan laporan PHM terdapat 7 lapangan aktif yang telah berperan dalam memproduksi hidrokarbon pada Cekungan Kutai (PHM, 2020). Lapangan “CASS” merupakan lapangan yang menghasilkan minyak dan gas. Pengembangan lapangan ini tercatat adanya puluhan sumur yang telah dibor dalam peningkatan produksi.

Pembentukan batuan sedimen tidak lepas dari proses diagenesis. Proses diagenesis dipengaruhi oleh aspek fisika, kimia dan biologi yang kemudian batuan mengalami proses sementasi, kompaksi, litifikasi dan autigenesis. Diagenesis akan mempengaruhi karakteristik batuan sedimen yang terdiri dari nilai porositas, struktur, tekstur dan komposisi mineralnya. Selama proses penimbunan batuan sedimen mengalami diagenesis yang dapat mempengaruhi keberadaan porositas primer dan porositas sekunder dan menentukan kualitas reservoir (Lin dkk, 2017).

Perbedaan karakteristik terhadap produksi hidrokarbon pada Lapangan “CASS” disebabkan karena adanya variasi lingkungan pengendapan yang mempengaruhi komposisi mineralogi serta proses diagenesis yang berbeda sehingga mengakibatkan berkurangnya ruang pori dan tingkat permeabilitas batuan. Hal ini dipicu oleh kehadiran mineral diagenetik yang terbentuk sebagai sement dan mineral pengganti.

Penelitian ini menarik untuk dilakukan dan diharapkan dapat memberikan gambaran mengenai persebaran dan komposisi mineral diagenetik, pengaruh mineral diagenetik terhadap kualitas reservoir dan faktor yang mengontrol persebaran mineral diagenetik, sehingga dapat memperkecil porositas reservoir.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Sebelum melakukan penelitian pada daerah telitian, peneliti berusaha membuat suatu ruang lingkup penelitian pada Lapangan “CASS” yang diwujudkan dalam rumusan masalah sebagai batasan dari penelitian yang akan dilakukan. Adapun masalah yang akan dibahas adalah sebagai berikut:

1. Apa variasi litologi penyusun Formasi Kampungbaru pada daerah penelitian?
2. Apa lingkungan pengendapan dan asosiasi fasies penyusun Formasi Kampungbaru?
3. Bagaimana penyebaran dari fasies pengendapan dan lingkungan pengendapan lapangan “CASS”?
4. Apa komposisi dan jenis proses diagenesa mineral pada daerah penelitian?
5. Faktor apa yang mengontrol penyebaran mineral diagenetik pada daerah penelitian ?
6. Bagaimana pengaruh mineral diagenetik terhadap kualitas reservoir pada daerah penelitian?

## **1.3 Maksud dan Tujuan**

Maksud dari penelitian ini menghimpun data secara detil mengenai jenis litologi, fasies, lingkungan pengendapan serta komposisi mineral lalu dilakukan analisis dengan mengintegrasikan semua data pada daerah penelitian.

Tujuan dilakukannya penelitian geologi adalah :

1. Mengetahui variasi litologi pada Formasi Kampungbaru
2. Mengetahui lingkungan pengendapan dan asosiasi fasies
3. Mengatahui penyebaran fasies dan lingkungan pengendapan lapangan CASS
4. Mengetahui komposisi dan proses diagenesa mineral
5. Mengetahui faktor yang mengontrol penyebaran mineral diagenetik.
6. Mengetahui pengaruh mineral diagenetik terhadap porositas reservoir.

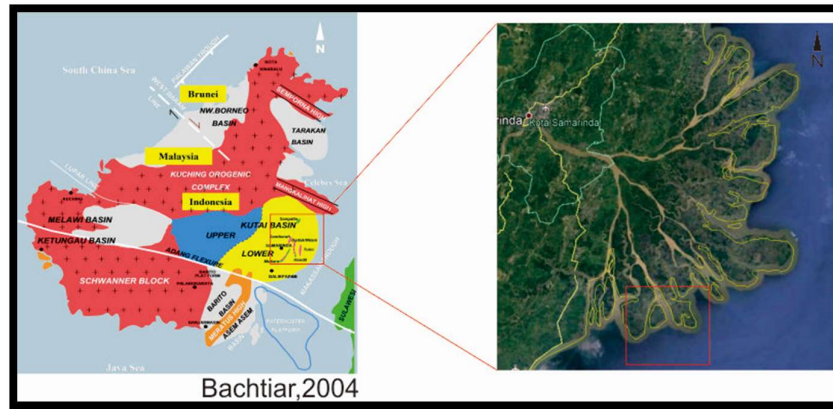
Adapun tujuan tugas akhir ini adalah untuk mendapatkan gelar Sarjana Strata 1 (S1) Teknik Geologi.



## 1.4 Lokasi dan Waktu Penelitian

### 1.4.1 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian yang dilakukan berada pada Lapangan “CASS” yang terletak di area Delta Mahakam yang merupakan bagian dari Cekungan Kutai di Kalimantan Timur. Lokasi ini merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang dimiliki oleh PT.Pertamina Hulu Mahakam (Gambar 1.1)



Gambar 1 1 Lokasi Penelitian

### 1.4.2 Waktu Penelitian

Waktu penelitian dilaksanakan dalam waktu kurang lebih dua bulan yang dimulai pada bulan April 2021 dan berakhir pada bulan Mei 2021, kemudian untuk rincian kegiatan dapat dijelaskan sebagai berikut (Tabel 1.1)

Tabel 1. 1 Rincian Jadwal Kegiatan dan Waktu Tugas Akhir

No	Kegiatan Pelaksanaan	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	Desember
1	Studi Literatur dan Pengenalan Perusahaan									
2	Pengumpulan Data (Peta Dasar, Data Log Sumur, Data Core (Petrografi), Data Core (XRD & SEM))									
3	Analisis Data dan Interpretasi									

4	Penyusunan laporan akhir									
5	Presentasi Akhir pada perusahaan									
6	Bimbingan bersama dosen pembimbing									
7	Presentasi akhir universitas									

### 1.5 Hasil Penelitian

Dengan melakukan penelitian ini, berdasarkan data sumur dan data petrologi, maka hasil penelitian berupa :

1. Interpretasi litologi, fasies pengendapan dan lingkungan pengendapan tiap sumur
2. Korelasi stratigrafi dan korelasi struktur
3. Chart yang mengetahui persebaran mineral diagenetik serta tingkat pororsitas pada daerah penelitian

### 1.6 Manfaat Penelitian

Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberi manfaat kepada yang terlibat

#### a. Manfaat untuk perusahaan

- Menambah ketersediaan data penelitian perusahaan
- Membantu memberikan informasi mengenai kondisi geologi meliputi variasi litologi, fasies, dan lingkungan pengendapan
- Penelitian ini diharapkan dapat memberikan masukan bagi perusahaan untuk mengembangkan lapangan “CASS” sehingga dapat mengoptimalkan hasil produksi
- Membangun hubungan baik antara PT. Pertamina Hulu Mahakam dengan UPN “Veteran” Yogyakarta

#### b. Manfaat untuk Institusi Pendidikan UPN “Veteran” Yogyakarta

- Membina hubungan kemitraan antara Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta dan PT. Pertamina Hulu Mahakam dalam sarana dan prasana pendidikan

- Membekali kemampuan dasar kepada mahasiswa Teknik Geologi UPN “Veteran” Yogyakarta untuk menyesuaikan diri dan menambah pengalaman serta penerapan disiplin ilmu bagi mahasiswa tersebut sebelum masuk di dalam dunia kerja.

c. Manfaat untuk peneliti/Mahasiswa

- Memperkuat ilmu aplikatif dalam dunia industri minyak dan gas.
- Mampu mengaplikasikan teori yang telah didapat di bangku kuliah untuk diimplementasikan secara langsung di dunia kerja.
- Menyelesaikan kurikulum Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta dan mendapatkan gelar sarjana teknik geologi

## **BAB II METODE PENELITIAN**

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode dekriptif analitik dengan mengintegrasikan data *wireline log* dan data petrologi (petrografi, SEM, dan XRD). Untuk menyelesaikan penelitian ini dilakukan dalam tiga (3) tahapan yang digambarkan melalui diagram alir (**Gambar 2.1**) seperti yang diuraikan sebagai berikut:

### 2.1. Tahap Pendahuluan

Tahap pendahuluan dilakukan untuk memperoleh data awal yang berkaitan dengan pelaksanaan penelitian dan analisis data di PT. Pertamina Hulu Mahakam serta analisis tambahan di UPN Veteran Yogyakarta, agar penelitian yang dilakukan berjalan dengan tepat tanpa ada kekeliruan dan agar tujuan penelitian ini tercapai dengan hasil yang memuaskan.

#### 2.1.1 Studi Pustaka

Tahapan ini merupakan tahapan awal dalam penelitian. Penulis mendapatkan data-data dari peneliti terdahulu sebagai referensi dalam melakukan penelitian, selain itu mendapatkan referensi yang berkaitan dengan daerah telitian. Referensi penelitian terdahulu seperti geologi regional Cekungan Kutai terkait stratigrafi dan strukturstruktur yang berkembang pada daerah telitian diperoleh dari literatur, jurnal, maupun laporan-laporan terdahulu daerah telitian. Literatur mengenai teori dan konsep yang berhubungan dengan studi daerah telitian juga sangat diperlukan dalam menunjang analisis dan interpetasi agar diperoleh hasil yang memuaskan dan dapat dipertanggung jawabkan.

#### 2.1.2. Penyusunan Proposal

Penyusunan proposal merupakan tahapan yang dilakukan setelah ditentukannya topik ataupun judul skripsi terkait dengan studi yang akan diangkat. Penentuan topik dan materi serta teori yang terkait tentunya berasal dari minat penulis yang selanjutnya didiskusikan bersama dengan para pihak yang berkompeten sebelum proposal ini disetujui dan disahkan oleh dosen pembimbing dari Jurusan Teknik Geologi, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

#### 2.1.3 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan setelah studi pendahuluan dan studi regional tercapai, pengumpulan data meliputi data-data bawah permukaan, yakni data *wireline log*, data inti batuan (*core*), dan data petrologi. Penelitian ini diambil dari salah satu lapangan minyak dan

gas (eksplorasi atau eksploitasi) milik PT. Pertamina Hulu Mahakam. Adapun data yang dibutuhkan meliputi data primer dan data sekunder.

## 2.2. Tahap Analisis Data

Tahap pengumpulan dan analisis data merupakan tahap selanjutnya yang terdiri dari studi pendahuluan, pengumpulan data dan pengolahan serta analisis. Pada tahap ini penulis melakukan tahapan-tahapan dari awal hingga akhir agar dapat mengintergrasikan semua data yang ada dan menghasilkan keluaran penelitian yang dapat dipertanggung jawabkan

### 2.2.1. Analisis Litofasies

Analisis ini dilakukan dengan pengolahan data log sumur untuk mengetahui jenis litologi batuan penyusun lapisan. Data log juga dapat di gunakan untuk menganalisa jenis fluida, ketebalan serta kedalaman. Data Log pada umumnya yang di pakai untuk melakukan interpretasi litologi yaitu *Log Gamma Ray*, *Log Neutron*, *Log Density*. Analisa Data Log pada penelitian ini berfokus pada konsep analisis dengan melihat besarnya nilai kurva *Log Gamma Ray*. Sedangkan kurva *Log Neutron* dan *Log Density* menunjukkan besarnya nilai porositas dan densitas suatu batuan yang dapat di gunakan sebagai dasar untuk di lakukan interpretasi litologi batuan.

Analisis ini diperlukan untuk mengelompokkan batuan berdasarkan litoasies. Untuk penentuan litofasies *Clean Sandstone* dan *Shaly Sandstone*, penulis menggunakan klasifikasi yang dimodifikasi oleh PT. Pertamina Hulu Mahakan (2018) menggunakan *Total Clay Volume* yang dihasilkan dari analisis XRD (VCL\_XRD), yaitu :

- CLEAN SST :  $VCL\_XRD \leq 10 \text{ w\%}$ .
- SHALY SST :  $10 \text{ w\%} < VCL\_XRD < 40 \text{ w\%}$ .

### 2.2.2. Analisis Lingkungan Pengendapan

Analisis ini mencakup tahapan yang dilakukan mulai dari penentuan fasies pengendapan lalu dilanjutkan dengan asosiasi fasies yang dapat menginterpretasikan lingkungan pengendapan. Dalam analisis ini didukung dengan hasil analisis elektrofases pada *wireline log* menggunakan bentuk elektrofases menurut C.G.St. G. Kendal,2003. Klasifikasi fasies dan lingkungan pengendapan berdasarkan Wiweko,2007 modifikasi dari Yoga,2019)

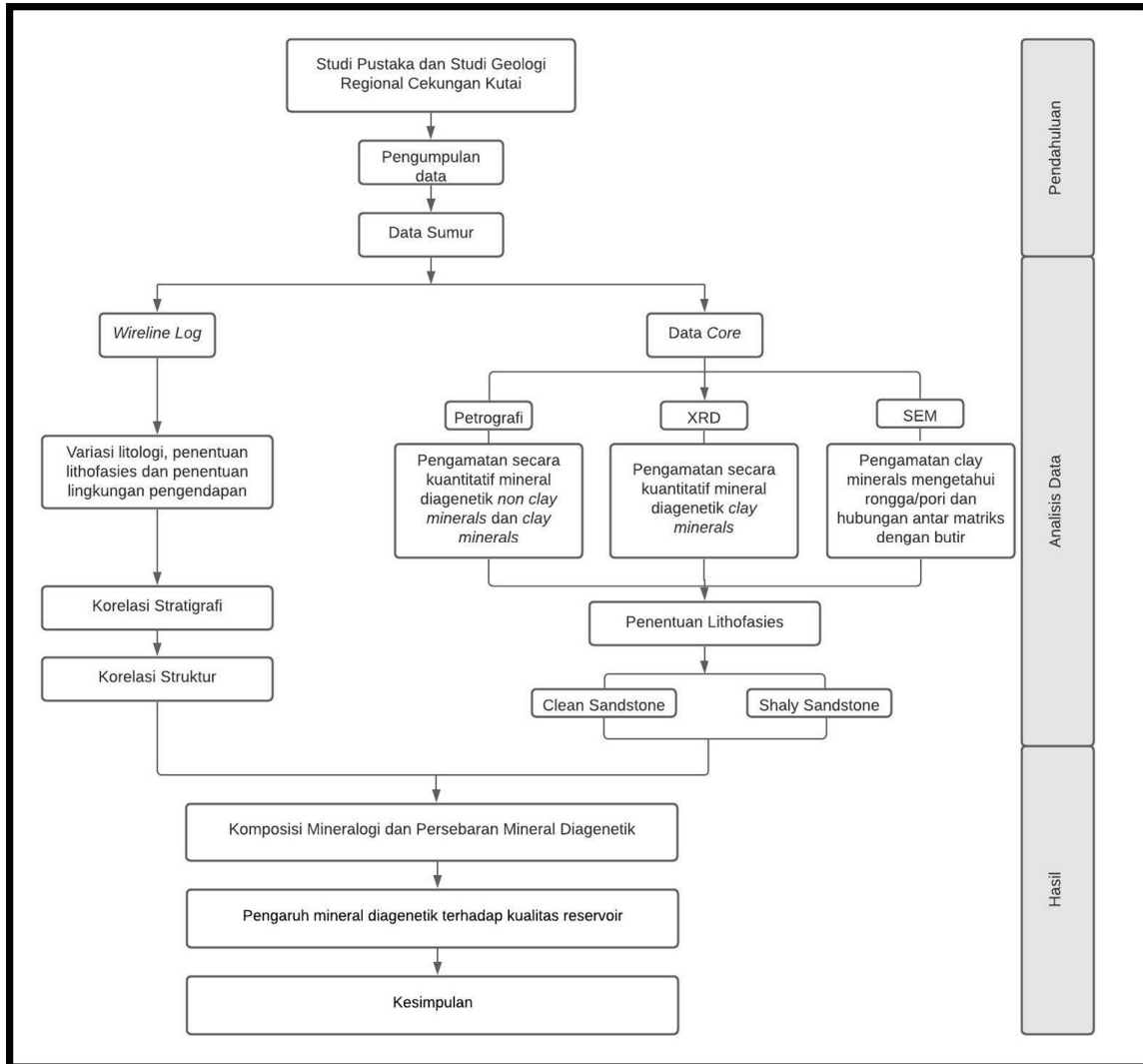
### 2.2.3. Analisis Distribusi Mineral Diagenetik

Analisis distribusi mineral dilakukan dengan 2 jenis analisis yaitu analisi lateral dan analisis vertical. Analisis lateral dilakukan untuk mengetahui pengaruh lingkungan pengendapan

terhadap komposisi mineralogi. Analisis vertical dilakukan untuk mengetahui pengaruh burial dan kedalaman terhadap komposisi mineralogi.

### 2.3 Hasil dan Penyusunan Laporan

Tahap ini dilakukan untuk membuat sintesis terhadap hasil penelitian dimana di rangkum dalam kesimpulan dan saran. Selanjutnya penulis dituntut untuk membuat laporan penelitian.



Gambar 2 1 Diagram Alir Penelitian



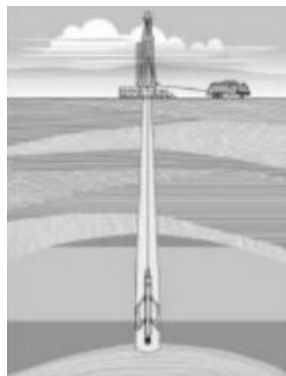
## BAB III DASAR TEORI

### 3.1 *Well Logging*

*Logging* adalah metode atau teknik untuk mengkarakterisasi formasi di bawah permukaan dengan pengukuran parameter – parameter fisis batuan dalam lubang bor, sedangkan log adalah hasil rekaman dalam fungsi kedalaman terhadap proses logging (Serra, 1984). Rider (2002) mendefinisikan *well logging* sebagai perekaman kontinyu parameter fisis di sepanjang lubang bor yang nilai pengukurannya ditampilkan sebagai fungsi kedalaman. Nama yang tepat digunakan untuk menyebut pengukuran kontinyu tersebut adalah *geophysical well logging*, namun lebih sering disingkat menjadi *well logging*. Sedangkan Harsono (1997) menyatakan log adalah suatu grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur.

#### 3.1.1 Wireline Logging

Pekerjaan *wireline logging* biasanya dilakukan setelah operasi pemboran selesai. Logging merupakan proses perekaman data-data mengenai sifat petrofisik batuan yang dapat dimulai dari kedalaman total (*total depth*) sampai dengan permukaan suatu lubang pemboran. *Wireline logs* merupakan salah satu data yang menunjang dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon karena data yang diberikan berupa rekaman sifat-sifat fisik batuan dalam tiap-tiap kedalaman. Pencarian data dilakukan dengan memasukkan sonde (detektor) yang dirangkaikan dalam suatu kabel *wireline* dan dimasukkan ke dalam lubang bor.



**Gambar 3 1** Skema Proses Wireline Logging ( Ellis dan Siregar,2007 )

#### 3.1.2 *Logging While Drilling* ( LWD)

*Logging while drilling* adalah metode pengukuran yang dilakukan pada saat aktivitas pengeboran dilakukan. Log listrik terukur ketika pengeboran dalam sumur, dengan menggunakan peralatan elektronik yang merupakan bagian dari *drill string*. Hasil pengukuran disimpan didalam memori yang ada di dalam alat setelah alat pengeboran

telah ditarik keluar dari lubang bor. *Logging while drilling* merupakan metode yang cukup ekonomis dibandingkan metode logging lainnya. Selama pengeboran lumpur akan mengirimkan *realtime* data (Pulsa Lumpur) dan terbaca oleh alat yang ada di permukaan tetapi data yang dihasilkan sangat kasar sehingga hanya digunakan untuk *rush* Interpretasi

### 3.1.3 Bagian Log

Bagian-bagian log terdiri dari:

1. Kepala Log (Head Log)

Sebuah Log umumnya memiliki judul/kepala pada bagian atas yang mencantumkan semua informasi yang berhubungan dengan sumur, misalnya jenis instrumen yang digunakan, kalibrasi instrumentasi, komentar -komentar mengenai pengukuran, skala kurva dan informasi lainnya.

2. Kolom Log (Track)

Umumnya terdiri dari 3 macam kolom kurva, yang dikenal sebagai kolom1, 2 dan 3, dihitung dari kiri ke kanan. Kolom kedalaman memisahkan kolom1 dan 2 dan tiap kolom kurva boleh memuat lebih dari satu kurva. Biasanya dicetak pada kertas dengan ukuran 11” terdiri dari satu kolom kedalaman dan beberapa kolom kurva, dimana angka kedalaman membagi sumbu panjang log dengan pembagian skala tertentu. Kadang - kadang bisa terdiri atas 4 kolom kurva dan 1 kolom kedalaman atau lebih banyak lagi tergantung kebutuhan.

3. Skala Log

Ditampilkan pada kepala log dalam skala linier maupun logaritmik.

4. Skala Kedalaman

Terdiri dari dua skala kedalaman (standar) yang satu digunakan untuk korelasi sedangkan yang lain digunakan untuk keperluan interpretasi yang rinci. Satuan kedalaman bisa dalam kaki (Feet) atau meter tergantung satuan yang digunakan dalam perusahaan minyak. Pada skala korelasi, garis-garis kedalaman akan terjadi setiap 5 meter atau 10 kaki, sedangkan skala rinci terjadi setiap 1 meter atau 2 kaki.

5. Kecepatan Logging

Kecepatan logging terekam pada sisi kiri dan kanan dari log lapangan, berupa garis patahpatah. Garis ini akan terbentuk setiap satu menit dan panjang garis tersebut dalam meter atau kaki ( feet) sehingga jika dikalikan 60 menit akan didapatkan kecepatan logging dalam meter per jam atau feet per jam. Khususnya pada log nuklir, kecepatan logging sangat berpengaruh terhadap keakuratan data statistik yang diambil (LQC). Jika

kecepatan logging tinggi maka data yang diambil mempunyai angka statistik yang rendah sehingga resolusi kurva menjadi rendah sebaliknya jika kecepatan logging rendah, walaupun banyak data yang terekam tapi secara keseluruhan mungkin tidak diparlukan sehingga tidak efisien.

#### 6. Corak Kurva

Setiap kurva ditunjukkan dengan corak yang unik, ada yang berbentuk garis patah panjang, garis pendek patah, garis lurus, garis titik dan titik-titik. Ada juga yang menggunakan warna untuk masing masing kurva yang tujuannya untuk memudahkan dalam pembacaan kurva tersebut.

### 3.2 Jenis Jenis *Well Logging*

Berdasarkan konsep pengukurannya, *well logging* dibagi menjadi beberapa jenis, yaitu:

1. Log Radioaktif
  - a) Log *Gamma ray*
  - b) Log Densitas
  - c) Log Neutron
2. Log Elektrik
  - a) Log SP (*Spontaneous Potential*)
  - b) Log Resistivitas
3. Log Mekanik
  - a) Log Caliper
4. Log Akustik
  1. Log Sonik

Setiap jenis pengukuran dilakukan untuk mendapatkan jenis jenis data tertentu dan diolah lebih lanjut agar didapatkan parameter parameter petrofisika dari batuanya.

#### 3.2.1 Log *Gamma Ray*

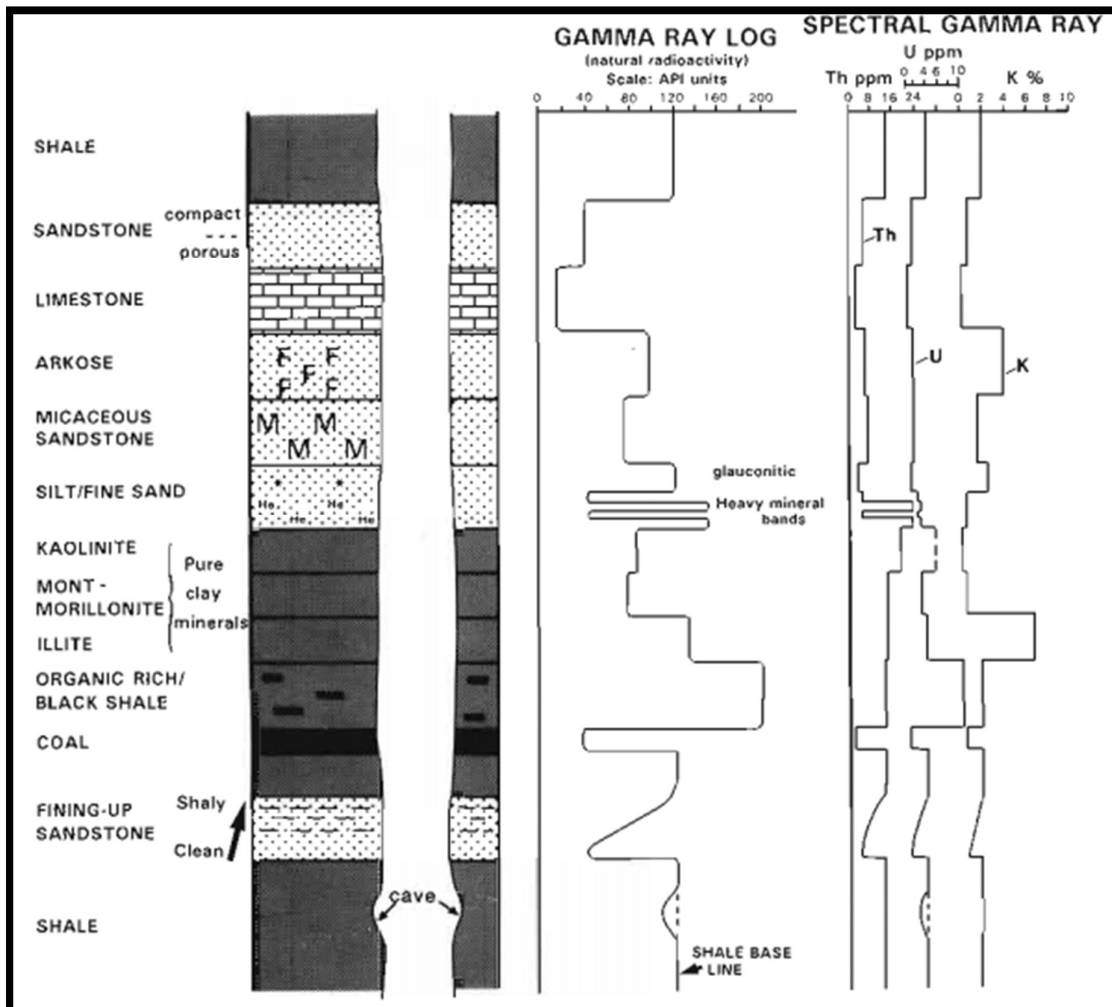
Log *Gamma Ray* mengukur kandungan radioaktif dalam suatu formasi. Radiasi tersebut berasal dari pancaran radioaktif oleh unsur unsur seperti Uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K) (Rider, 2002). Pancaran radioaktif yang tertangkap alat umumnya adalah kombinasi dari ketiga elemen tersebut, kecuali pada Log Spectral *Gamma ray* yang mampu memisahkan intensitas diantara ketiga mineral tersebut.

Ketiga jenis batuan seperti batu beku, batu metamorf dan batu sedimen mengandung mineral – mineral radioaktif tersebut dalam persentase yang berbeda. Namun, pada jenis batu

sedimen sendiri batuserpih memiliki kandungan mineral radioaktif tertinggi dibandingkan batu sedimen lainnya, beberapa respon log *Gamma ray* terhadap litologi tertentu dapat dilihat pada gambar 3.2.

Kegunaan log *Gamma ray* yang dikutip dari buku “Pengantar” Evaluasi Log” (Harsono, 1993) :

1. Evaluasi kandungan serpih (Vsh)
2. Menentukan lapisan permeable
3. Evaluasi biji mineral yang radioaktif
4. Evaluasi lapisan batuan yang bukan radioaktif
5. Korelasi log pada sumur berselubung (cased hole)
6. Korelasi antar sumur

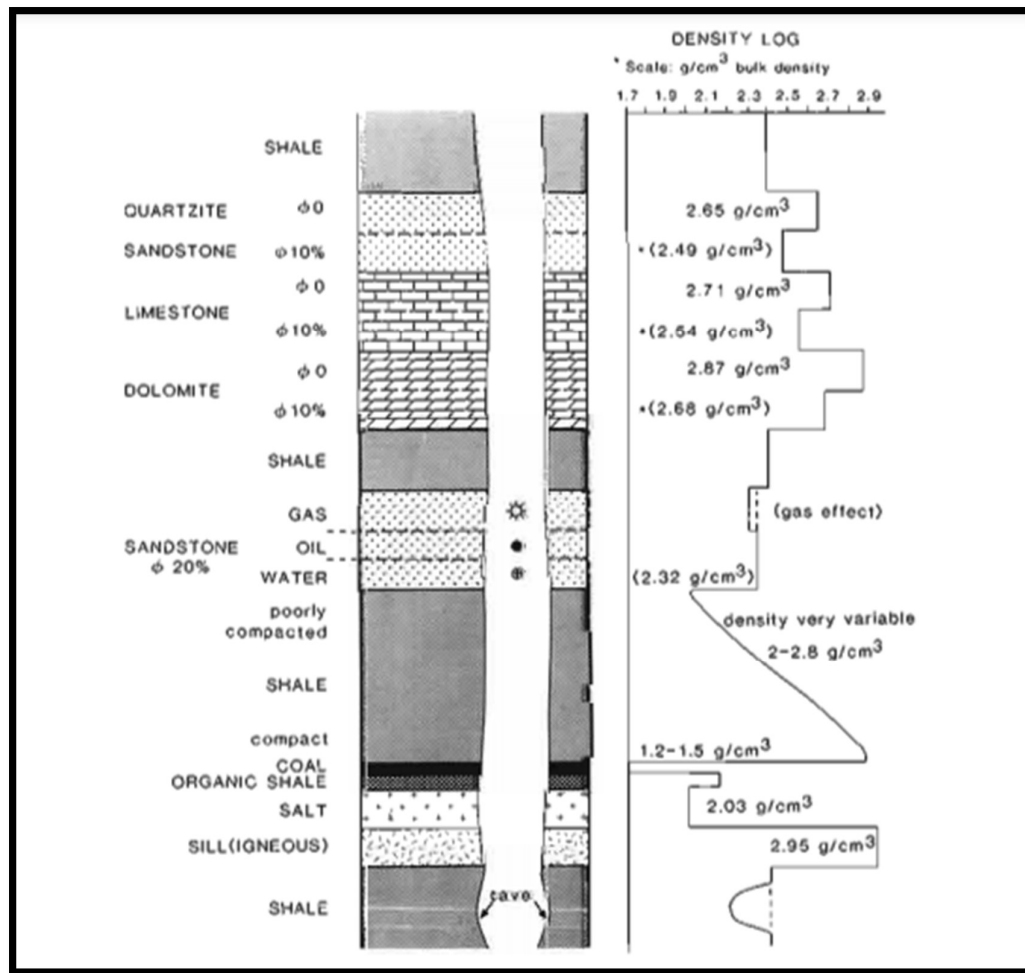


Gambar 3 2 Respon log *Gamma ray* secara umum pada litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002)

### 3.2.2 Log Densitas

Log Densitas merupakan log yang merekam densitas total dari formasi. Densitas yang terekam merupakan gabungan antara densitas matriks batuan dan rongga yang ada di dalamnya, sebagaimana contoh respon dari Log Densitas.

Log Densitas merupakan salah satu log terpenting yang ada dalam analisa log karena kegunaannya dalam beberapa perhitungan parameter petrofisika seperti porositas, identifikasi litologi dll.



**Gambar 3 3** Respon Log densitas secara umum pada litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002)

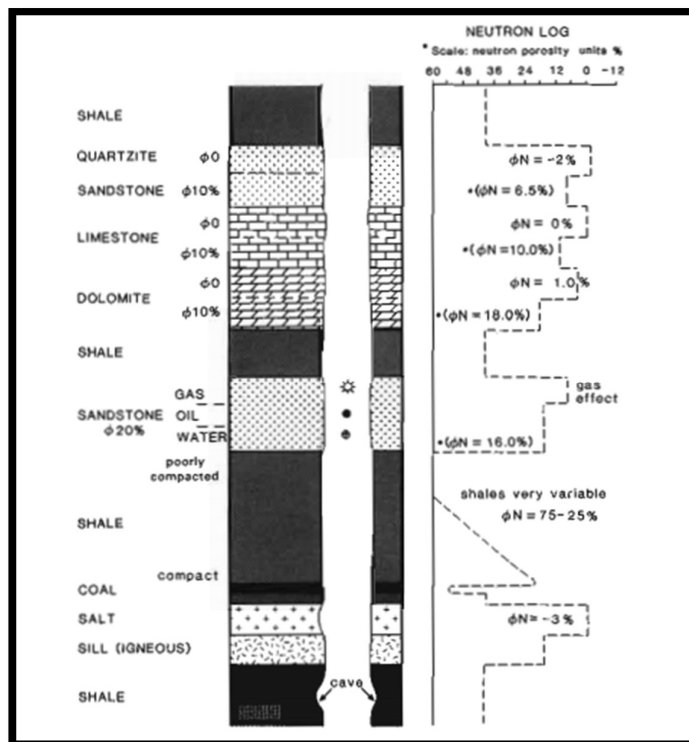
Cara kerja pengukuran log densitas adalah berdasarkan prinsip fisika hamburan Compton menggunakan alat LDT (*Litho-Density Tool*). Diawali dengan menembakkan foton sinar Gamma intensitas tinggi pada spektrum 0.2 – 2 MeV yang difokuskan ke dalam formasi seperti pada gambar 3.3. Perbedaan intensitas *Gamma ray* awal dan akhir akan sebanding

dengan densitas elektron didalam mineral, dan densitas elektron inilah yang akan sebanding dengan densitas formasi.

### 3.2.3 Log Neutron

Log neutron merupakan log yang memperhitungkan kandungan hidrogen di dalam formasi, baik itu air, minyak atau gas, dengan asumsi pori pori batuan terisi oleh fluida tersebut. Log neutron biasanya dinyatakan tanpa satuan atau bisa juga dalam *neutron porosity units* (%). Sebagaimana pada log densitas yang menembakkan sinar Gamma kedalam formasi, maka log neutron menembakkan neutron dalam kecepatan tinggi ke dalam formasi, kemudian kecepatan itu akan mengalami penurunan energi saat bertumbukkan dengan partikel nuclei dari hidrogen. Penggunaan log neutron sendiri biasanya dikolaborasikan dengan log densitas untuk menghitung porositas dan beberapa keperluan geologis lainnya.

Karena memanfaatkan jumlah kandungan hidrogen untuk memperkirakan porositas, maka respon log neutron akan berbeda – beda pada kondisi litologi tertentu, saat mengukur pada matriks yang tak berongga, pengukuran neutron akan menunjukkan angka nol, sedangkan pada formasi yang mengandung 100% air, log neutron akan menunjukkan nilai *hydrogen index* yang besar.



Gambar 3 4 Respon Neutron terhadap litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002)

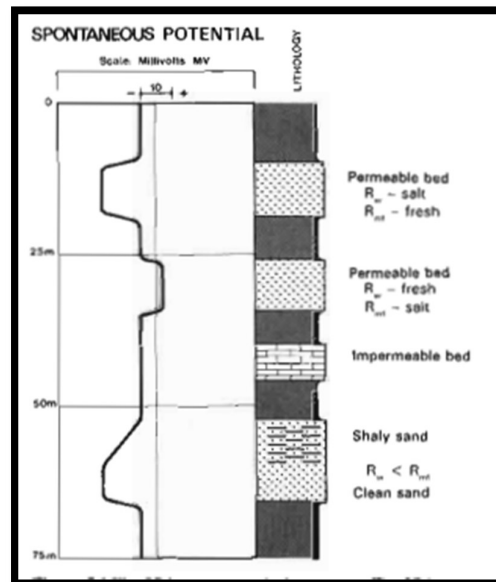


Sebagaimana ditunjukkan pada gambar 3.4, log Neutron terdiri atas 1 buah source untuk menembakkan neutron kedalam formasi dan dua buah *detector* yang akan menangkap neutron yang telah kehilangan energinya. Log Neutron bekerja dengan cara menembakkan partikel neutron berkecepatan tinggi ke dalam formasi. Kemudian, neutron yang merupakan partikel bermuatan netral akan mengalami penurunan energi yang sangat drastis saat bertumbukan dengan *nuclei* dari hidrogen karena neutron memiliki massa yang sama dengan inti hidrogen

### 3.2.4 Log Spontaneous Potential ( SP )

Log SP merupakan log yang pertama kali digunakan dalam perekaman *well log* berdasarkan catatan sejarah, dan pertama kali digunakan oleh Conrad Schlumberger pada tahun 1927 karena log ini cenderung lebih sederhana skema peralatannya dibandingkan peralatan log lainnya.

Peristiwa SP terjadi akibat adanya perbedaan salinitas antara air formasi dengan lumpur yang pakai untuk pengeboran dan menimbulkan adanya perbedaan potensial, beda potensial inilah yang diukur sebagai pembacaan pada log. Pada aplikasinya, respon log SP membantu memberikan informasi posisi lapisan batuan yang permeabel seperti pada gambar 3.5, selain itu log SP juga banyak dimanfaatkan dalam mencari nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) yang penting dalam perhitungan saturasi air.

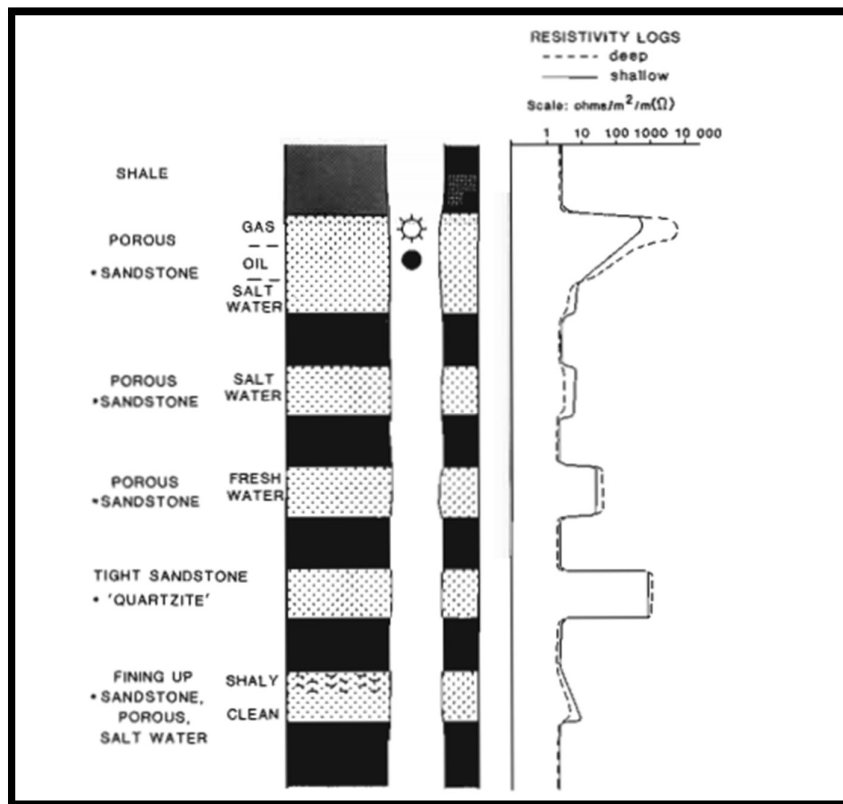


**Gambar 3 5** Respon Log SP pada jenis litologi dan salinitas tertentu (Malcolm Rider, 2002)

### 3.2.5 Log Resistivitas

Batuan adalah benda padat yang resistan terhadap arus listrik, dimana mineral – mineral penyusun dan fluida yang terkandung didalamnya turut mempengaruhi karakter tahanan jenis dari batuan tersebut. Apabila suatu batuan yang porous dan berisi fluida hidrokarbon, maka resistivitas yang terukur akan memiliki nilai yang tinggi, sedangkan bila fluida saline mengisi batuan porous tersebut, maka resistivitas yang terukur akan memiliki nilai yang rendah. Begitu juga apabila batuan tersebut merupakan batuan yang sangat kompak, maka resistivitasnya akan tinggi.

Ada dua jenis alat log resistivitas yang biasa digunakan dalam industri perminyakan, yang pertama yaitu *Laterolog Tool*, sedangkan yang kedua adalah *Induction Tool*. Kedua alat tersebut dibedakan berdasarkan tehnik pengambilan data yang digunakan.



Gambar 3 6 Respon log resistivitas pada litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002)

Biasanya, penggunaan skala log dinyatakan dalam skala logaritmik, hal ini karena resistivitas bisa sangat besar dan sangat kecil dalam suatu pembacaan yang sama. Satuan yang digunakan dalam log resistivitas adalah ohm.

Walaupun batuan tidak memiliki peran aktif, namun batuan memiliki peran pasif yang mempengaruhi resistivitas. Peran ini bergantung kepada tekstur batuan atau lebih spesifik lagi kepada geometri batuan berupa pori pori dan hubungan antar pori.

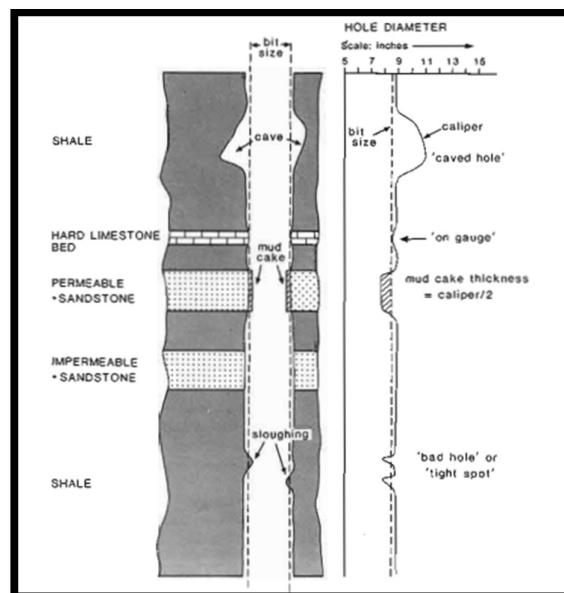
### 3.2.6 Log Capiler

Log caliper adalah jenis log mekanik yang berguna untuk mengukur variasi ukuran diameter lubang sumur terhadap kedalaman. Variasi diameter ini dapat terjadi karena adanya beberapa perubahan bentuk lubang sumur seperti cave dan mud cake.

*Cave* terjadi karena adanya batuan yang rapuh akibat adanya kegiatan pengeboran sehingga terbentuk gerowong – gerowong pada lubang sumur, biasanya fenomena ini terjadi pada batuserpih.

*Mud cake* merupakan fenomena penebalan dinding lubang sumur dan hanya terdapat pada pengeboran yang memakai lumpur berbasis air. Hal ini terjadi karena adanya tekanan pengeboran yang lebih besar daripada tekanan formasi sehingga air dalam campuran lumpur (*water base mud*) akan dipaksa masuk kedalam formasi melalui lapisan batuan porous, sedangkan campuran kimia lainnya yang ukurannya lebih besar dari pori batuan akan tertahan di dinding sumur dan lama kelamaan akan menebal.

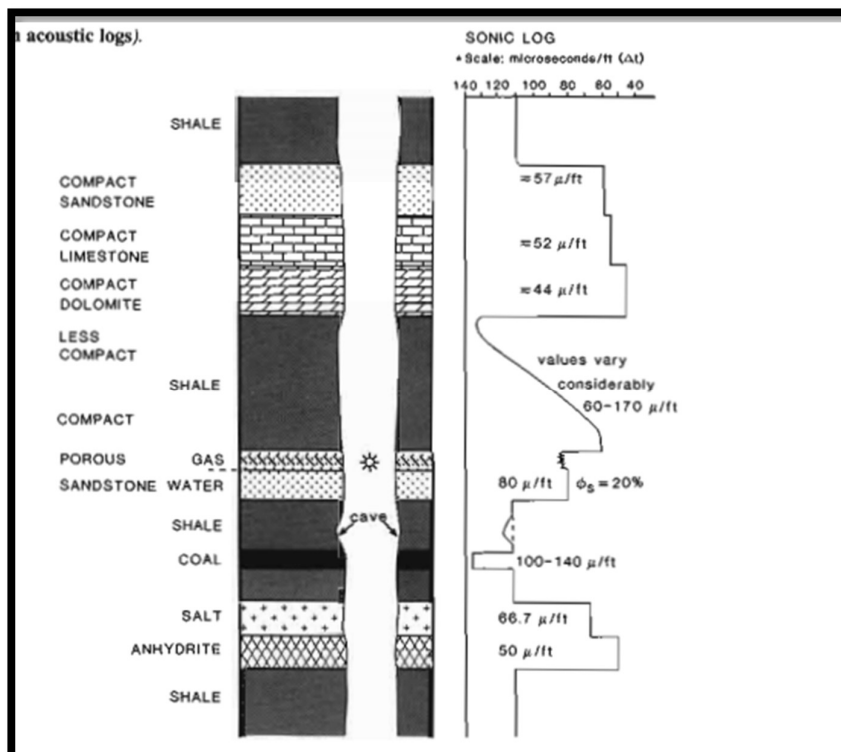
Fenomena *Cave* dan *Mud cake* beserta contoh respon log Caliper terhadap keduanya dapat dilihat pada **gambar 3.7**



**Gambar 3 7** Respon log caliper terhadap variasi diameter lubang bor (Malcolm Rider, 2002)

### 3.2.7 Log Sonik

Setiap benda padat dapat menjadi media perambatan untuk gelombang akustik. Gelombang tersebut dibangkitkan oleh suatu sumber gelombang, dan ditangkap oleh suatu penerima di ujung lainnya. Jika waktu rambat gelombang akustik dari sumber ke penerima diketahui, maka kecepatan gelombang akustik dapat dihitung. Kecepatan rambatan ini tidak sama untuk berbagai jenis benda padat sehingga dapat digunakan sebagai karakteristik dari media perambatan itu sendiri, dan tentu saja media perambatan yang dipakai dalam log sonik ini adalah batuan pada formasi (Harsono, 1993).



Gambar 3 8 Respon log sonic terhadap litologi tertentu (Malcolm Rider, 2002)

### 3.3 Inti Batuan ( Core )

Core adalah inti batuan dengan diameter 2 -5 inci yang diambil dari bawah permukaan untuk keperluan kalibrasi log sumur. Data core diambil pada beberapa titik di dalam sumur, terutama pada horison-horison yang potensial produksi, dimana informasi yang lebih detail dibutuhkan dan informasi dari cutting tidak mencukupi.

Ada 2 macam tipe core:

- Conventional Core, yaitu core yang diambil pada saat pemboran.

- Sidewall Core, yaitu core yang diambil sesudah pemboran bersamaan dengan proses logging, dimana Sidewall Core dikerjakan pada saat Recovery Core dari metode conventional, hasilnya kecil atau tidak didapatkan.

Informasi yang didapat dari data core antara lain:

1. Identifikasi litologi dan struktur sedimen
2. Porositas dan permeabilitas
3. Kejenuhan fluida dalam batuan.
4. Oil staining.

### 3.4. Korelasi Log Sumur

#### 3.4.1 Pengertian

Korelasi adalah perhubungan titik-titik kesamaan waktu atau perhubungan satuan satuan stratigrafi dengan mempertimbangkan kesamaan waktu (Sandi Stratigrafi Indonesia, 1996). Korelasi ini digunakan untuk keperluan dalam pembuatan penampang dan peta bawah permukaan (*subsurface map and cross-section*).

Ada dua cara korelasi, yaitu :

1. Korelasi Stratigrafi

Korelasi dengan menggunakan datum *key bed* (lapisan petunjuk).

2. Korelasi Struktur

Korelasi dengan menggunakan kedalaman atau muka air laut sebagai *datum*.

#### 3.4.2 Sekuen Stratigrafi

Sekuen merupakan sukseksi atau urutan-urutan yang relatif selaras dari suatu strata yang saling berhubungan secara genetik dan dibatasi oleh suatu bidang ketidakselarasan dan keselarasan korelatifnya.

Sekuen stratigrafi adalah sebuah metodologi yang memberikan kerangka kerja mengenai elemen-elemen yang menyusun suatu lingkungan pengendapan, juga memudahkan rekonstruksi paleogeografis dan prediksi fasies serta litologi yang jauh dari titik kontrol (Catuneanu dkk., 2011). Kerangka kerja ini menghubungkan perubahan pola-pola susunan lapisan sebagai akibat dari berbagai perubahan akomodasi dan suplai sedimen yang terjadi seiring dengan berjalannya waktu. Polapola susunan lapisan ini dapat menentukan urutan pengendapan suatu lapisan dan hubungannya terhadap geometri serta bentuk arsitektur dari suatu lapisan sedimen. Kerangka kerja sekuen stratigrafi juga memberikan konteks mengenai

interpretasi evolusi sistem pengendapan berdasarkan ruang dan waktu. Analisis ini dikembangkan dengan mengintegrasikan proses-proses sedimentologi dengan geometri dan skala-skala dari elemen-elemen komponen pengendapan (Cateneanu dkk., 2011).

Alat utama yang digunakan dalam analisis sekuen stratigrafi adalah pola-pola susunan dari suatu lapisan serta permukaan-permukaan kunci (*key surfaces*) yang menjadi batas dari suatu sukseksi yang ditentukan atau diperlihatkan oleh pola susunan lapisan yang berbeda.

Kelompok Exxon telah memilih bidang ketidakselarasan sebagai pembatas suatu sekuen dengan dasar bahwa diantara bidang-bidang ketidakselarasan terdapat pengendapan yang terjadi secara kontinyu/menerus dan ketidakselarasan merupakan jeda utama yang memisahkan antara sekuen satu dengan yang lainnya. Sedangkan Galloway lebih memilih *Maximum Flooding Surface* (MFS) sebagai penentu batas sekuen. *Maximum Flooding Surface* merupakan suatu bidang yang memisahkan batuan yang diendapkan (pada pagian bawah) dalam kondisi transgresi dari batuan yang berada di atasnya yang diendapkan dalam kondisi regresi secara keseluruhan. Sudah tidak diragukan lagi bahwa *Maximum Flooding Surface* ini merupakan bidang kunci stratigrafi (*key stratigraphic surface*). Baik *Marine Flooding Surface* maupun *Maximum Flooding Surface* menunjukkan pendalaman (*deepening*) akan tetapi *Maximum Flooding Surface* normalnya memiliki cakupan lateral yang lebih luas.

### 3.4.3 Set Parasekuen

Set parasekuen adalah kumpulan parasekuen yang saling terkait secara genetik membentuk suatu pola susunan yang khas, dibatasi oleh *marine flooding surface* yang besar. Jenis-jenis pola pengendapan set parasekuen dipengaruhi oleh rasio kecepatan pengendapan (suplai sedimen) terhadap kecepatan akomodasi (Van Wagoner dkk., 1990) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3. 9

Jenis-jenis set parasekuen menurut Van Wagoner dkk., (1990):

#### 1. Progradasi

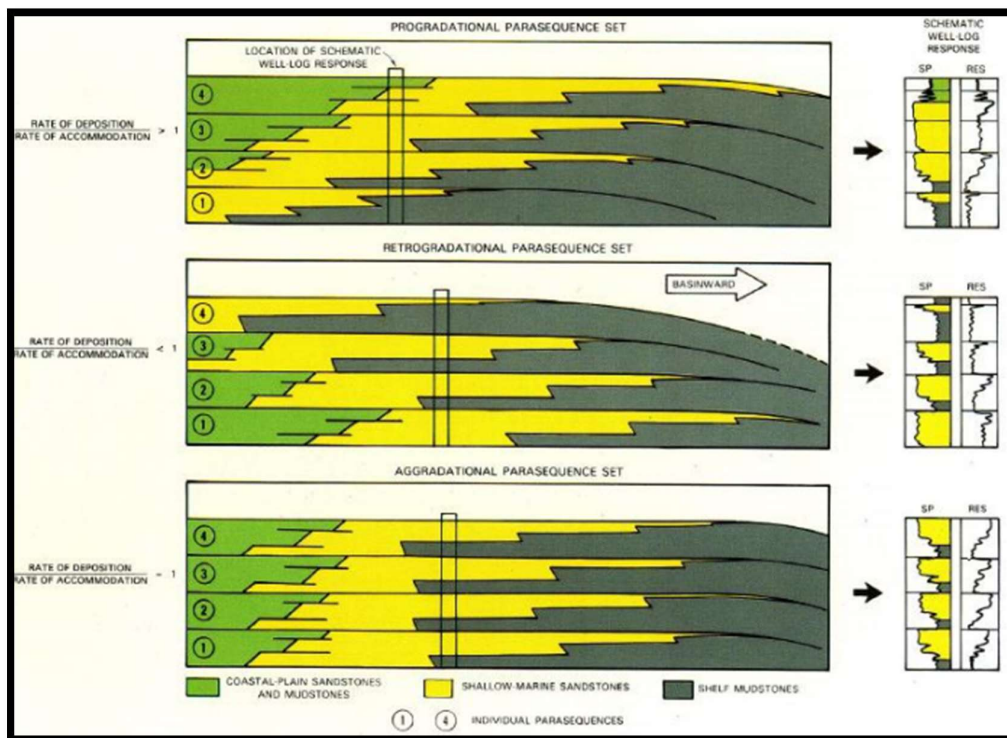
Progradasi adalah sebuah proses pengendapan ketika suplaisedimen lebih besar dari akomodasi yang tersedia, yaitu volume suplai sedimen lebih besar dari laju penurunan cekungan. Proses ini mengakibatkan lapisan yang lebih muda diendapkan dengan pola menjauh ke arah cekungan dan membentuk sebuah pola pengkasaran ke atas (*coarsening upwards*).

#### 2. Retrogradasi

Retrogradasi adalah sebuah proses ketika suplai sedimen lebih kecil dibandingkan dengan akomodasi yang tersedia. Proses ini mengakibatkan lapisan yang lebih muda diendapkan dengan pola menjauh ke arah darat dan membentuk sebuah pola penghalusan ke atas (*fining upwards*).

### 3. Agradasi

Agradasi adalah sebuah proses ketika suplai sedimen sebanding dengan penurunan cekungan atau akomodasi yang tersedia. Proses ini mengakibatkan lapisan yang lebih muda diendapkan dengan pola vertikal tanpa pergeseran lateral yang berarti dan membentuk sebuah pola yang relatif homogen.



**Gambar 3 9** Pola susunan set parasekuen vertical (Van Wagoner dkk., 1990)

#### 3.4.4 Parasekuen

Parasekuen merupakan sebuah suksesi atau urutan dari suatu lapisan atau sekumpulan lapisan yang relatif selaras, saling berhubungan secara genetik dan dibatasi oleh *marine flooding surface*. *Marine flooding surface* merupakan sebuah permukaan yang memisahkan lapisan yang lebih muda dari lapisan yang lebih tua akibat dari kedalaman air yang naik secara tiba-tiba. (Van Wagoner dkk., 1990).

Sebagian besar parasekuen silisiklastik diendapkan secara progradasional. Sebagai contoh, suksesi dari batupasir yang berumur lebih muda secara berturut-turut diendapkan

semakin menjauh ke arah *distal*. Pola pengendapan ini menghasilkan asosiasi fasies mendangkal ke atas dimana lapisan yang lebih muda akan diendapkan pada kedalaman air yang semakin dangkal (Van Wagoner dkk., 1990).

#### 3.4.5 Elektrofasis

Elektrofasis adalah sebuah bentukan dan karakteristik pada *wireline log* yang dapat dibedakan dari elektrofasis yang lain. Elektrofasis adalah salah satu metode untuk menafsirkan informasi geologi seperti sekuen log, lingkungan pengendapan dan fasies dengan menggunakan data *wireline log* (Rider, 1996) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3. 11

Bentuk-bentuk dari kurva log sumur sudah sejak lama digunakan untuk menginterpretasi lingkungan pengendapan karena kemiripannya dengan suksesi ukuran butir (Selley, Dalam Walker dan James, 1992). Tiap-tiap lingkungan pengendapan menghasilkan pola energi pengendapan yang berbeda. Pola-pola log biasanya menunjukkan energi pengendapan yang berubah, yaitu berkisar dari energi tinggi (batupasir) hingga energi rendah (batulempung).

Terdapat lima jenis respon log gamma ray menurut Kendall, 2003:

1. *Cylindrical*

Bentuk silinder pada log GR atau SP dapat menunjukkan sedimen tebal dan homogen yang dibatasi oleh pengisian *channel (channel fills)* dengan kontak yang tajam. Bentuk ini dapat diasosiasikan dengan endapan sedimen *eolian, braided fluvial, distributary channel fill, submarine canyon-fill, carbonate shelf-margin, evaporite fill of basin, dune, tidal sand, dan estuarine*.

2. *Funnel*

Profil berbentuk corong (*funnel*) menunjukkan pengkasaran ke arah atas yang merupakan kebalikan dari bentuk bell. Bentuk ini kemungkinan dihasilkan oleh sistem progradasi. Seperti *sub marine fan lobes, regressive shallow marine bar, barrier islands, delta front (distributary mouth bar), crevasse splay, beach dan barrier beach, strandplain, shoreface, dan prograding (shallow marine) shelf sands*.

3. *Bell*

Profil bentuk *bell* menunjukkan pola penghalusan ke arah atas, kemungkinan diakibatkan oleh pengisian *channel (channel fills)*. Pengamatan membuktikan bahwa kisaran besar butir pada setiap tingkat cenderung sama, namun jumlahnya memperlihatkan gradasi menuju butir halus (dalam artian lempung yang bersifat



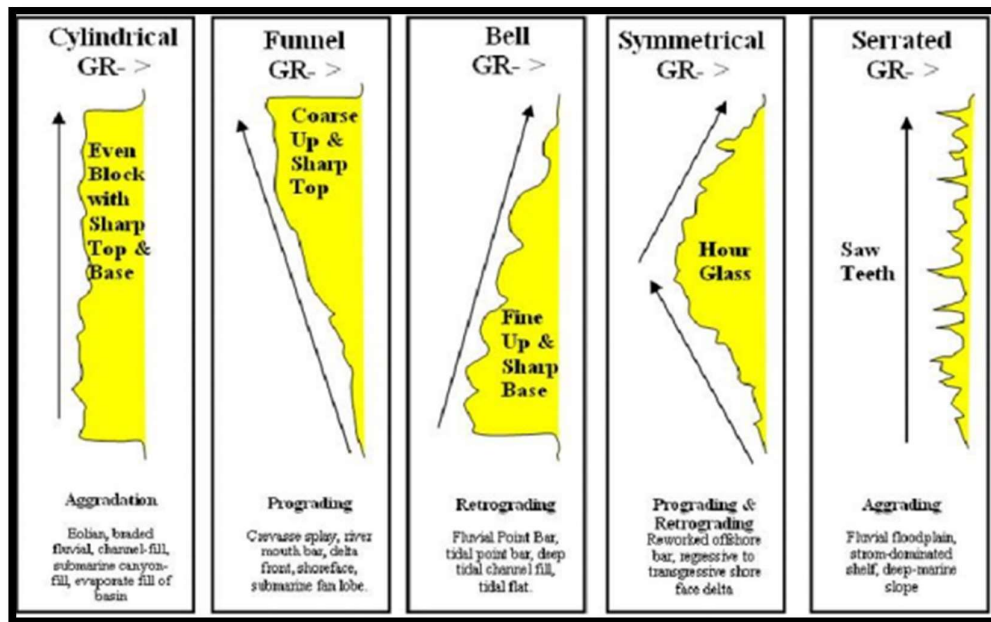
radioaktif semakin banyak ke arah atas). Bentuk ini dihasilkan oleh endapan *point bars*, *tidal deposits*, *transgressive shelf sands (dominated tidal)*, *sub marine channel* dan endapan turbidit.

4. *Symmetrical*

Bentuk ini merupakan kombinasi antara bentuk *bell-funnel*. Kombinasi pengkasaran-penghalusan ke atas ini dapat dihasilkan oleh proses bioturbasi, juga merupakan ciri dari endapan *shelf sand bodies*, *sub marine fans*, dan *sandy offshore bars*.

5. *Serrated*

Bentuk ini merupakan dasar untuk mewakili heterogenitas batuan reservoir. Bentuk ini diasosiasikan dengan sedimen *alluvial plain*, *flood plain*, *tidal sands*, *shelf* atau *back barriers*. Umumnya mengindikasikan lapisan tipis yang bersilang-siur.

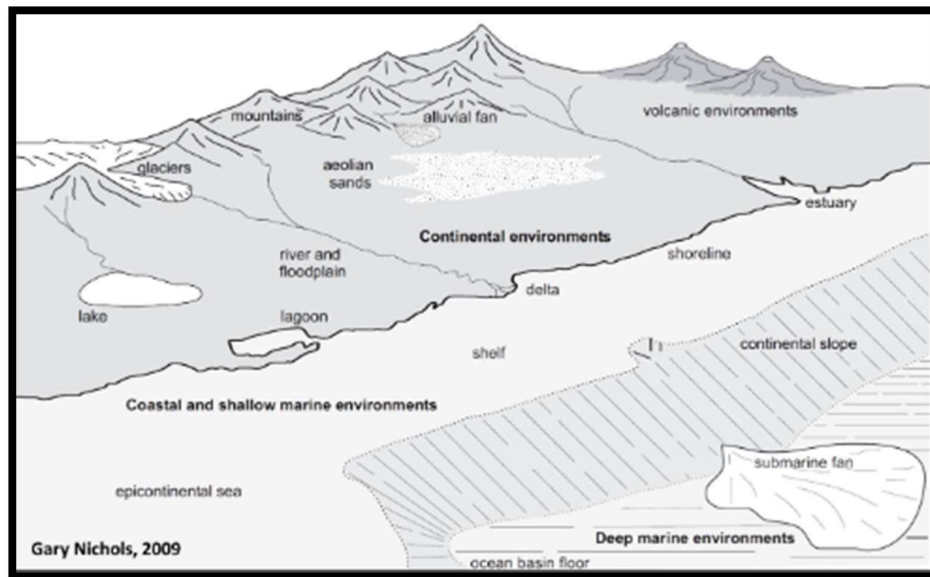


Gambar 3 10 Bentuk umum pola log dan elektrofasesnya (Kendall, 2003 dimodifikasi dari Emery dan Myers, 1996)

3.5. Lingkungan Pengendapan

Lingkungan pengendapan merupakan bagian dari permukaan bumi yang dapat dibedakan secara fisika, kimia, dan biologinya dari daerah yang berdekatan (Selley,2000). Sedangkan menurut Boggs (1995) lingkungan pengendapan adalah karakteristik dari suatu tatanan geomorfik dimana proses fisik, kimia dan biologi berlangsung yang menghasilkan suatu jenis endapan sedimen tertentu.

Lingkungan pengendapan terbagi menjadi beberapa kelompok yaitu, lingkungan darat (*terrestrial*), transisi (*marginal-marine*), serta laut (**Gambar 3.11**). Lingkungan yang termasuk kedalam lingkungan darat adalah endapan sungai (*fluvial system*), gurun, danau dan *glacial system*. Endapan transisi merupakan endapan yang terdapat di daerah antara darat dan laut seperti delta, lingkungan pasang surut (*tidal flat*), *estuary*, dan *lagoon*. Sedangkan yang termasuk endapan laut adalah laut dangkal/ *shelf* (*backshore*, *beach*, *breaker zone*, *shoreface*, *mid-shelf* dan *outer shelf*) dan lingkungan laut dalam (*deep marine environment*).

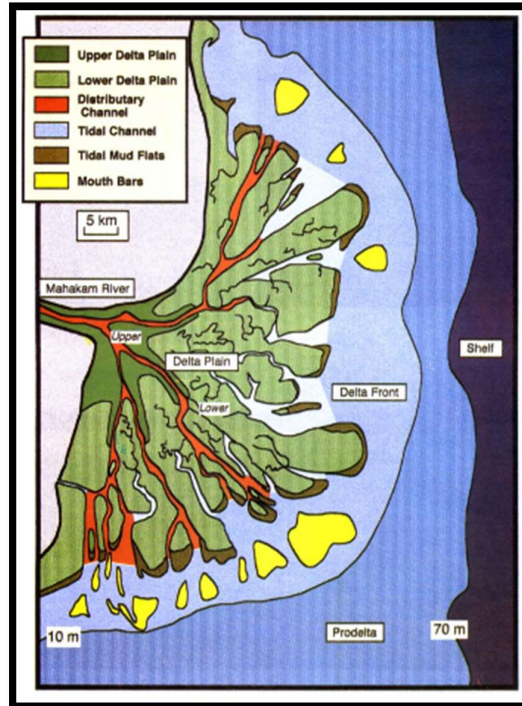


**Gambar 3 11** Diagram blok lingkungan pengendapan secara umum (Gary Nichols, 2009)

Proses dan kondisi sedimentasi secara kolektif membentuk lingkungan pengendapan yang memainkan peran utama dalam menentukan tekstur, struktur, ciri ciri lapisan, dan karakteristik stratigrafi dari suatu batuan sedimen. Hubungan genetik yang erat antara proses pengendapan dan sifat dari suatu batuan dapat digunakan sebagai alat untuk menginterpretasikan lingkungan pengendapannya. Rangkaian reaksi yang saling terkait antara lingkungan pengendapan dan fasies ini biasanya juga disebut sebagai hubungan antara proses dan respon (produk). Sebuah model fasies merupakan ringkasan secara umum dari karakteristik suatu sistem pengendapan. Model tersebut digunakan sebagai alat untuk interpretasi dan pembandingan serta memberikan gambaran mengenai sifat-sifat batuan yang diendapkan pada suatu lingkungan pengendapan (Boggs, 2014). Terdapat lima parameter yang menentukan suatu fasies, yaitu geometri litologi, paleontologi, struktur sedimen dan pola arus purba (Selley, 2000).

### 3.5.1 Delta

Delta merupakan garis pantai yang menjorok ke laut, terbentuk oleh adanya sedimentasi sungai yang memasuki laut, danau atau laguna dan pasokan sedimen lebih besar daripada kemampuan pendistribusian kembali oleh proses yang ada pada cekungan pengendapan (Elliot, 1986 dalam Allen, 1998). Menurut Boggs (1987), delta diartikan sebagai suatu endapan yang terbentuk oleh proses sedimentasi fluvial yang memasuki tubuh air yang tenang. Dataran delta menunjukkan daerah di belakang garis pantai dan dataran delta bagian atas didominasi oleh proses sungai dan dapat dibedakan dengan dataran delta bagian bawah didominasi oleh pengaruh laut, terutama penggenangan tidal. Delta terbentuk karena adanya suplai material sedimentasi dari sistem fluvial. Ketika sungai-sungai pada sistem fluvial tersebut bertemu dengan laut, perubahan arah arus yang menyebabkan penyebaran air sungai dan akumulasi pengendapan yang cepat terhadap material sedimen dari sungai mengakibatkan terbentuknya delta. Bersamaan dengan pembentukan delta tersebut, terbentuk pula morfologi delta yang khas dan dapat dikenali pada setiap sistem yang ada. Morfologi delta secara umum terdiri dari tiga, yaitu: *delta plain*, *delta front* dan *prodelta*.



Gambar 3 12 Morfologi Delta Mahakam secara Umum (Allen dan Chambers, 1998)

### 3.5.1.1 Delta Plain

*Delta plain* dicirikan oleh suatu *distributaries* dan *interdistributaries* area. Proses sedimentasi utama di *delta plain* adalah arus sungai, walaupun arus pasang surut juga muncul. Pada daerah dengan iklim lembab, *delta plain* dapat mengandung komponen organik penting (gambut yang kemudian menjadi batubara).

Secara morfologi, *delta plain* dibagi menjadi *upper delta plain* dan *lower delta plain*.

#### 1. *Upper delta plain*

Pada bagian ini terletak diatas area *tidal* atau laut dan endapannya secara umum terdiri dari: Endapan *distributary channel*. Endapan *distributary channel* terdiri dari endapan *braided* dan *meandering*, *levee* dan endapan *point bar*. Endapan *distributary channel* ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menunjukkan kecenderungan menghalus ke atas. Struktur sedimen yang umumnya dijumpai adalah *cross bedding*, *ripple cross stratification*, *scour and fill* dan lensa-lensa lempung. Endapan *point bar* terbentuk apabila terputus dari *channel*. Sedangkan *levee* alami berasosiasi dengan *distributary channel* sebagai tanggul alam yang memisahkan dengan *interdistributary channel*. Sedimen pada bagian ini berupa pasir halus dan rombakan material organik serta lempung yang terbentuk sebagai hasil luapan material selama terjadi banjir. Endapan *interdistributary channel* merupakan endapan yang terdapat diantara *distributary channel*. Lingkungan ini mempunyai kecepatan arus paling kecil, dangkal, tidak berelief dan proses akumulasi sedimen lambat. Pada *interdistributary channel* dan *flood plain* area terbentuk suatu endapan yang berukuran lanau sampai lempung yang sangat dominan. Struktur sedimennya adalah laminasi yang sejajar dan *burrowing structure* endapan pasir yang bersifat lokal, tipis dan kadang hadir sebagai pengaruh gelombang .

#### 2. *Lower delta plain*

*Lower delta plain* terletak pada daerah dimana terjadi interaksi antara sungai dengan laut, yaitu dari *low tidemark* sampai batas kehadiran yang dipengaruhi pasang-surut. Pada lingkungan ini endapannya meliputi endapan pengisi teluk (*bay fill deposit*) meliputi *interdistributary bay*, tanggul alam, rawa dan *crevasse splay*, serta endapan pengisi *distributary* yang ditinggalkan.

#### 3. *Tidal Channel*

Pada lingkungan ini biasanya memiliki ciri kaya akan material organik, lempung kaya akan tumbuhan, semakin kedalam ditemukan endapan lempung *marine*, yang

mengindikasikan *Channel* terbentuk diatas *Delta front* dan mengerosi endapan lempung *marine* disana.

Fungsi dari *Channel* ini mengalirkan air dari *delta plain* saat adanya banjir akibat hujan maupun pasang. Salinitas pada daerah ini cukup tinggi dan energi di daerah ini dipengaruhi oleh arus baik dari pasang maupun sungai.

#### 3.5.1.2 Delta Front

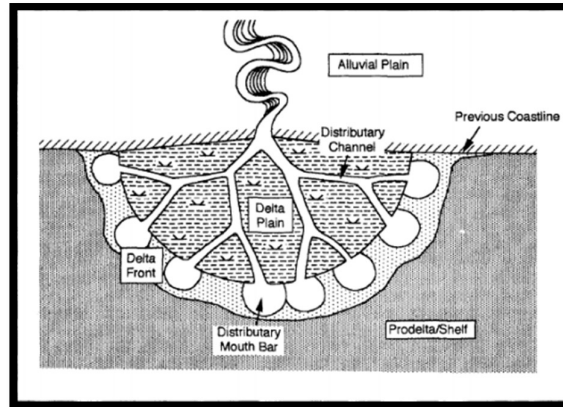
*Delta front* merupakan sublingkungan dengan energi tinggi, dimana sedimen secara konstan dirombak oleh arus pasang surut (*tidal*), arus laut sepanjang pantai (*marine longshore current*) dan gelombang (kedalaman 10 meter atau kurang). Endapan pada *delta front* meliputi *sheet sand delta front*, *distributary mouthbar*, endapan *river-mouth tidal*, *near shore*, *longshore*, dan endapan *stream mouth bar*.

*Delta front* terdiri dari zona pantai dangkal yang berbatasan dengan *delta plain*. *Delta front* ditunjukkan oleh suatu sikuen yang mengkasar keatas berskala besar yang merekam perubahan fasies vertikal ke arah atas dari sedimen *offshore* berukuran halus atau fasies *prodelta* ke fasies *shoreline* yang biasanya didominasi batupasir. Sikuen ini dihasilkan oleh progradasi *delta front* dan mungkin terpotong oleh sikuen *tidal channel* maupun *fluvial channel* saat progradasi berlanjut.

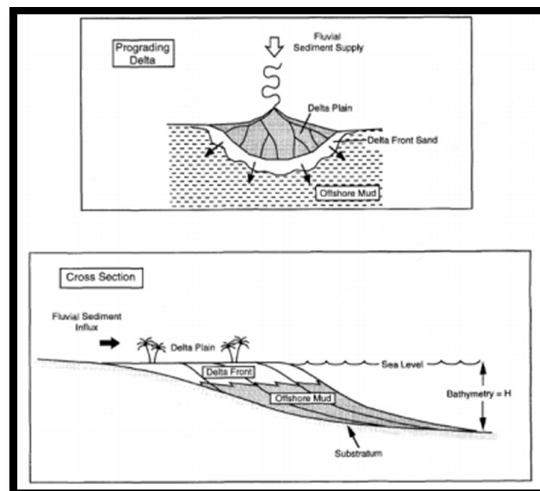
#### 3.5.1.3 Prodelta

*Prodelta* merupakan lingkungan transisi antara *delta front* dan endapan *marine shelf*. *Prodelta* merupakan bagian dari delta di bawah kedalaman efektif erosi gelombang, terletak di luar *delta front* dan menurun ke lantai cekungan sehingga tidak ada pengaruh gelombang dan pasang surut dimana terjadi akumulasi mud, umumnya dengan sedikit bioturbasi.

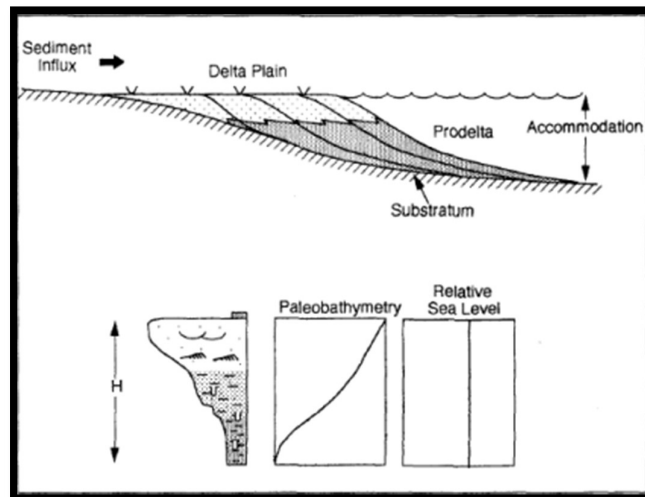
Sedimen yang ditemukan pada bagian delta ini tersusun oleh material sedimen berukuran paling halus yang terendapkan dari suspensi. Struktur sedimen masif, laminasi, dan *burrowing structure*. Seringkali dijumpai cangkang organisme bentonik yang tersebar luas, mengindikasikan tidak adanya pengaruh *fluvial*. Endapan *prodelta* terdiri dari *marine* dan *lacustrine mud* yang terakumulasi dilandas laut (*seaward*). Endapan ini berada dibawah efek gelombang, pasang surut dan arus sungai.



**Gambar 3 13** Skema morfologi delta, menggambarkan tiga lingkungan pengendapan utama (Allen dan Chambers, 1998)



**Gambar 3 14** Ilustrasi suksesi sedimen regresif yang dibentuk oleh delta yang berprogradasi. Parameter utama yang mengontrol ketebalan sedimennya adalah kedalaman air (Allen dan Chambers, 1998)



**Gambar 3 15** Ilustrasi yang menunjukkan suksesi regresif dengan pola pengkasaran ke atas yang dibentuk oleh delta yang berprogradasi (Allen dan Chambers, 1998)

### 3.6 Diagenesis

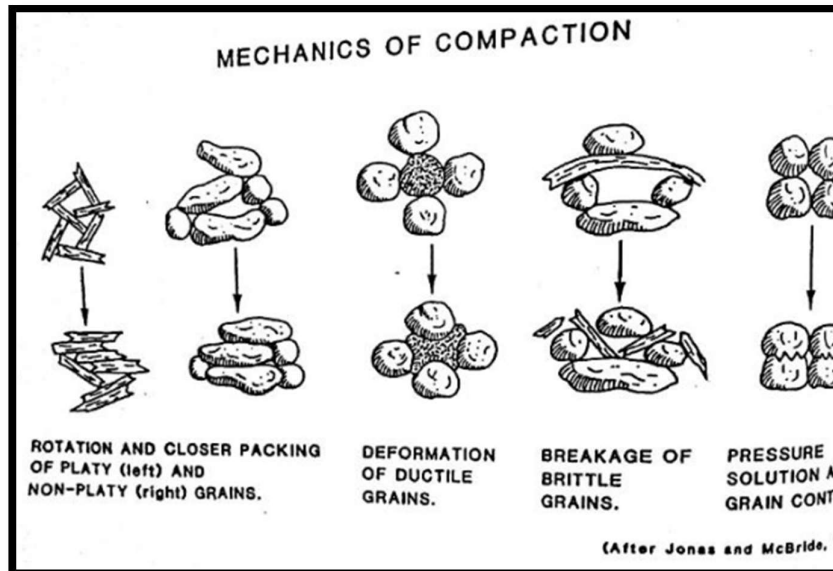
Diagenesis didefinisikan sebagai perubahan aspek fisika, kimia, dan biologi pada sedimen sesaat setelah terjadinya pengendapan butiran, akan tetapi hal tersebut terjadi sebelum adanya proses metamorfosis pada temperatur 150-200°C. Perubahan dapat terjadi ketika ada kontak air dengan sedimen, tetapi sebagian besar aktivitas diagenesis umumnya disebabkan oleh proses pembebanan (Ehlers & Blatt, 1982 dalam Scholle & Ulmer-Scholle, 2003). Diagenesis mengalami proses kimia dan fisika. Proses fisika meliputi kompaksi dan bisa juga bioturbasi. Proses kimianya meliputi pelarutan, penggantian, rekristalisasi, sementasi, dan pembentukan hidrokarbon (Boggs, 2009).

Pettijohn (1975) dalam hasil penelitiannya mengemukakan bahwa pasir setelah mengalami pengendapan mulai menua dan berubah karakternya. Pasir tidak lagi menjadi material granular lepas, melainkan tertransformasi menjadi batuan padat. Sebagian proses itu seluruhnya merupakan proses mekanis: pemecahan partikel, deformasi, dan juga proses kimiawi yang melibatkan pelarutan, reprecipitasi, dekomposisi, dan reaksi pada ruang antar partikel. Hasil akhirnya adalah *pressure solution*, tersamarkannya tekstur asal, dan transformasi batuan menjadi kumpulan mineral yang lebih mendekati kesetimbangan. Perubahan-perubahan tersebut merupakan proses yang disebut diagenesis. Hal yang penting dari diagenesis seperti diungkapkan Pettijohn (1975), diagenesis melibatkan perubahan tekstur dan komposisi, namun tidak menghasilkan struktur.

#### 3.6.1 Proses – proses diagenesis

##### a) **Kompaksi**

Proses kompaksi menyebabkan hubungan antar butir semakin dekat sehingga mengurangi jarak pori dan mengurangi kandungan air di dalamnya. Akibatnya butiran sedimen akan semakin rapat, dan rongga antara butiran akan semakin kecil. Akibat penambahan tekanan ini, air yang ada dalam lapisan-lapisan batuan akan tertekan sehingga keluar dari lapisan batuan yang ada. Sebagai contoh lempung yang tertimbun dibawah material sedimen lain beberapa ribu meter tebalnya, volume dari lempung tersebut akan mengalami penyusutan sebanyak 40%. Kompaksi ini juga dapat menyebabkan *stylolite* (Immenhauser, 2002). Secara umum kompaksi dibagi menjadi dua jenis, yaitu kompaksi kimiawi dan kompaksi mekanis. Kompaksi kimia merupakan kompaksi yang mengakibatkan pelarutan tekanan (*pressure solution*) yang akan menurunkan porositas primer. Mekanisme kompaksi (**Gambar 3.16**) akan menyebabkan perubahan pada tekstur dan kemas batupasir akibat proses fisik.



Gambar 3 16 Perubahan pada tekstur dan kemas yang berasosiasi dengan berbagai mekanisme kompaksi (After Jonas & McBride, 1977 dalam Ali, 1981).

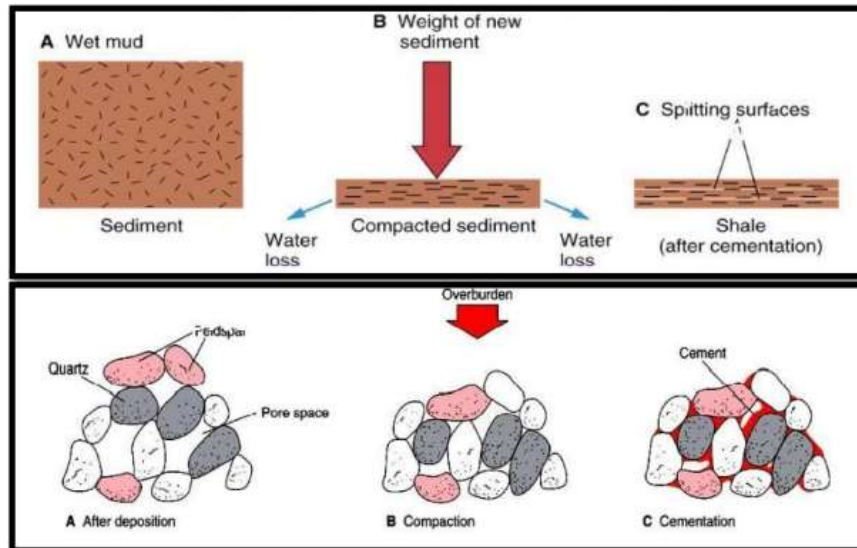
Kompaksi diindikasikan dengan adanya banyak cangkang fosil yang pecah, adanya material lunak dalam cangkang sedikit mengalami kompaksi dibandingkan material lunak yang ada di luar cangkang, butiran yang saling kontak, adanya burrow baik yang vertikal ataupun horizontal.

Kompaksi dapat mengakibatkan beberapa efek, diantaranya pressure solution dari kuarsa dan feldspar, pelengkungan mineral ductile, penyusutan kembali butiran secara mekanik (point contact), dan brittle fracture pada batuan (karbonat dan cangkang fosil).

#### b) Sementasi

Proses pengisian rongga yang semula ditempati oleh cairan pori oleh kristal-kristal baru. Mineral yang bertindak sebagai semen batupasir umumnya karbonat, silika, dan mineral lempung. Beberapa diantaranya adalah anhidrit, dolomit, hematit, feldspar, siderit, gipsum, dan barit (Ali, 1981). Semen karbonat umumnya akan berbentuk kristal mozaik (Kameda, 2004). Semen silika umumnya berbentuk kuarsa yang overgrowth. Sementara semen lempung akan berbentuk geometri *inter-pore spacelocking* (kaolinite), *book-like shape* (dickite), atau konsentrik disekitar butiran (Kameda, 2004). Geometri ini akan mengurangi porositas dan permeabilitas yang signifikan. Apabila batuan sedimen berwarna orange atau merah gelap, maka batuan sedimen tersebut tersemenkan oleh oksida besi. Kadang-kadang semen pada batuan sedimen dapat memberi nilai ekonomis batuan tersebut. Sebagai contoh batupasir yang tersemenkan oleh oksida besi dapat menjadikan batupasir menjadi bijih besi (*iron ore*). Sementasi makin efektif bila derajat kelurusan larutan pada ruang butir makin besar.





Gambar 3 17 Proses Kompaksi dan Sementasi

c) **Rekristalisasi**

Proses pengkristalan kembali suatu mineral dari suatu larutan disebabkan oleh pertumbuhan mineral yang tidak stabil. Rekristalisasi pada batuan karbonat yaitu pengkristalan kembali pada mineral aragonite menjadi kristal kalsit. Umumnya terjadi pada butiran yang tidak mempunyai bentuk Kristal dan tdaik ada zoning maupun kembaran.

d) **Autigenesis**

Proses ini umumnya terjadi pada mineral lempung dan mineral feldspar. Boggs (2009) mengungkapkan bahwa mineral autigenesis mineral yang terbentuk di saat pengendapan. Selain itu, mineral autigenik merupakan mineral pertumbuhan insitu (Worden & Burley, 2003). Sebagai contoh pada kondisi yang dekat muka air tanah akan terbentuk mineral feldspar *overgrowth*. Mineral-mineral lempung yang dibentuk oleh feldspar sangat bergantung pada lingkungan kimia dari feldspar berada. Pada kondisi asam dan kaya air, silika dan feldspar akan larut membentuk kaolinit dan gibbsite. Pada kondisi kering akan membentuk illite, smektit, dan mineral lempung hasil autigenesis (Boggs, 2009).

e) **Pelarutan**

Proses ini dapat terjadi akibat *pressure dissolution*. Proses pelarutan dapat membentuk porositas dengan cara pelarutan mineral autigenik seperti semen karbonat, pelarutan butiran detritus seperti pada mineral karbonat dan feldspar, serta pengkerutan mineral atau butiran, khususnya pada mineral lempung selama pengurangan air (Tucker, 1988 dalam Immenhauser, 2002). Pelarutan yang dapat menimbulkan porositas sekunder ini adalah pelarutan yang hasil larutannya tertransport.

f) **Replacement (Penggantian)**

Penggantian merupakan pertumbuhan secara kimiawi dari mineral autigenik yang berbeda dengan tubuh mineral yang sudah ada (Worden & Burley, 2003). Contoh dari penggantian pada batupasir adalah penggantian feldspar oleh lempung, albitisasi feldspar (Boggs, 2009), penggantian hornblende oleh smektit dan penggantian rijang oleh dolomit (Ali, 2003).

3.6.2 Stadia Diagenesis

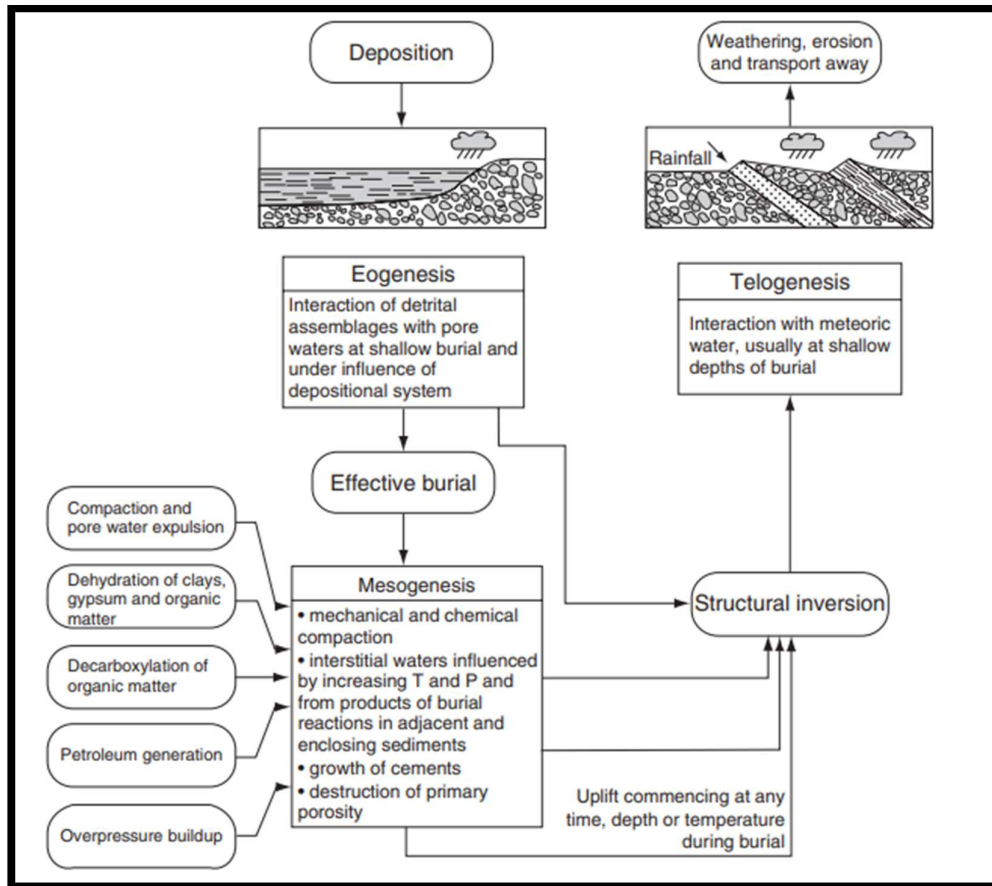
Stadia atau rezim diagenesis umumnya diakui terdiri dari tiga tahap, yaitu diagenesis awal (eogenesis), diagenesis burial (mesogenesis) dan diagenesis pengangkatan (telogenesis) (**Gambar 3.18**).

Istilah ini diadopsi dari skema Choquette & Pray (1970) dalam (Worden & Burley, 2003) untuk mendeskripsikan diagenesis batugamping, namun saat ini sudah umum digunakan, dengan aspek fundamental proses dan control diagenesis klastik yang sama dengan diagenesis batuan karbonat. Stadia diagenesis ini dibagi menjadi tiga tahapan, yaitu:

- a) Eogenesis, merupakan stadia awal diagenesis, didefinisikan sebagai semua proses yang terjadi dekat dengan permukaan dimana kandungan kimia pada air interstitial dikontrol paling utama dengan lingkungan pengendapan (Worden & Burley, 2003). Stadia ini dicirikan dengan:
1. Terdapat butiran floating contact dan point contact akibat adanya kompaksi.
  2. Mineral yang tidak stabilkan banyak terdapat pada batupasir.
  3. Porositas yang terbentuk umumnya adalah porositas primer
  4. Semen kalsit yang terbentuk umumnya hasil dari reaksi mineral *aluminosilicate* dengan produk oksidasi dari bahan organik
  5. Semen karbonat yang terbentuk merupakan hasil dari rekristalisasi detrital cangkang biogenik.
  6. Mineral lempung jarang hadir pada stadia ini
- b) Mesogenesis, merupakan diagenesis lanjut atau akhir. Stadia ini terjadi selama burial dan terjadi satu kali ketika sedimen telah lewat dari pengaruh lingkungan pengendapan ke tahap paling awal dari metamorfisme derajat rendah. Faktor yang mempengaruhi stadia mesogenesis ini adalah sejarah waktu dan temperatur, mineral dan kemas utama, pengurangan dan penambahan material menjadi litologi lain yang berdekatan (*mass transfer*), geokimia dari air pori dan hadirnya fluida yang berkaitan dengan petroleum

(termasuk minyak, gas hidrokarbon, dan material asal organik). Mesogenesis ini dimulai pada kedalaman 1-2 km dengan suhu antara 30-70°C. Stadia ini dicirikan dengan:

1. Fragmen batuan sudah mengalami perubahan akibat kompaksi menyebabkan terbentuknya *point –long contact* dan *concave contact*.
  2. Terubahnya mineral-mineral seperti feldspar, mineral mafik menjadi mineral autigenik (mineral lempung)
  3. Berkurangnya porositas intergranular akibat penambahan *packing* dari proses sementasi dan meningkatnya *burial*.
  4. Porositas sekunder mulai banyak terbentuk.
  5. *Replacement*, *dissolution*, dan *precipitation* banyak terjadi.
  6. Hadirnya semen Fe kalsit.
- c) Teologenesa, merupakan proses yang terjadi apabila suatu sedimen berada dekat dengan permukaan lagi dan telah melalui stadia eogenesis dan mesogenesis. Stadia ini terjadi pada pengangkatan dan pada batuan yang telah tersingkap menuju permukaan dimana arus permukaan (air meteorik) tidak berhubungan dengan lingkungan pengendapan batuan asalnya. Stadia ini berbeda dengan mesogenesis selama pengangkatan karena batuan kontak dengan aliran, salinitas rendah, oksidasi tinggi, dan air yang terisi kandungan CO<sub>2</sub>. Setiap air mempunyai kapasitas untuk menyebabkan perubahan geokimia yang signifikan, termasuk alterasi feldspar menjadi mineral lempung (biasanya kaolin) dan oksidasi mineral ferromagnesian (termasuk alterasi Fe-kalsit dan dolomit). Stadia ini dicirikan dengan adanya:
1. Pelapukan yang sangat hebat akibat *uplift*
  2. Oksidasi *flushed* air meteorik menjadi semen karbonat.
  3. *Dissolution* pada mineral feldspar.
  4. Diagenetik klorit menjadi mineral lempung yang lebih stabil.
  5. Banyaknya alterasi lempung, oksidasi mineral mafik, dan *replacement framework grain* menjadi lempung.



Gambar 3 18 Diagram ilustrasi Alur dari tahapan Diagenesis

### 3.7 Komposisi Mineralogi

Jenis jenis mineral yang berperan dalam mempengaruhi kualitas reservoir

#### 3.7.1 Quartz Overgrowth (Qov)

Kuarsa umum ditemukan pada batupasir dikarenakan tingkat kestabilannya yang tinggi. Kuarsa memiliki tingkat stabilitas yang tinggi, namun bukan berarti tidak dapat mengalami pelarutan. Semen kuarsa merupakan tipe semen yang umum dijumpai pada awal diagenesis. Pembentukan dari semen silica diawali dengan proses pelarutan, dimana mineral silica dapat mengalami pelarutan pada kondisi pH yang sangat rendah. Akibat dari pelarutan tersebut menyebabkan fluida menjadi jenuh akan silica dan membentuk semen silica pada permukaan tepi dari butiran kuarsa. Selain menyelubungi butiran kuarsa, semen ini juga dapat mengisi pori intragranular berupa rongga kamar foraminifera.

Pertumbuhan semen silica akan terhalangi jika terdapat semen lempung pada permukaan butir. Pertumbuhan semen silica ditandai dengan morfologi yang rombohedral di bagian luar dari permukaan mineral kuarsa dan semakin sempurna pertumbuhan semennya akan membentuk morfologi semen yang prismatic (Weibel et al., 2010).

### 3.7.2 Kaolinite

Kaolinite termasuk salah satu jenis mineral lempung yang terbentuk pada lingkungan pengendapan yang reduktif atau memiliki air dengan pH asam. Kehadiran kaolinit menunjukkan adanya proses penimbunan (*burial*) yang dangkal. Pembentukan semen kaolinit diduga berasal dari pelarutan mineral feldspar maupun mika muskovit yang memiliki kandungan alumino silikat tinggi, sehingga kehadirannya dijumpai didekat komponen butiran labil.

Semen kaolinit umumnya hadir sebagai tipe semen yang mengisi pori primer (*intergranular* maupun *intragranular pore*) maupun sekunder. Pembentukan semen maupun penggantian oleh kaolinit ini dikontrol oleh adanya interaksi mineral dengan fluida pH dan suhu tertentu. Peningkatan dari burial depth (>2km) menyebabkan kaolinit bertransformasi menjadi dickite dan membentuk mixed-layered kaolinite-dickite.

### 3.7.3 Pirit (FeS<sub>2</sub>)

Secara genetic, pirit merupakan hasil ubahan dari material amorf *hydrotroilite* (FeS) pada tahap awal diagenesis (Ali et al., 2010). Material amorf ini terbentuk dari hasil reduksi sulfat dan umum dijumpai pada sedimen yang diendapkan di lingkungan reduktif, seperti rawa, daerah pasang surut (tidal) dan lain lain. Semen pirit umumnya hadir mengisi ruang pori. Pada lingkungan pengendapan yang sesuai, kehadiran pirit tidak hanya bertindak sebagai semen, melainkan juga dapat menggantikan sebagian komponen mineral yang tidak stabil seperti mika biotit.

Pirit dapat berbentuk seperti butiran halus yang disebut *sucrossic pyrite* maupun berupa kumpulan agregat yang menyerupai bola atau elips yang disebut sebagai *framboidal pyrite*. *Framboidal pyrite* dapat terbentuk sebagai hasil dari pelarutan dan penggantian dari material organik yang berbentuk membola. Proses pelarutan berlangsung efektif pada lingkungan reduktif, dimana pada kondisi pHnya terjadi penggantian mineral pirit. Jika agregat berbentuk elips maka proses yang berlangsung ialah kompaksi akibat penimbunan sedimen menghasilkan modifikasi dari bentuk asal *framboidal pyrite*.

### 3.7.4 Semen karbonat (Kalsit, Dolomit, Siderite)

Kehadiran semen kalsit pada batupasir menunjukkan kondisi lingkungan pengendapan laut (*marine*). Walaupun demikian pada lingkungan transisi (seperti estuary) juga dapat dijumpai air payau dengan salinitas tertentu memungkinkan terjadinya pembentukan sementasi awal kalsit. Kehadiran semen kalsit juga dapat mengindikasikan proses sedimentasi yang berada pada kedalaman besar akibat terjadinya penimbunan. Banyak semen kalsit yang terbentuk pada kedalaman >300 m (Ali et al., 2010). Walaupun demikian, beberapa semen kalsit penciri

eogenesis membentuk kemas poikilotopik. Tipe semen ini mengelilingi butiran yang tersusun dengan kemas terbuka. Klasit hadir pada presipitasi awal karbonat dan diikuti dengan presipitasi semen dolomit. Semen karbonat umumnya mengisi pori (*pore-filling*) dan menyelubungi butiran (*grain-coating*).

Autigenetik siderite dapat dijumpai sebagai Kristal berbentuk belah ketupat yang umumnya terkonsentrasi pada laminasi lempung maupun lempung kaya abioturbasi. Hal ini terjadi karena laminasi dari lempung umumnya memiliki ketersediaan besi dan oksida besi yang tinggi. Pembentukan siderite berlangsung pada tahap awal sebelum kompaksi lamina lempung berlangsung, dimana melibatkan interaksi antara oksida besi dengan air bikarbonat dari air meteoric.

### 3.7.5 Klorit

Kehadiran klorit dimulai pada tahap eogenesis (~20C) hingga mesogenesis. Presipitasi dari semen klorit ini dikontrol oleh mineral asalnya yang kaya akan besi seperti mineral biotit (Huang et al, 2004). Kehadiran semen klorit meningkatkan porositas mikrokristalin dan membantu meningkatkan batuan reservoir (Sun et al, 2008). Kehadiran klorit juga dapat memberikan informasi terkait sejarah diagenesis dan komposisi kimia dari fluidanya.

Semen klorit sering hadir pada reservoir batupasir yang terbentuk pada lingkungan deltaic dan laut dangkal, terutama lingkungan *delta front*. Aliran sungai biasanya membawa suplai ion Fe. Ion-ion Fe inilah yang kemudian teralterasi dan membentuk klorit. Pada batupasir yang tersementasi oleh klorit, tipe porositas yang umumnya ditempati oleh semen klorit adalah porositas intergranular dengan konektivitas yang baik antara satu dengan lainnya. Kehadiran klorit umumnya dijumpai dengan semen besi seperti siderite dan pirite.

## 3.8 Kualitas Reservoir

### 3.8.1 Menurunkan Kualitas Batuan Reservoir

Evolusi atau perubahan kondisi dari porositas batuan reservoir (terutama batupasir) memiliki kaitan yang erat dengan kondisi lingkungan tempat sedimen diendapkan serta proses diagenesis. Porositas dan permeabilitas ini tergantung pada tekstur asal sedimen, seperti ukuran butir, sortasi, mineralogy dan struktur sedimen yang dipengaruhi oleh lingkungan pengendapan. Pada tahap awal diagenesis, proses diagenesis berupa kompaksi awal akan menyebabkan perubahan susunan butir, displacement, hingga redistribusi dari komponen batupasir.

Proses kompaksi ini menyebabkan sedimen mengalami diagenesis penimbunan (*burial diagenesis*), yang menyebabkan kontak antar butir menjadi rapat atau menurun volume

porositas intergranular. Pada tahapan mesogenesis yang mengalami proses kompaksi dan sementasi lanjutan, akan memberikan nilai porositas dan permeabilitas yang lebih besar. Pada tahap ini, porositas dari batupasir biasanya menurun hingga 40% seiring dengan kedalaman.

#### 3.8.1.1 Penurunan Nilai Porositas Primer

Pada awal diagenesis, proses kompaksi mekanik memiliki peranan yang sangat besar dalam mengurangi nilai porositas primer intergranular dan volume ruang pori. Hal ini terjadi karena adanya penimbunan sedimen yang memberikan penambahan tekanan secara vertical dan menyebabkan kontak antar butir sedimen menjadi bersentuhan. Kontak antar butir semakin rapat menyebabkan satu sama lain membentuk kontak memanjang (*long contact*) dan disertai pelarutan dari air pori yang mengisi ruang pori. Ketika air pori yang jenuh ini mengalami presipitasi dan membentuk semen, maka akan menghasilkan sementasi awal yang mengurangi ruang pori. Dengan demikian, proses eogenesis berperan mengurangi porositas primer melalui kompaksi dan sementasi.

Intensitas kompaksi mekanik dan perbedaan komposisi mineral penyusun sedimen mempengaruhi besarnya pengurangan nilai porositas. Pada intensitas kompaksi duktil (seperti mika, lempung) yang terkena tekanan maka komponen tersebut akan terdeformasi dan mengalami penurunan permeabilitas dengan menutup konektivitas antar ruang pori. Sedimen yang memiliki komposisi mineral brittle lebih banyak, umumnya membentuk rekahan yang meningkatkan nilai pori. Pada diagenesis awal retakan yang terbentuk relative lebih halus, sehingga tidak signifikan dalam meningkatkan nilai pori. Berbeda dengan tahapan mesogenesis, dimana pembentukan rekahan akan meningkatkan permeabilitas batuan yang sudah menurun akibat kompaksi dan sementasi.

Proses diagenesis lainnya yang juga mempengaruhi nilai porositas dan permeabilitas adalah sementasi. Sementasi dari kuarsa yang membentuk quartz overgrowth, pada tahap awal diagenesis dapat meningkatkan kekuatan butir bertahan terhadap proses kompaksi atau sebagai kerangka menahan tekanan dari luar. Hal ini dapat menguntungkan porositas primer dapat terawetkan.

Namun jika pertumbuhan semen kuarsa berlanjut dan mebesar, maka akan menutup ruang pori sepenuhnya (Anovitz et., 2015). Pertumbuhan semen ini dapat mencegah terbentuknya semen lempung. Pertumbuhan semen berukuran mikro menempati ruang pori intergranular dan membentuk *pore-filling cement* dapat mengubah porositas makro menjadi mikro.

Meskipun pada proses eogenesis proses sementasi dominan terjadi sehingga menyebabkan penurunan porositas, akan tetapi pada tahap ini cenderung terjadi pelarutan yang menyebabkan terbentuknya porositas intergranular maupun intragranular.

#### 3.8.1.2 Penyumbatan Porositas (*Pore Throat*)

Sementasi yang diawali dari pelarutan butir semen dapat bersifat menutup sebagian ruang pori primer sehingga batupasir masih memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida atau memiliki permeabilitas. Namun jika tekstur awal semen berukuran mikro akan dapat menyumbat ruang penghubung pori (*pore throat*).

Hal ini akan menurunkan permeabilitas batuan secara keseluruhan, sehingga diperlukan teknik recovery yang sesuai untuk meningkatkan permeabilitas batuan. Permeabilitas batuan merupakan kemampuan suatu batuan reservoir mengalirkan fluida sehingga memiliki peran penting menentukan kualitas reservoir. Terdapat beberapa factor yang dapat mempengaruhi permeabilitas batuan, seperti jenis fasies batuan, tekanan kapiler, resistivitas formasi hingga ukuran *pore throat*.

Kehadiran semen berukuran mikro maupun crypto seperti kaolinit dapat mengisi ruang penghubung antar pori yang sempit (*pore throat*) sehingga dapat menurunkan porositas batuan reservoir (Baiyegunhi et al., 2020). Tipe pori diantara Kristal semen tersebut tergolong sebagai porositas tidak efektif (*ineffective*) dan umumnya terisi oleh *irreducible water* atau fluida yang cenderung lekat pada permukaan pori sehingga susah keluar dari *pore throat*. Kualitas batuan reservoir dengan porositas baik tetapi permeabilitas rendah atau porinya tidak terhubung satu sama lain hanya akan memiliki kemampuan menyimpan fluida hidrokarbon tanpa dapat mengalirkan. Keterdapatannya *pore throat* yang tidak tersumbat dan berukuran besar akan meningkatkan permeabilitas batupasir.

#### 3.8.1.3 Modifikasi Porositas Intergranular menjadi Interkristalin

Modifikasi dari porositas primer menjadi porositas interkristalin ini berlangsung melalui proses diagenesis yang berupa sementasi. Eogenesis yang ditandai dengan sementasi awal membentuk semen yang mengelilingi butir (*grain coating*) maupun menempati ruang pori (*pore filling*). Beberapa tipe semen yang terpresipitasi menjadi Kristal berukuran meso maupun mikro, ketika menempati ruang pori primer intergranular akan menghasilkan ruang pori yang terbentuk diantara Kristal semennya. Karena semen tersebut menempati porositas primer yang berukuran makro, maka pori yang semula besar hanya tampak sebagai porositas mikro diantara Kristal semen saja. Hal inilah yang disebut sebagai modifikasi porositas intergranular menjadi

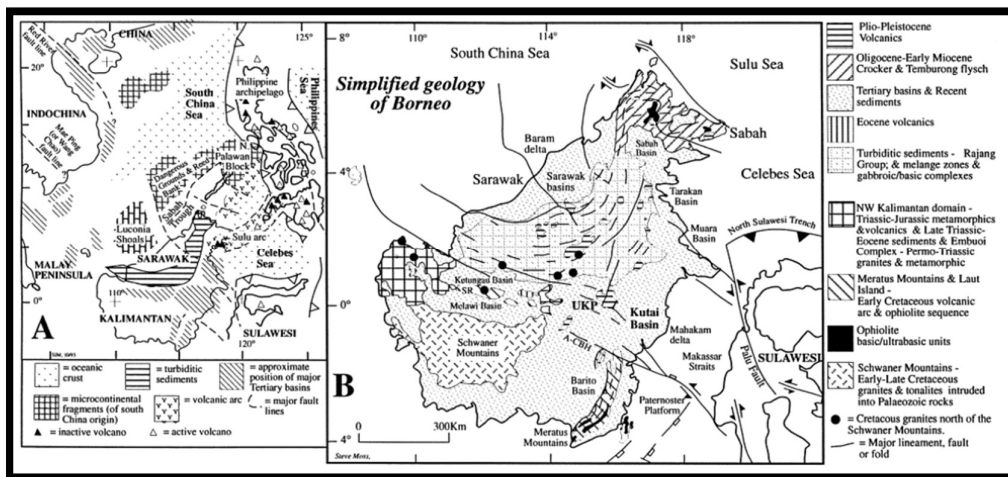


interkristalin. Beberapa semen yang mengisi ruang pori meliputi semen dolomit, klorit, kaolinit, seiderit maupun pirit.

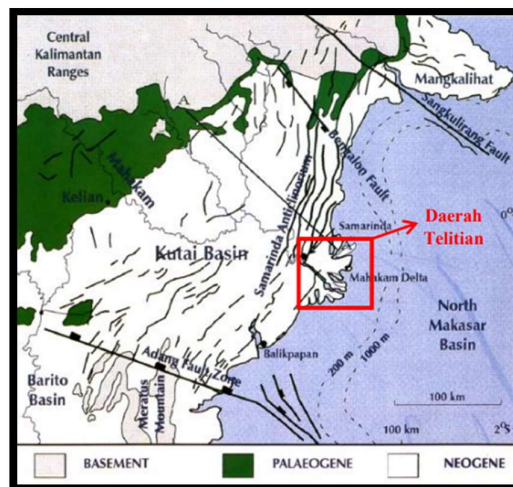
## BAB IV GEOLOGI REGIONAL

### 4.1. Fisiografi Regional

Cekungan Kutai terletak di bagian timur Kalimantan, melingkupi wilayah onshore dan offshore dengan luas mencapai  $165.000 \text{ km}^2$ . Fisiografi Cekungan Kutai memiliki batas di arah utara, timur, selatan dan barat. Cekungan Kutai pada bagian utara dibatasi oleh Zona Sesar Sangkulirang dan *Mangkalihat High* yang merupakan sebuah *basement high* berumur Oligosen yang memisahkan Cekungan Kutai dan Cekungan Tarakan. Bagian selatannya dibatasi oleh Zona Sesar Adang. Pada bagian barat dari cekungan ini dibatasi oleh *Kuching High*, sebuah kompleks batuan metamorfik pretercier (Moss & Chambers, 1999). Bagian timur Cekungan Kutai berbatasan dengan sub-cekungan Makassar Utara.

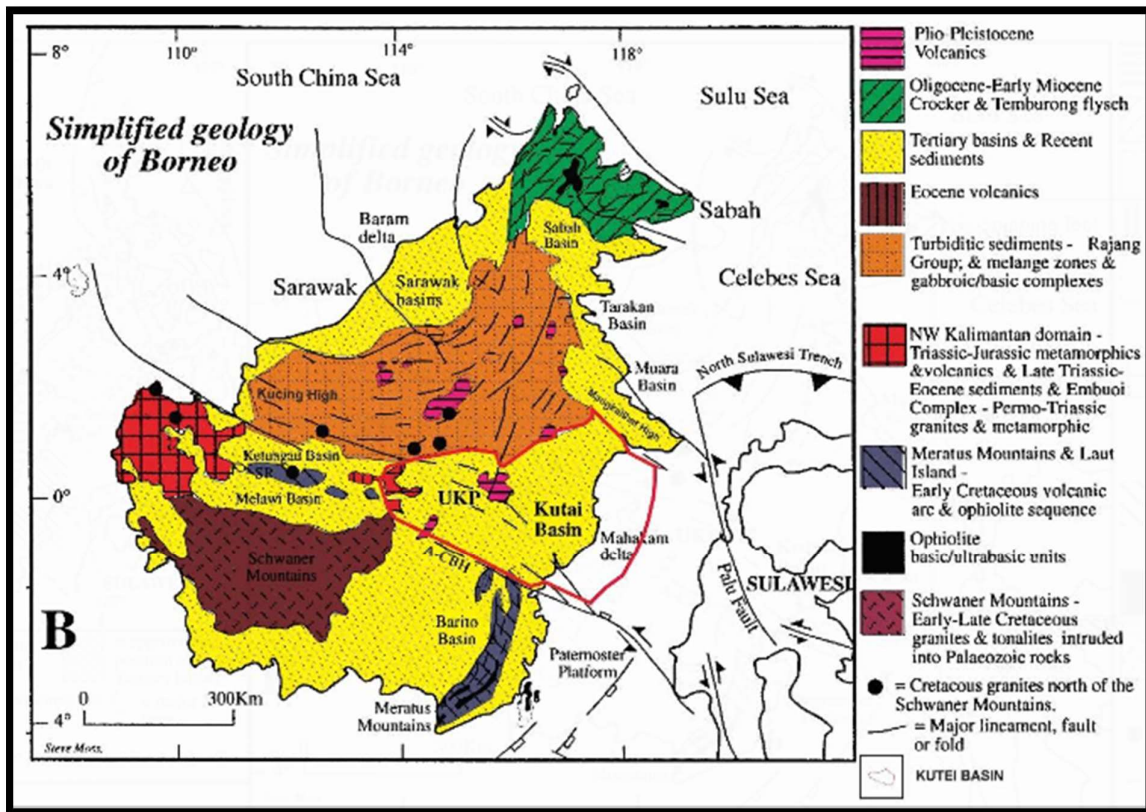


Gambar 4 1 Peta geologi regional Kalimantan (Moss & Chambers, 1999)



Gambar 4 2 Fisiografi Cekungan Kutai (Allen dan Chambers, 1998)

Dalam tatanan lempeng tektonik, Cekungan Kutai terbentuk di bagian tenggara tepian Sundaland yang dipengaruhi oleh interaksi antara tiga lempeng besar, yaitu Eurasia, Indo-Australia, dan Pasifik. Berdasarkan data gravitasi, Cekungan Kutai dibagi menjadi *Upper Kutai* di bagian barat dan *Lower Kutai* di bagian timur (Wain & Berod, 1989). Dua area tersebut dipisahkan oleh *Kutai High*, yang diekspresikan di permukaan dengan sebuah dataran rendah di sebelah barat Sungai Mahakam. Van de Weerd dan Armin (1992) menyatakan bahwa *basement Upper Kutai* merupakan tipe kontinental, sedangkan *Lower Kutai* merupakan dataran tambahan sebagai kelanjutan dari zona subduksi Meratus (**Gambar 4.3**).



Gambar 4.3 Elemen Struktur regional Cekungan Kutai ( Moss & Chambers,1999)

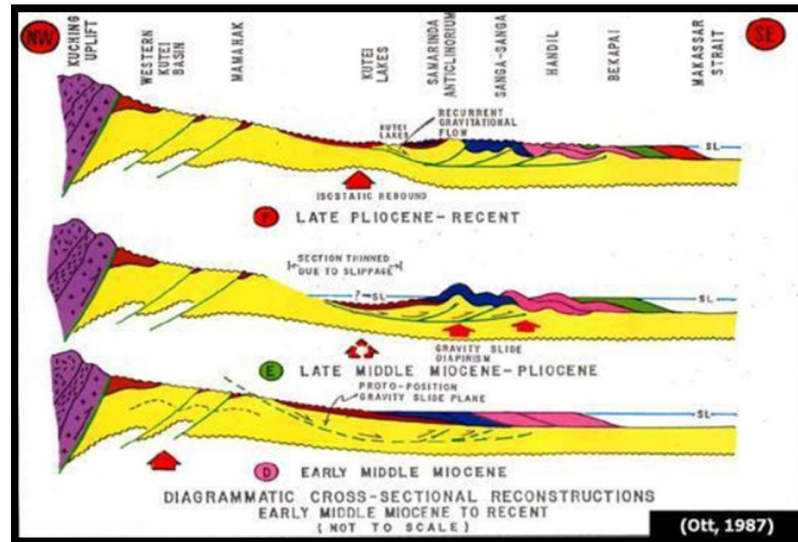
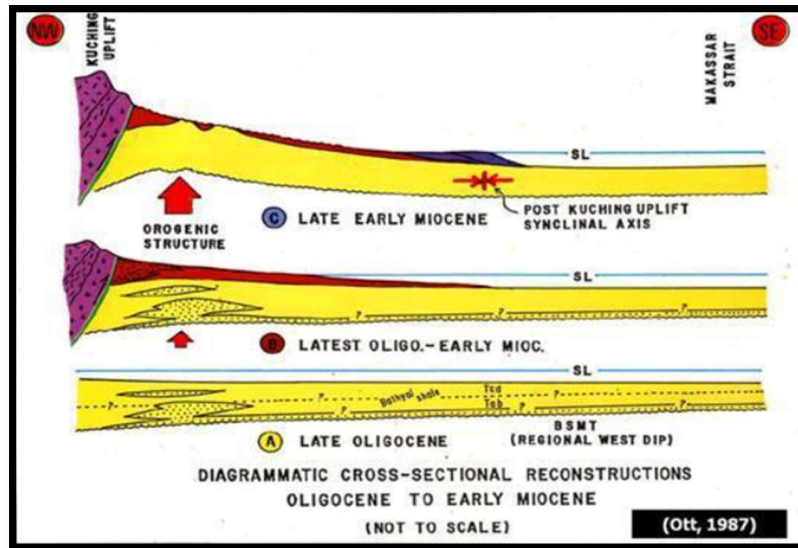
#### 4.2 Tektonik Cekungan Kutai

Proses pembentukan Cekungan Kutai dimulai sejak Eosen Awal yang berkaitan dengan pecahnya *Sundaland* akibat pengaruh konvergensi antara lempeng Eurasia, Indo-Australia, dan Pasifik. Cekungan Kutai terbentuk melalui *rifting* yang terjadi pada Eosen Tengah. *Rifting* tersebut mengakibatkan terbentuknya rangkaian graben dan *half-graben* dengan orientasi utara dan timur laut (Moss & Chambers, 1999). Endapan *alluvial fan* merupakan endapan pertama yang mengisi graben tersebut, kemudian diikuti oleh endapan-endapan yang semakin mengarah ke laut ke bagian timur cekungan. Pada Eosen Akhir hampir

semua bagian Cekungan Kutai didominasi oleh endapan *marine shale* dengan *foraminiferal shoals* dan *carbonate build-ups* di puncak blok patahan (Hall dkk., 2009).

Saat Eosen berakhir, fase *ekstensional* selesai kemudian dilanjutkan dengan terjadinya *subsiden* di sepanjang cekungan. *Subsiden* ini berlanjut hingga Oligosen dan terjadi pengendapan *shale* yang luas. Pengendapan karbonat secara lokal terus berlanjut di daerah tinggian *basement* dan dekat dengan batas cekungan. *Unconformity* regional ditemukan di Oligosen Akhir yang kemungkinan merupakan hasil dari pengangkatan di Kalimantan Tengah (Moss & Chambers, 1999). Kemungkinan lain yang menjadi penyebab *unconformity* tersebut adalah terjadinya kembali *ekstensional* dalam cekungan (Hall dkk., 2009). Patahan *ekstensional* yang terbentuk pada Oligosen berkembang secara *orthogonal* terhadap patahan *ekstensional* Eosen (Moss & Chambers, 1999).

Perkembangan struktur Cekungan Kutai secara skematis diilustrasikan oleh (**Gambar 4.4**) yang dikemukakan oleh Ott (1987). Menurut model ini, Tinggian Kuching pertama kali mengalami pengangkatan pada Oligosen Akhir-Miosen Awal. Pengangkatan ini berasosiasi dengan tektonik tumbukan di barat laut Kalimantan karena pemekaran Laut Cina Selatan. Pengangkatan ini memicu evolusi geologi Cekungan Kutai secara keseluruhan. Pertama-tama, pengangkatan ini memunculkan sumber sedimen klastik ke arah timur, ke arah progradasi endapan delta. Kedua, tektonik kompresi yang mengakibatkan pengangkatan Tinggian Kuching juga menyebabkan perlipatan bagian barat Cekungan Kutai. Perlipatan dan pengangkatan ini dibarengi dengan progradasi ke arah timur. Makin ke arah timur efek kompresi ini semakin menurun namun di bagian bawah endapan terdapat serpih yang *overpressured*. Serpih semacam ini dapat menjadi bidang gelincir (*detachment zone*) bagi pembentukan perlipatan ke arah Timur dan membentuk antiklinorium seperti yang berkembang di daerah sekitar Samarinda yang kemudian dikenal sebagai Antiklinorium Samarinda. Antiklinorium Samarinda ini memiliki karakteristik terlipat kuat, antiklin asimetris dan dibatasi oleh sinklin-sinklin yang terisi oleh sedimen silisiklastik Miosen (Satyana dkk, 1999).



Gambar 4 4 Peta penampang rekonstruksi perkembangan struktur Cekungan Kutai (modifikasi dari Ott, 1987)

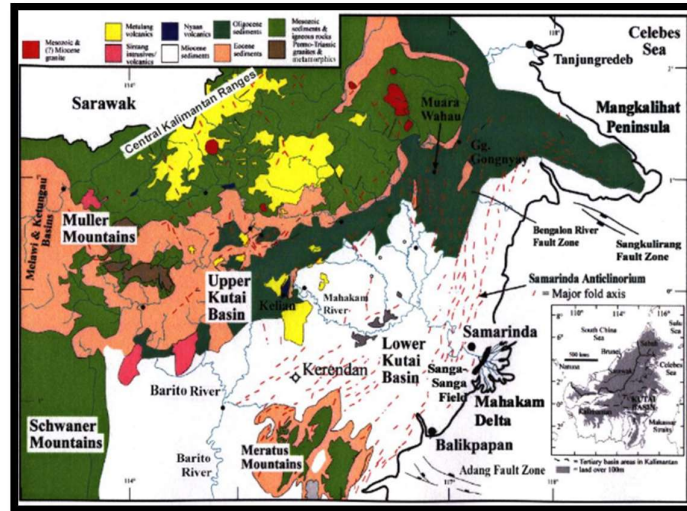
### 4.3. Stratigrafi Cekungan Kutai

Sedimentasi Cekungan Kutai Atas (*Upper Kutai*) di mulai setelah fase ekstensi pembentukan cekungan yang diikuti oleh pengisian sedimen transgresi pada Eosen Tengah hingga Oligosen Awal. Sedimentasi Cekungan Kutai Bawah (*Lower Kutai*) terus berlangsung hingga Oligosen Akhir yang dicirikan oleh pengendapan progradasi sistem delta. Rekaman stratigrafi Cekungan Kutai bagian atas terdapat pada daerah Teweh dan Kerendan serta di muara Sungai Kelian.

Stratigrafi Cekungan Kutai bagian bawah dicirikan oleh pengendapan regresi delta sejak Miosen Awal yang diendapkan di Daerah Samarinda dan Balikpapan. Sedimentasi

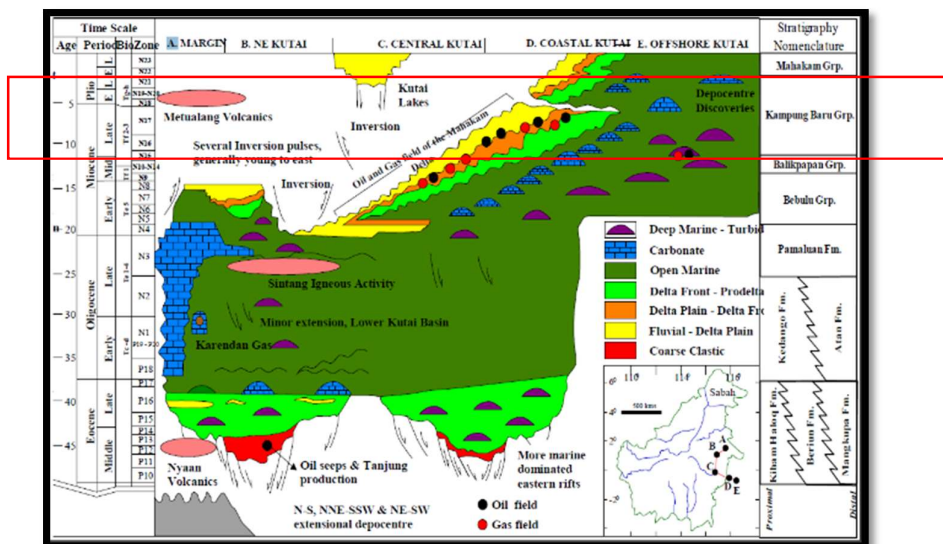


delta yang paling muda berlanjut hingga lepas pantai dan laut dalam Selat Makassar. Pada (Gambar 4.5) menunjukkan Peta Geologi Cekungan Kutai menurut Moss dan Chambers (1999).



Gambar 4.5 Peta Geologi Cekungan Kutai (Moss & Chambers, 1999)

Secara garis besar, proses sedimentasi pada Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi dua, yaitu fase transgresi yang berlangsung selama Paleogen (pengisian *rift* dan *sagging*) dan fase regresi yang berlangsung selama Neogen (progradasi dan agradasi delta) (Allen dan Chambers 1998). Moss dan Chambers (1999) menyusun kolom stratigrafi yang memodelkan hubungan antara formasi dengan kerangka waktu sepanjang pembentukan dan pengisian cekungan. Kolom stratigrafi tersebut dapat dilihat pada (Gambar 4.6).



Gambar 4.6 Kolom Litostratigrafi Cekungan Kutai (Moss dan Chambers, 1999)

### 1. Fase Transgresi Paleogen

Fase sedimentasi Paleogen dimulai ketika terjadi fase tektonik estensional dan pengisian *rift* pada Kala Eosen. Masa ini Cekungan Kutai, Cekungan Barito, dan Cekungan Tarakan merupakan zona subsidence yang saling terhubung (Moss and Chambers, 1999), kemudian sedimentasi Paleogen mencapai puncak pada fase pengisian pada saat cekungan tidak mengalami pergerakan yang signifikan, sehingga mengendapkan serpih laut dalam secara regional dan batuan karbonat pada Kala Oligosen Akhir

### 2. Fase Regresi Neogen

Fase ini dimulai pada Kala Miosen Awal hingga sekarang, yang menghasilkan progradasi delta yang masih berlanjut hingga sekarang. Sedimen regresi ini terdiri dari lapisan-lapisan sedimen klastik delta hingga laut dangkal dengan progradasi dari Barat ke arah Timur dan banyak dijumpai lapisan batubara (*lignite*).

Stratigrafi regional di Cekungan Kutai dari tua ke muda (Satyana et al, 1999) adalah sebagai berikut (**Gambar 4.7**):

#### 1. Formasi Beriun

Formasi Beriun terdiri dari batulempung, selang seling batupasir dan batugamping. Formasi Beriun berumur Eosen Tengah –Eosen Akhir dan diendapkan dalam lingkungan fluviatil hingga litoral.

#### 2. Formasi Atan

Diatas Formasi Beriun terendapkan Formasi Atan yang merupakan hasil dari pengendapan setelah terjadi penurunan cekungan dan pengendapan pada Formasi Beriun. Formasi Atan terdiri dari batugamping dan batupasir kuarsa. Formasi Atan berumur Oligosen Awal.

#### 3. Formasi Marah

Formasi Marah diendapkan secara selaras di atas Formasi Atan. Formasi Marah terdiri dari batulempung, batupasir kuarsa dan batugamping berumur Oligosen Akhir.

#### 4. Formasi Pamaluan

Diendapkan pada kala Miosen Awal hingga Miosen Akhir di lingkungan neritik, dengan ciri litologi batulempung, serpih, batugamping, batulanau dan sisipan batupasir kuarsa. Formasi ini diendapkan dalam lingkungan delta hingga litoral.

#### 5. Formasi Bebulu

Diendapkan pada kala Miosen Awal hingga Miosen Tengah di lingkungan neritik. Ciri litologi Formasi Bebulu adalah batugamping.

6. Formasi Pulubalang

Formasi Pulubalang diendapkan selaras di atas Formasi Pamaluan, terdiri dari atas selang-seling pasir lanauan dengan disipan batugamping tipis dan batulempung. Umur dari formasi ini adalah Miosen Tengah dandiendapkan pada lingkungan sublitoral, kadang-kadang dipengaruhi oleh marine influx. Formasi ini mempunyai hubungan menjari dengan Formasi Bebulu yang tersusun oleh batugamping pasir dengan serpih.

7. Formasi Balikpapan

Formasi Balikpapan diendapkan secara selaras di atas Formasi Pulubalang. Formasi ini terdiri dari selang seling antara batulempung dan batupasir dengan sisipan batubara dan batugamping di bagian bawah. Data pemboran yang pernah dilakukan di Cekungan Kutai membuktikan bahwa Formasi Balikpapan diendapkan dengan sistem delta, pada delta plain hingga delta front. Umur formasi ini Miosen Tengah –Miosen Akhir.

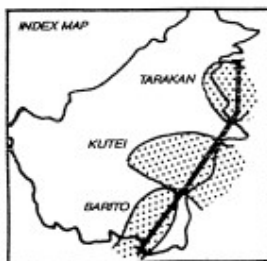
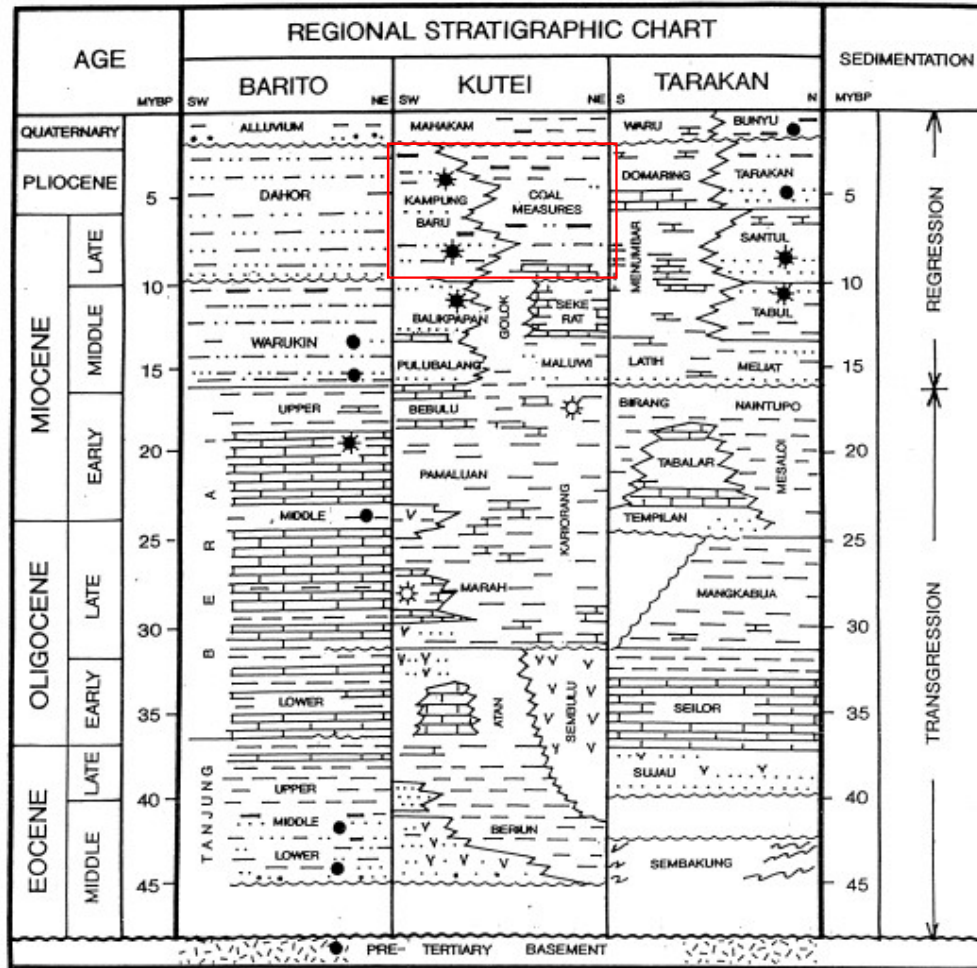
8. Formasi Kampungbaru

Formasi Kampungbaru ini berumur Mio-Pliosen, terletak di atas Formasi Balikpapan, terdiri dari selang-seling batupasir, batulempung dan batubara dengan sisipan batugamping tipis sebagai marine influx. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah delta. Kelompok Kampungbaru yang diendapkan di atas Kelompok Balikpapan terdiri dari Formasi Tanjungbatu dan Formasi Sepinggau. Formasi Tanjungbatu tersusun oleh batupasir, batulempung, dan batulanau, sedangkan Formasi Sepinggau tersusun oleh batupasir, batulempung, batulanau, dan batubara. Kelompok ini 70 terbentuk pada Miosen Akhir hingga Pliosen – Plistosen dengan lingkungan pengendapan delta hingga laut dangkal.

9. Formasi Mahakam

Formasi Mahakam terbentuk pada kala Pleistosen –sekarang. Proses pengendapannya masih berlangsung hingga saat ini, dengan ciri litologi material lepas berukuran lempung hingga pasir halus.





Gambar 4 7 Kolom Stratigrafi dan kerangka tektonik Cekungan Kutai (Dimodifikasi dari Satyana dkk., 1999 dalam Widiarti dan Noeradi, 2008)

#### 4.4. Petroleum System Cekungan Kutai

Berdasarkan sejarah perkembangan cekungan dan stratigrafi yang telah dijelaskan di atas, *petroleum system* pada Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi tiga, yaitu *petroleum system* Paleogen, *petroleum system* fluvio-deltaik Neogen, dan *petroleum system* laut dalam Neogen. Hingga saat ini, hidrokarbon hanya diproduksi dari sistem fluvio-deltaik Neogen (Ramdhan, 2010).

Hidrokarbon yang telah diproduksi pada Cekungan Kutai berasal dari *petroleum system* fluvio-deltaik Neogen yang berumur Miosen – Pliosen (Bachtiar, 2004). Menurut Oudin dan Picard (1982), hidrokarbon bermigrasi secara vertikal dari batuan induk yang terletak di bawah akumulasi hidrokarbon yang ada saat ini, dan juga secara lateral dari batuan induk yang terletak pada daerah sinklinal.

Batuan induk utama pada sistem ini adalah *mudrock* yang kaya akan material organik dan lapisan batubara yang diendapkan pada lingkungan fluvial, *deltaic top*, *tidal plain* dan *delta front*. Sebagian besar dari batuan induk tersebut termasuk ke dalam klasifikasi batuan induk Tipe III (Ramdhan, 2010). Walaupun mudrocks yang kaya akan material organik cenderung menghasilkan gas, Lambert dkk. (2003) menyebutkan bahwa secara tidak biasa, potensi dari batuan induk Tipe III untuk menghasilkan minyak luar biasa tinggi (*unusually high*). Kontribusi pematangan hidrokarbon dari *marine mudrocks*, yang terletak di bagian lebih dalam dari sekuen Neogen diperkirakan dapat diabaikan karena kandungan organiknya rendah. Namun yang menarik, analisis isotop yang dilakukan oleh Lambert dkk. (2003) menunjukkan bahwa nilai ambang batas untuk pematangan minyak dan gas sesuai dengan nilai reflektansi vitrinit yaitu sebesar 0,6%. Perhitungan komputasi mereka juga menunjukkan bahwa pematangan hidrokarbon dimulai sejak 3 juta tahun yang lalu, dan terus berlanjut hingga saat ini. Pembentukan gas ini menurut Ramdhan (2010) merupakan salah satu penyebab utama dari tekanan luap di Cekungan Kutai Bawah. Hal ini menyiratkan bahwa batuan induk pembentuk gas bumi tersebar secara luas di cekungan ini.

Reservoir pada sistem ini adalah pasir dengan sekuen berlapis-lapis yang kompleks dari perselingan *mudrocks* dan pasir. Pasir-pasir ini berasal dari pasir fluvial dan pasir *mouth bar*. Permeabilitas dari reservoir ini sangat dipengaruhi oleh kandungan lempung dan struktur sedimennya (seperti contohnya, bioturbasi). (Ramdhan, 2010). Menurut Allen dan Chambers (1998), karena *distributaries* cenderung memiliki pola yang lurus dan tidak bermigrasi secara lateral, maka reservoir pasir *distributary channel* pada lingkungan delta plain akan membentuk geometri endapan pasir yang sempit dan *rectilinear* dengan ketebalan sekitar 10-15 m dan lebar 1-2 km. Kontinuitas membujur dari pasir *distributary* ini sangat baik, kecuali pada bagian distal-nya yang menunjukkan pola pinches out menuju endapan lumpur. Endapan pasir *distributary channel* ini biasanya diendapkan di atas endapan *delta front* yang memiliki butir lebih halus. Ketika channels secara bertahap memanjang ke arah hilir, endapan ini mengerosi endapan *delta front* yang berada di bawahnya dan secara bertahap akan menggantikan endapan pasir *mouth bar* yang berada di bawahnya. Sedangkan untuk endapan *distributary mouth bar*

secara individual dapat memiliki bentuk triangular hingga lobate dengan geometri internal yang kompleks. Total ketebalan secara individual dari pasir bars ini berkisar antara 4-7 m, dan biasanya lebih tipis dibandingkan dengan endapan *distributary channel*. Namun endapan bars ini lebih ekstensif dan menurut Samson dkk. (2005) endapan *distributary mouth bars* di Delta Mahakam memiliki pola menumpuk (*stacking*) dan dapat mencapai ketebalan antara 10-30 m. Sedangkan lebar dari *reservoir mouth bar* menurut Allen dan Chamber (1998) dapat mencapai 15 km atau lebih. Sedimen-sedimen pada *distributary mouth bar* cenderung bersifat lempungan sehingga pada setiap permukaan pengendapan, pasir-pasir *mouth bar* tidak memiliki kontinuitas secara horizontal dengan pasir-pasir channel dari bagian upper delta plain. Oleh karena itu, pasir-pasir *mouth bar* cenderung membentuk sistem reservoir yang terisolasi, kecuali jika endapan *distributary channel* mengerosinya. Pada sebagian besar kasus, *distributary channel* pada akhirnya akan menumpang di atas endapan *mouth bar* seiring dengan berprogradasinya delta. Sehingga sebagian besar reservoir akan memiliki pola bertingkat (*multistory*) dan multilateral.

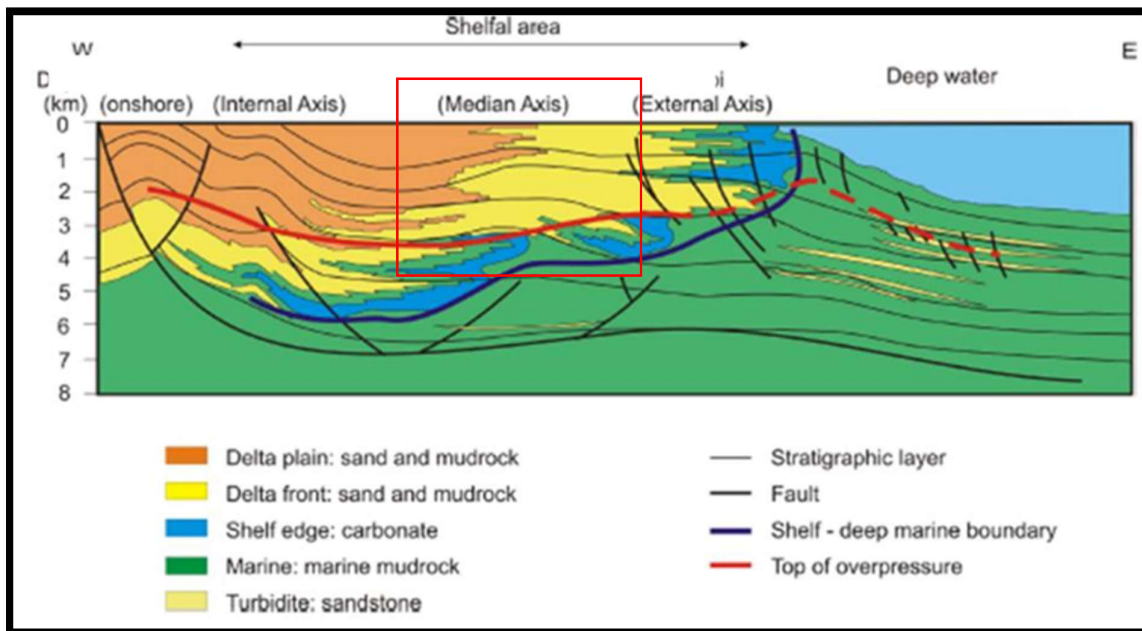
Lapisan penutup (*seal*) atau lapisan penudung pada sistem ini adalah marine *mudrocks* yang berkembang selama kejadian-kejadian *marine flooding surface*. Duval dkk. (1998) juga menyebutkan bahwa peristiwa *flooding* ini terjadi secara bersamaan di seluruh cekungan, sehingga lapisan penutup ini didistribusikan secara luas ke seluruh cekungan. Sedangkan migrasi yang umum terjadi di awal adalah secara lateral, yaitu dari batuan induk utama yang terletak pada daerah sinklinal menuju lapisan reservoir, dan kemudian bermigrasi secara vertikal menuju perangkap (*trap*).

Perangkap yang terdapat pada sistem ini memiliki elemen-elemen struktural dan stratigrafi. Perangkap struktural dapat berupa antiklin sederhana atau antiklin yang tersesarkan. Antiklin sederhana biasanya dijumpai pada daerah *shelfal* (Sumbu Internal, Median, dan Eksternal), sedangkan antiklin yang tersesarkan cenderung dijumpai pada daerah darat. Perangkap stratigrafi pada sistem ini contohnya adalah tubuh pasir (*sand bodies*), seperti pasir-pasir *mouth bar* yang terperangkap di dalam sekuen *mudrock*, atau *direct sand pinch out* (Doust dan Noble, 2008). Menurut Satyana (2013), Antiklinorium Samarinda merupakan tempat yang baik untuk menjadi perangkap hidrokarbon, dan bagian sinklinoriumnya merupakan tempat yang baik untuk menjadi dapur (*kitchen*) dari hidrokarbon. Lapangan gas dan minyak yang berada pada daerah darat dan lepas pantai Kalimantan Timur/Mahakam terletak pada antiklin-antiklin tersebut.

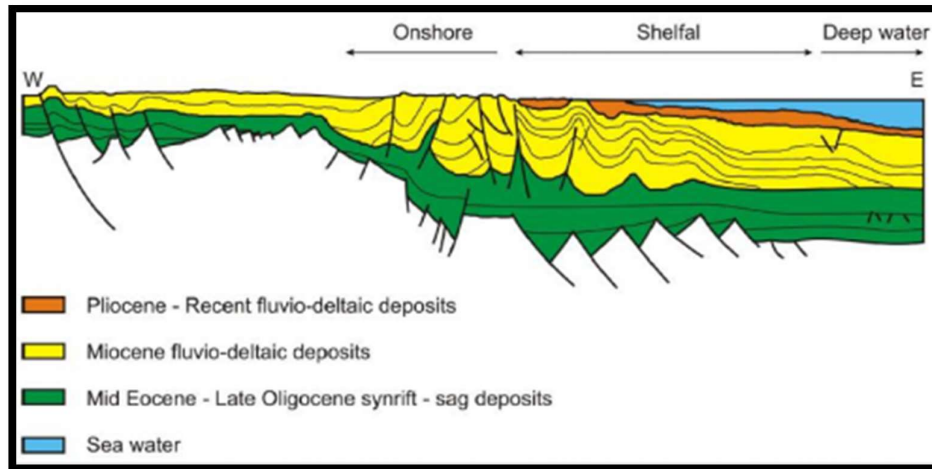
#### 4.5. Geologi Daerah Telitian

Daerah penelitian pada kotak merah yaitu Lapangan “CASS” terletak di Cekungan Kutai, Kalimantan Timur, Indonesia. Lapangan ini merupakan lapangan minyak dan gas bumi milik PT. Pertamina Hulu Mahakam yang berada di batas timur Delta Mahakam saat ini dan berada pada Sumbu Median dari Sabuk Lipatan Mahakam (Gambar 4.8).

Secara geografis, Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi tiga daerah, yaitu daerah *onshore*, *shelfal (shallow water)*, dan *deep water* (Gambar 4. 9). Daerah onshore dan shelfal yang berada disekitar Delta Mahakam merupakan daerah yang matang untuk eksplorasi dan produksi hidrokarbon. Daerah *shelfal* meliputi lapangan lapangan yang terletak di sepanjang tiga antiklin utama yang terbentang sejajar dengan garis pantai, yang disebut juga sebagai Sumbu Internal, Median, dan Eksternal.



Gambar 4 8 Penampang geologi barat-timur Cekungan Kutai bagian bawah (Ramdhan,2010)



**Gambar 4 9** Penampang regional Cekungan Kutai serta pembagian daerah onshore, shelfal, dan deep water (Ramdhan, 2010)

#### 4.5.1 Struktur Geologi Lapangan “CASS”

Area Delta Mahakam merupakan bagian dari Cekungan Kutai, area ini memperlihatkan endapan sedimen yang paling tebal hingga mencapai lebih dari 10 km, yang merupakan orde pertama dari prisma sedimentasi area tersebut. Terdapat struktur kemiringan dari formasi geologi dari barat (Antiklinorium Samarinda) hingga ke area Delta Mahakam dan area *offshore* (McClay dkk., 2000).

Lapangan “CASS” termasuk ke dalam bagian dari Sumbu Median dari Sabuk Lipatan Mahakam dengan struktur berupa antiklin dengan sumbu berarah timurlaut–barat daya. Berdasarkan penampang geologi dari Cekungan Kutai Bawah, struktur berupa lipatan berkembang pada Sumbu Median Delta Mahakam dan sesar naik. Struktur-struktur pada lapangan ini terbentuk akibat inversi cekungan yang menurut Allen dan Chambers (1998) diperkirakan mulai terjadi pada kala Miosen Tengah sehingga membentuk struktur Antiklinorium Samarinda di daerah darat dan Sabuk Lipatan Mahakam di daerah lepas pantai. Terangkatnya deposenter Eosen dan Oligosen yang terletak di bagian barat Delta Mahakam menyebabkan erosi terjadi dan suplai sedimen ke arah delta menjadi meningkat.

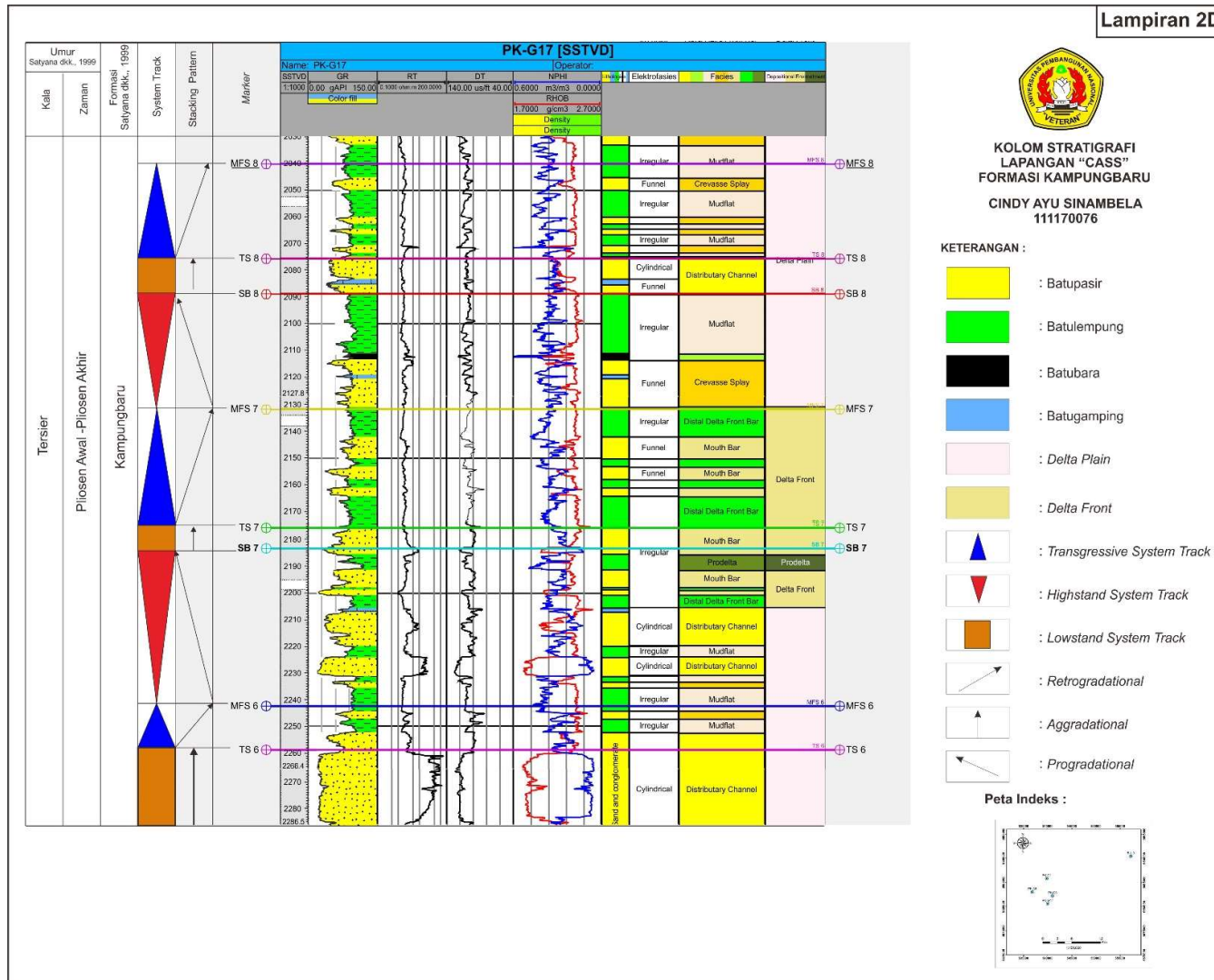
#### 4.5.2 Stratigrafi Lapangan “CASS”

Stratigrafi Lapangan “CASS” diinterpretasikan dengan menggunakan data log sumur yang diintegrasikan dengan *well report*. Sumur yang digunakan sebagai referensi dalam menginterpretasi stratigrafi Lapangan “CASS” adalah Sumur PKG-17 yang memiliki data log gamma ray mulai dari kedalaman 1650 m hingga 2550 m (**Gambar 4.10**). Dalam menginterpretasi umur formasi, peneliti mengacu kepada pendapat peneliti terdahulu. Hal ini dikarenakan karena tidak terdapatnya data biostratigrafi. Formasi yang dijumpai pada

Lapangan “CASS” adalah Formasi Kampungbaru yang berumur Pliosen Awal – Pliosen Akhir menurut Satyana dkk. (1999).

Berdasarkan variasi litologi yang didapatkan dari data deskripsi core, interpretasi log *gamma ray* Formasi Kampungbaru terdiri atas perselingan batupasir dan batulempung dengan sisipan batubara dan batugamping. Penulis menginterpretasikan bahwa daerah penelitian terdiri atas tiga lingkungan pengendapan yaitu *delta plain*, *delta front* dan *prodelta*. Lingkungan pengendapan *delta plain* diinterpretasikan pada daerah penelitian memiliki ciri litologi yang dominan akan endapan seperti material berbutir halus, perselingan batupasir dan batulempung dengan sisipan batubara dan batugamping serta struktur sedimen *flaser* dan silangsiur. Lingkungan pengendapan *delta front* diinterpretasikan dengan adanya pola pengkasaran keatas hal ini dapat dilihat dengan adanya ditemukan pola *gammaray funnel* yang menginterpretasikan fasies mouth bar. Lingkungan pengendapan *prodelta* diinterpretasikan dengan ditemukannya endapan batulempung tebal serta adanya indikasi bioturbasi yang kuat.

*Marker* stratigrafi yang digunakan PT. Pertamina Hulu Mahakam pada Lapangan “CASS” ini berupa *Maximum Flooding Surface* (MFS) yang terdiri dari *marker* MFS-1, MFS-2, MFS-3, MFS-4, MFS-5, MFS-6, MFS7, MFS-8. Menurut penelitian yang dilakukan Pertamina Hulu Mahakam setara dengan umur Pliosen (Satyana dkk. , 1999)



Gambar 4 10 Kolom Stratigrafi Daerah Penelitian berdasarkan Log Sumur PKG-17

## BAB V

### PENYAJIAN DATA

Kelengkapan data merupakan suatu hal yang mutlak dan merupakan kesatuan dalam kerangka penelitian. Data yang akan digunakan dalam penelitian ini telah disediakan oleh perusahaan yang meliputi peta dasar (*basemap*), Data Log Sumur (*Well Log*), data inti batuan (*core*) dan data petrologi.

#### 5.1 Ketersediaan Data

Penelitian ini dilakukan pada interval *marker* yang memiliki waktu pengendapan serta kejadian yang serupa pada lapangan “CASS” Formasi Kampungbaru, Cekungan Kutai. Analisis yang dilakukan secara lateral dan vertical analisis dimana analisis lateral mengetahui pengaruh lingkungan pengendapan terhadap komposisi mineralogi dan analisis vertical mengetahui pengaruh burial terhadap komposisi mineralogi. Berikut adalah ketersediaan data yang ada sehingga mendapat hasil dari tujuan penelitian yaitu mengetahui persebaran mineral diagenetik serta pengaruhnya terhadap komposisi mineralogi.

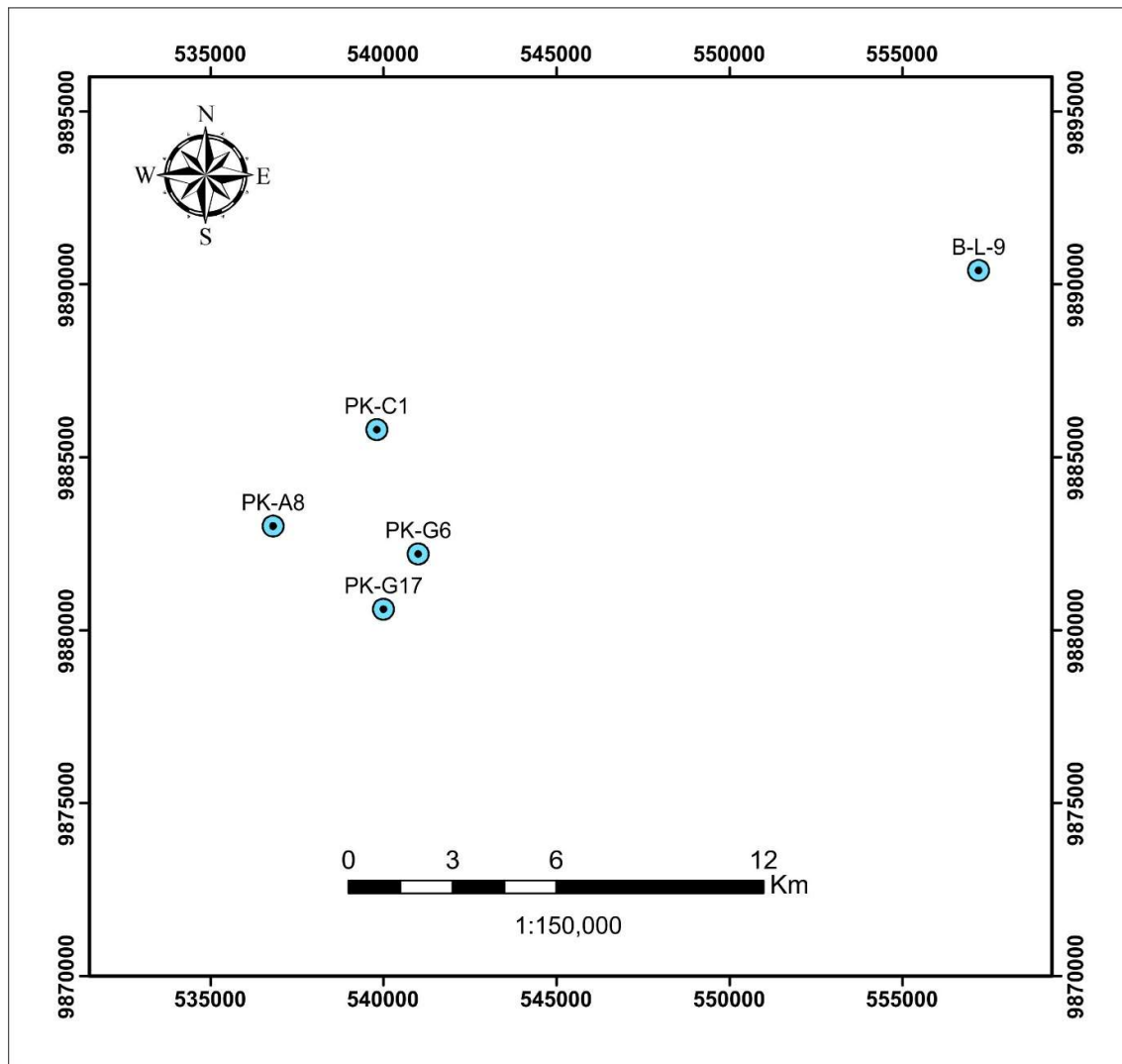
**Tabel 5 1** Ketersediaan Data Lapangan "CASS"

No	Nama Sumur	Core Description Depth (mTV DSS)	Wireline Log	Data Petrologi		
				Thin Section	XRD	SEM
1	PK-G17	2177,29 - 2197,18	V	V	V	X
2	B-L-9	1416,30 – 1446,30	V	V	V	V
		2184,30 – 2208,30				
3	PK-C1	2690,64 – 2718,94	V	V	V	X
		3258,04 – 3312,94				
4	PK-A8	2711,48 – 2718,94	X	V	V	X
		2718,94 – 3114,08				
		3114,08 – 3169,68				
5	PK-G6	2865,40 – 2974,70	V	V	V	X
		3292,40 – 3401,39				



### 5.1.1 Peta Dasar

Lapangan “CASS” terletak di Cekungan Kutai Kalimantan Timur. Peta dasar (*basemap*) memberikan informasi posisi dan jumlah sumur yang ada pada daerah telitian. Terdapat 5 sumur yang menjadi acuan penelitian yaitu Sumur PK-G17; Sumur PK-C1; Sumur PK-G6; Sumur PK-A8 dan Sumur B-L-9 (**Gambar 5.1**)

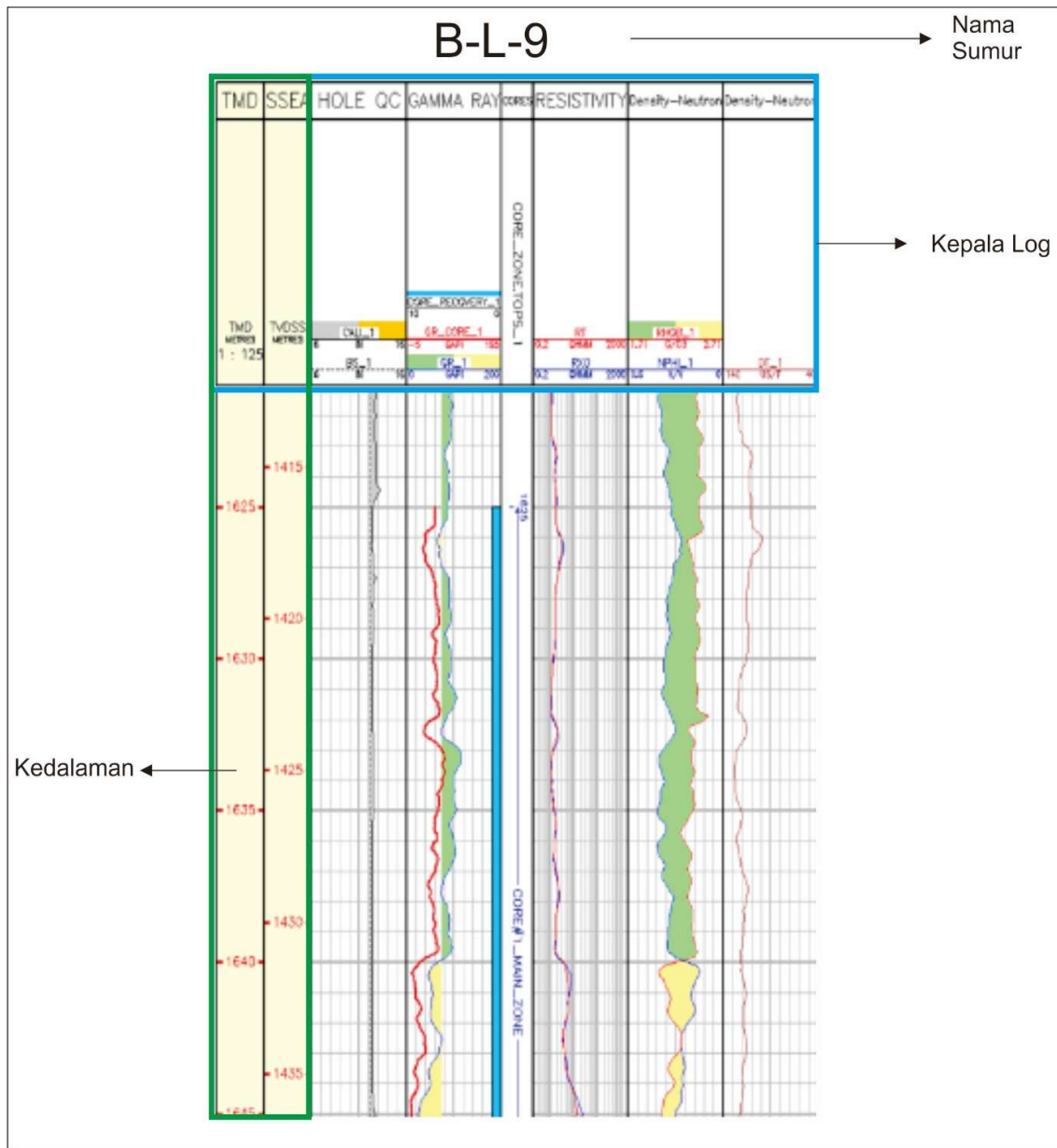


**Gambar 5.1** Peta Dasar Lapangan "CASS"

### 5.1.2 Data Log Sumur (*Wireline Log*)

Ketersediaan data log sumur (*wireline log*) yang ada di Lapangan “CASS” terdiri dari log *gamma ray*, log resistivitas, log porositas (NPHI) dan log densitas (RHOB). Log *gamma ray* dalam penelitian ini digunakan untuk menentukan jenis litologi, log resistivitas digunakan untuk mengetahui kandungan fluida, log densitas digunakan mengetahui densitas batuan, dan log porositas digunakan untuk mengetahui porositas dari batuan.

Kemudian dapat mengetahui keberadaan reservoir berdasarkan *cross over* antara log neutron dengan RHOB. Data log sumur juga dapat digunakan untuk menentukan analisa marker sikuen stratigrafi berupa *maximum flooding surface* (MFS), lalu dapat dilakukan korelasi stratigrafi dengan marker yang ditemukan tersebut. Apabila fasies telah didapatkan dari analisa inti batuan, log lumpur dan petrografi maka hasil analisa tersebut dapat disebar secara lateral untuk beberapa sumur lain yang tidak memiliki data inti batuan dan petrografi. Data log sumur yang didapatkan berjumlah sepuluh log sumur, yaitu sumur B-L-9, PK-G17, PK-C1, PK-A8, dan PK-G6.



Gambar 5 2 Penyajian Data Log berdasarkan Sumur B-L-9 Lapangan "CASS"

### 5.1.3 Data Inti Batuan (Core)

Data inti batuan ini memberikan informasi mengenai deskripsi lengkap berkaitan dengan karakteristik dan kualitas litologi dan informasi mengenai fasies dan lingkungan pengendapan. Data ini menjadi acuan dasar dalam penentuan objek penelitian di sumur yang tidak memiliki data inti batuan sehingga hasil penelitian dapat akurat. Data core yang digunakan terdapat pada beberapa interval (**Tabel 5.1**).

### 5.1.4 Data Petrografi

Pengolahan data petrografi adalah kegiatan dekripsi secara mikroskopis sayatan batuan yang diambil dari beberapa titik di semua sumur yang mewakili Litofasies *Clean Sandstone* dan *Shaly Sandstone*. Hasil analisa data petrografi dilakukan untuk mendukung hasil interpretasi batuan pada sumur berupa penamaan batuan, litofasies dan interpretasi lingkungan pengendapan berdasarkan komposisi mineral yang dapat diamati. Data petrografi dapat memberikan informasi kondisi derajat pemilahan butir, derajat pembundaran butir, kemas, dan komposisi mineral yang lebih detail.

Tabel 5 2 Deskripsi dan Komposisi mineralogi melalui Petrografi (Corelab, 2003-2011)

NO	Well	TVDSS (m)	Replacement																											Cement							Terrigenous Grains			Matrix			Rock Fragments			TOTAL		Total Quartz Overgro with + Pseudo matrix
			Replacement							Cement							Terrigenous Grains			Matrix			Rock Fragments			TOTAL																						
			Kaolinite	Illite	Siderite	Pyrite	Dolomite	Calcite	Qz Overgro wth	Illite	Kaolinite	Siderite	Pyrite	Dolomite	Calcite	K-Feldspar	Plagioclase	Pseudomat	Igneous	etamorp	Edimenta	Total	Feldspars	Idspars	Kaolinite	Total Illite	Total Siderite	Total Pyrite	Total Syderite + Pyrite	Total Dolomite																		
1	PK-A8	2727,33	0	0	0	0	0	4,4	0,0	0,8	0,0	0,4	5,2	0,0	3,6	0,4	8,8	0,0	1,2	5,6	6,8	4,0	10,8	0,8	0	0,0	0,4	0,4	5,2	13,2																		
2	PK-A8	2727,55	0	0	0	0	0	2,8	0,0	5,2	3,6	0,8	0,0	0,0	4,0	0,4	24,0	0,0	0,8	4,8	5,6	4,4	10,0	5,2	0	3,6	0,8	4,4	0,0	26,8																		
3	PK-A8	2747,08	0	0	0	0	0	1,2	0,0	5,6	1,2	0,8	0,0	0,0	4,0	0,4	30,0	0,4	1,2	5,6	7,2	4,4	11,6	5,6	0	1,2	0,8	2,0	0,0	31,2																		
4	PK-A8	2771,24	0	0	0	0	0	4,8	0,0	0,8	0,0	0,8	0,0	0,0	3,2	0,4	6,8	0,0	0,8	4,4	5,2	3,6	8,8	0,8	0	0,0	0,8	0,8	0,0	11,6																		
5	PK-A8	2771,87	0	0	0	0	0	5,2	0,0	0,8	0,0	0,4	0,0	0,0	4,0	0,0	5,6	0,4	1,6	5,6	7,6	4,0	11,6	0,8	0	0,0	0,4	0,4	0,0	10,8																		
6	PK-A8	2773,93	0	0	0	0	0	2,0	0,0	3,2	0,8	0,8	0,0	0,0	3,6	0,4	20,4	0,0	0,8	5,6	6,4	4,0	10,4	3,2	0	0,8	0,8	1,6	0,0	22,4																		
7	PK-A8	2776,17	0	0	0	0	0	6,4	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,0	4,0	0,0	0,8	0,0	0,8	5,2	6	4,0	10,0	0,4	0	0,0	0,4	0,4	0,0	7,2																		
8	PK-A8	2787,23	0	0	0	0	0	4,8	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	2,0	0,0	0,8	3,6	4,4	4,0	8,4	0,4	0	0,4	0,0	0,4	0,0	6,8																		
9	PK-A8	2788,84	0	0	0	0	0	1,2	0,0	3,2	0,4	0,8	0,0	0,0	3,6	0,8	28,4	0,0	1,6	4,4	6	4,4	10,4	3,2	0	0,4	0,8	1,2	0,0	29,6																		
10	PK-A8	2794,54	0	0	0	0	0	1,2	0,0	3,2	0,8	0,4	3,2	0,0	4,0	0,4	23,6	0,0	1,2	4,8	6	4,4	10,4	3,2	0	0,8	0,4	1,2	3,2	24,8																		
11	PK-A8	2794,77	0	0	0	0	0	1,2	0,0	4,0	2,0	0,4	4,0	0,0	5,2	0,4	22,4	0,0	2	4,4	6,4	5,6	12,0	4,0	0	2,0	0,4	2,4	4,0	23,6																		
12	PK-A8	3053,28	0	0	0	0	0	4,8		0,4	0,4	0,0	5,6	0,0	6,0	0,8	1,2	0,0	2	8	10	6,8	16,8	0,4	0	0,4	0,0	0,4	5,6	6,0																		
13	PK-A8	3054,22	0	0	0	0	0	4,0		1,2	0,8	0,0	0,4	0,0	4,8	0,4	5,6	0,4	0,8	5,6	6,8	5,2	12,0	1,2	0	0,8	0,0	0,8	0,4	9,6																		
14	PK-A8	3055,22	0	0	0	0	0	4,8		1,2	0,0	0,0	0,8	0,0	3,2	0,4	1,2	0,0	0,8	3,2	4	3,6	7,6	1,2	0	0,0	0,0	0,0	0,8	6,0																		
15	PK-A8	3072,84	0	0	0	0	0	0,4	0,0	0,4	0,8	1,2	1,2	0,0	4,8	0,4	36,4	0,4	1,2	6,4	8	5,2	13,2	0,4	0	0,8	1,2	2,0	1,2	36,8																		
16	PK-A8	3087,54	0	0	0	0	0	0,4	0,0	0,8	2,4	0,8	0,8	0,0	4,0	0,0	31,6	0,0	0,8	5,6	6,4	4,0	10,4	0,8	0	2,4	0,8	3,2	0,8	32,0																		
17	PK-A8	3087,79	0	0	0	0	0	0,8	0,4	1,2	4,4	0,8	0,8	0,0	5,2	0,4	29,2	0,0	1,2	6,4	7,6	5,6	13,2	1,2	0,4	4,4	0,8	5,2	0,8	30,0																		
18	PK-A8	3095,25	0	0	0	0	0	0,4	0,4	0,0	3,6	0,8	1,6	0,0	4,8	Tr	36,8	0,0	0,8	6,8	7,6	4,8	12,4	0,0	0,4	3,6	0,8	4,4	1,6	37,2																		
19	PK-A8	3098,28	0	0	0	0	0	2,0	0,4	0,4	0,4	0,8	3,2	0,0	4,0	0,4	10,0	0,4	1,2	6,8	8,4	4,4	12,8	0,4	0,4	0,4	0,8	1,2	3,2	12,0																		
20	PK-A8	3131,99	0	0	0	0	0	2,8	0,0	0,4	0,4	0,4	1,6	0,0	3,6	0,0	6,0	0,0	1,2	5,6	6,8	3,6	10,4	0,4	0	0,4	0,4	0,8	1,6	8,8																		
21	PK-A8	3132,58	0	0	0	0	0	2,0	0,0	0,8	0,8	1,2		0,0	4,4	0,4	10,0	0,0	0,8	6,8	7,6	4,8	12,4	0,8	0	0,8	1,2	2,0	0,0	12,0																		
22	PK-A8	3133,34	0	0	0	0	0	2,4		0,4	5,6	0,4	2,8	0,0	3,6	0,4	3,2	0,0	0,8	2,8	3,6	4,0	7,6	0,4	0	5,6	0,4	6,0	2,8	5,6																		
23	PK-A8	3135,53	0	0	0	0	0	2,0	0,0	0,8	5,2	1,2	0,4	0,0	3,6	0,0	23,6	0,4	0,8	6,0	7,2	3,6	10,8	0,8	0	5,2	1,2	6,4	0,4	25,6																		
24	PK-A8	3153,09	0	0	0	0	0	2,8		1,2	13,6	0,8	5,6	0,0	4,0	0,0	26,0	0,4	0,8	6,4	7,6	4,0	11,6	1,2	0	13,6	0,8	14,4	5,6	28,8																		
25	PK-A8	3162,66	0	0	0	0	0	0,0	0,0	1,2	5,2	1,2	0,8	0,0	4,0	0,4	40,8	0,0	1,2	6,0	7,2	4,4	11,6	1,2	0	5,2	1,2	6,4	0,8	40,8																		
26	PK-C1	2690,79	0	0	0	0	0	2,8	0	0,8	0,4	0,8	1,2	0	4	0,4	11,2	0,8	1,6	4,8	7,2	4,4	11,6	0,8	0	0,4	0,8	1,2	1,2	14																		
27	PK-C1	2694,78	0	0	0	0	0	3,6	0	0,8	0	0,4	3,2	0	3,6	0,4	0,4	0,4	1,2	4,8	6,4	4	10,4	0,8	0	0	0,4	0,4	3,2	4																		
28	PK-C1	2699,99	0	0	0	0	0	3,2	0	1,6	5,2	1,2	0	0	4	0,4	9,6	0	0,8	4	4,8	4,4	9,2	1,6	0	5,2	1,2	6,4	0	12,8																		
29	PK-C1	2701,73	0	0	0	0	0	0,4	0	1,2	9,2	0,8	0,4	0	2,8	0	36	0,4	0,8	4,4	5,6	2,8	8,4	1,2	0	9,2	0,8	10	0,4	36,4																		
30	PK-C1	2704,77	0	0	0	0	0	0	0,4	0,8	3,2	1,2	0,4	0	2,8	0	44,8	0	0,8	4,4	5,2	2,8	8	0,8	0,4	3,2	1,2	4,4	0,4	44,8																		
31	PK-C1	3260,93	0	0	0	0	0	6,4	0	1,2	2,8	0,8	0,8	0	3,2	0,4	9,2	0,4	1,2	5,2	6,8	3,6	10,4	1,2	0	2,8	0,8	3,6	0,8	15,6																		
32	PK-C1	3267,05	0	0	0	0	0	3,6	0	0,4	5,2	0,8	1,6	0	5,2	0,4	28	0,4	0,4	4,4	5,2	5,6	10,8	0,4	0	5,2	0,8	6	1,6	31,6																		
33	PK-C1	3274,08	0	0	0	0	0	0,8	0	1,6	8	1,2	0,4	0	3,6	Tr	27,2			0,8	4	4,8	3,6	8,4	1,6	0	8	1,2	9,2	0,4	28																	
34	PK-C1	3275,44	0	0	0	0	0	1,6	0	0,8	12	0,4	7,6	0	3,6	Tr	3,6	0	0,8	4	4,8	3,6	8,4	0,8	0	12	0,4	12,4	7,6	5,2																		

35	PK-C1	3277,38	0	0	0	0	0	0	4	0	0,8	0,8	0,4		0	4	0,4	3,2	0	1,2	5,6	6,8	4,4	11,2	0,8	0	0,8	0,4	1,2	0	7,2
36	PK-C1	3297,19	0	0	0	0	0	0	2	0	5,2	2,8	0,8	0,4	0	3,6	Tr	23,6	0,4	0,8	3,6	4,8	3,6	8,4	5,2	0	2,8	0,8	3,6	0,4	25,6
37	PK-C1	3298,68	0	0	0	0	0	0	0,8	0		5,2	0,8	0,4	0	5,2	Tr	20	0,4	0,4	5,2	6	5,2	11,2	0	0	5,2	0,8	6	0,4	20,8
38	PK-C1	3299,00	0	0	0	0	0	0	9,2	0	1,2	3,2	0,4	1,6	0	2,4	0,4	2,4	0,8	0,8	1,6	3,2	2,8	6	1,2	0	3,2	0,4	3,6	1,6	11,6
39	PK-C1	3302,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	4,8	0,8	3,2	0	3,2	0,4	26	0,4	1,2	4	5,6	3,6	9,2	0,4	0	4,8	0,8	5,6	3,2	26
40	PK-C1	3305,22	0	0	0	0	0	0	5,2	0	2	0,4	0,4	7,6	0	3,6	0,4	2	0,4	0,8	4,4	5,6	4	9,6	2	0	0,4	0,4	0,8	7,6	7,2
41	PK-G6	2870,86	0	0	0	0	0	0	2,4		3,2	0,8	1,2	0	0	4,8	0,8	27,6	0,4	1,2	6	7,6	5,6	13,2	3,2	0	0,8	1,2	2	0	30
42	PK-G6	2876,00	0	0	0	0	0	0	0,4	0	4	2,8	1,2	0	0	4,8	0,4	38	0	1,2	5,2	6,4	5,2	11,6	4	0	2,8	1,2	4	0	38,4
43	PK-G6	2881,15	0	0	0	0	0	0	2	0	0,8	0,4	0,4	0,4	0	5,2	0,8	1,6	0	1,6	7,2	8,8	6	14,8	0,8	0	0,4	0,4	0,8	0,4	3,6
44	PK-G6	2922,75	0	0	0	0	0	0	1,2		0,8	0,8	0,8	0,8	0	4,8	0,8	20	0	1,6	6	7,6	5,6	13,2	0,8	0	0,8	0,8	1,6	0,8	21,2
45	PK-G6	2931,58	0	0	0	0	0	0	0,4	0	1,6	2,4	0,8	1,2	0	5,2	0,4	16	0	1,6	6,8	8,4	5,6	14	1,6	0	2,4	0,8	3,2	1,2	16,4
46	PK-G6	2932,31	0	0	0	0	0	0	1,2	0	1,2	10	1,2	0,8	0	4,4	0,4	24	0	0,8	6,4	7,2	4,8	12	1,2	0	10	1,2	11,2	0,8	25,2
47	PK-G6	2956,32	0	0	0	0	0	0	0		8,4	1,6			0	3,2	0	51,2	0	0,4	3,6	4	3,2	7,2	0	0	8,4	1,6	10		
48	PK-G6	2956,90	0	0	0	0	0	0	0,4	0	2,8	2,8	1,2	0	0	4,8	0,4	34	0	0,8	5,6	6,4	5,2	11,6	2,8	0	2,8	1,2	4	0	34,4
49	PK-G6	2965,73	0	0	0	0	0	0	0,4		2,4	2,8	1,2	0	0	4,8	0,4	35,2	0	0,8	6	6,8	5,2	12	2,4	0	2,8	1,2	4	0	35,6
50	PK-G6	3294,25	0	0	0	0	0	0	2,4	0	2,8	1,2	0,8	0,8	0	5,2	0	16	0	1,6	6	7,6	5,2	12,8	2,8	0	1,2	0,8	2	0,8	18,4
51	PK-G6	3298,72	0	0	0	0	0	0	0	1,2	2,4	2,4	0,4	0	4,4	0	42,4	0	0,8	6	6,8	4,4	11,2	1,2	0	2,4	2,4	4,8			42,4
52	PK-G6	3349,15	0	0	0	0	0	0	0	0	10	1,6	0,8	0	4,4	0	32,8	0	0	3,6	3,6				0	0	10	1,6	11,6		32,8
53	PK-G6	3353,51	0	0	0	0	0	0	3,6	0	1,2	2	0,4	7,2	8	4,8	0,4	5,2	0	1,6	6	7,6	5,2	12,8	1,2	0	2	0,4	2,4	7,2	8,8
54	PK-G6	3354,59	0	0	0	0	0	0	0,8		0	7,2	1,2	0,8	0	3,6	0,4	34	0	0,4	4,8	5,2	4	9,2	0	0	7,2	1,2	8,4		34,8
55	PK-G6	3359,44	0	0	0	0	0	0	7,2	0	0,8	0,8	0,4	5,2	0	6,4	0,4	0,4	0	2	6	8	6,8	14,8	0,8	0	0,8	0,4	1,2	5,2	7,6
56	PK-G6	3384,20	0	0	0	0	0	0	0	0	2,4	2	1,6	1,2	0	5,2	0	27,2	0	1,2	6,4	7,6	5,2	12,8	2,4	0	2	1,6	3,6	1,2	27,2
57	PK-G6	3389,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45,6	1,6	0	0	2	0,4	25,6	0	0,8	3,2	4	2,4	6,4	0	0	45,6	1,6	47,2	0	25,6
58	PK-G17	2177,29	0	0	0	0	0	0	0,0		2,4		2,4	0	0	0,8	1,2	64,0		0,4	1,6	2,0	2,0	4,0	2,4	0	0,0	2,4	2,4	0	64,0
59	PK-G17	2177,39	0	0	0	0	0	0		0,0		2,8	0	0	0,4	0,0	84,0		0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0	0	0,0	2,8	2,8	0	84,0
60	PK-G17	2177,74	0	0	0	0	0	0			0,0	5,6	0	0	0,8	0,0	51,6		0	0,4	0,4	0,8	1,2	0,0	0	0	0,0	5,6	5,6	0	51,6
61	PK-G17	2178,09	0	0	0	0	0	0				4,0	0	0	0,4	0,4	56,0		0	1,2	1,2	0,8	2,0	0,0	0	0	0,0	4,0	4,0	0	56,0
62	PK-G17	2178,39	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0	1,6	0	0	2,8	0,4	52,4		1,2	2,8	4,0	3,2	7,2	2,0	0	0	0,0	1,6	1,6	0	52,4
63	PK-G17	2178,69	0	0	0	0	0	0	0,0			3,6	0	0	2,4	0,8	50,8		0,8	2,0	2,8	3,2	6,0	0,0	0	0	0,0	3,6	3,6	0	50,8
64	PK-G17	2178,74	0	0	0	0	0	0	0,0			3,2	0	0	2,8	1,2	54,4		1,2	2,8	4,0	4,0	8,0	0,0	0	0	0,0	3,2	3,2	0	54,4
65	PK-G17	2179,29	0	0	0	0	0	0	0,4			1,6	0	0	4,4	0,8	46,8		2	2,8	4,8	5,2	10,0	0,0	0	0	0,0	1,6	1,6	0	47,2
66	PK-G17	2179,69	0	0	0	0	0	0	0,4		0,4		1,2	0	0	4,8	1,2	38,0		1,6	2,8	4,4	6,0	10,4	0,4	0	0,0	1,2	1,2	0	38,4
67	PK-G17	2179,79	0	0	0	0	0	0	0,8		0,0	0,0	1,2	0	0	1,6	0,4	30,8		1,2	2,8	4,0	2,0	6,0	0,0	0	0,0	1,2	1,2	0	31,6
68	PK-G17	2179,89	0	0	0	0	0	0	0,8		0,4	0,0	2,8	0	0	3,6	1,2	30,4		2,4	3,2	5,6	4,8	10,4	0,4	0	0,0	2,8	2,8	0	31,2
69	PK-G17	2180,39	0	0	0	0	0	0	0,8		0,4		3,2	0	0	3,2	1,2	25,2	0,4	2,4	2,4	5,2	4,4	9,6	0,4	0	0,0	3,2	3,2	0	26,0
70	PK-G17	2180,49	0	0	0	0	0	0	1,2		1,2	1,6	0	0	2,4	0,8	30,0		2,4	2,4	4,8	3,2	8,0	1,2	0	0	0,0	1,6	1,6	0	31,2
71	PK-G17	2180,52	0	0	0	0	0	0	0,0		2,4	3,6	0	0	0,8	0,8	51,2		0,8	2,4	3,2	1,6	4,8	2,4	0	0	0,0	3,6	3,6	0	51,2
72	PK-G17	2180,79	0	0	0	0	0	0	0,0		2,4	3,2	0	0	0,4	0,0	75,6		0,8	0,8	1,6	0,4	2,0	2,4	0	0	0,0	3,2	3,2	0	75,6
73	PK-G17	2181,32	0	0	0	0	0	0	0,4		3,2		3,2	0	0	2,0	0,4	60,4		1,2	1,6	2,8	2,4	5,2	3,2	0	0,0	3,2	3,2	0	60,8
74	PK-G17	2181,81	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0		3,2	0	0	2,4	0,4	54,4		0,8	1,6	2,4	2,8	5,2	0,0	0	0,0	3,2	3,2	0	54,4
75	PK-G17	2182,13	0	0	0	0	0	0	0,0			0,0	2,4	0	0	2,0	0,4	64,8		0,4	0,8	1,2	2,4	3,6	0,0	0	0,0	2,4	2,4	0	64,8
76	PK-G17	2182,37	0	0	0	0	0	0	0,0			0,0	3,2	0	0	4,0	1,2	42,4		2	2,8	4,8	5,2	10,0	0,0	0	0,0	3,2	3,2	0	42,4
77	PK-G17	2182,53	0	0	0	0	0	0	0,4		0,8		2,4	0	0	3,2	0,8	48,8		1,6	2,0	3,6	4,0	7,6	0,8	0	0,0	2,4	2,4	0	49,2
78	PK-G17	2182,79	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0		2,8	0	0	2,4	0,8	48,8		1,2	1,6	2,8	3,2	6,0	0,0	0	0,0	2,8	2,8	0	48,8
79	PK-G17	2183,04	0	0	0	0	0	0	0,4		0,8		2,8	0	0	3,6	1,2	52,0		1,2	1,2	2,4	4,8	7,2	0,8	0	0,0	2,8	2,8	0	52,4
80	PK-G17	2183,47	0	0	0	0	0	0	0,4		1,6		4,0	0	0	1,6	0,4	43,2		0,8	1,2	2,0	2,0	4,0	1,6	0	0,0	4,0	4,0	0	43,6



81	PK-G17	2183,51	0	0	0	0	0	0	0,0		1,2	0,4	4,0	0	0	2,4	0,8	62,0		0,4	1,2	1,6	3,2	4,8	1,2	0	0,4	4,0	4,4	0	62,0
82	PK-G17	2183,97	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	0,0	5,2	0	0	1,2	0,8	52,0		0,8	1,6	2,4	2,0	4,4	0,4	0	0,0	5,2	5,2	0	52,0
83	PK-G17	2184,28	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8	0,0	3,2	0	0	2,0	0,8	59,6		0,8	1,2	2,0	2,8	4,8	0,8	0	0,0	3,2	3,2	0	59,6
84	PK-G17	2184,40	0	0	0	0	0	0	0,8		0,0	0,0	3,6	0	0	4,0	1,2	46,0		1,6	2,8	4,4	5,2	9,6	0,0	0	0,0	3,6	3,6	0	46,8
85	PK-G17	2184,79	0	0	0	0	0	0	0,4		1,2		2,8	0	0	3,2	1,2	45,2		2	2,8	4,8	4,4	9,2	1,2	0	0,0	2,8	2,8	0	45,6
86	PK-G17	2185,33	0	0	0	0	0	0	0,4		3,6	0,0	2,8	0	0	2,0	0,4	53,2		1,6	2,0	3,6	2,4	6,0	3,6	0	0,0	2,8	2,8	0	53,6
87	PK-G17	2185,44	0	0	0	0	0	0			0,4	2,4	0	0	0,8	0,0	68,4		0	0,4	0,4	0,8	1,2	0,0	0	0,4	2,4	2,8	0	68,4	
88	PK-G17	2185,65	0	0	0	0	0	0	0,4		2,0	0,4	2,4	0	0	2,0	0,4	62,0		1,2	1,6	2,8	2,4	5,2	2,0	0	0,4	2,4	2,8	0	62,4
89	PK-G17	2186,09	0	0	0	0	0	0	0,8		4,0	0,0	1,2	0	0	2,0	0,4	53,2		1,2	2,0	3,2	2,4	5,6	4,0	0	0,0	1,2	1,2	0	54,0
90	PK-G17	2186,39	0	0	0	0	0	0	0,4		2,8		5,6	0	0	3,2	1,2	35,2	0,0	1,6	3,2	4,8	4,4	9,2	2,8	0	0,0	5,6	5,6	0	35,6
91	PK-G17	2186,65	0	0	0	0	0	0	1,2		2,4	0,8	4,0	0	0	3,2	1,6	18,8	0,0	2	2,8	4,8	4,8	9,6	2,4	0	0,8	4,0	4,8	0	20,0
92	PK-G17	2186,99	0	0	0	0	0	0	1,2		3,6	0,0	2,4	0	0	4,4	0,8	15,6		2,4	4,8	7,2	5,2	12,4	3,6	0	0,0	2,4	2,4	0	16,8
93	PK-G17	2187,34	0	0	0	0	0	0	0,0		14,0		5,6	0	0	Tr	Tr	0,8		0,8	0,4	1,2	0,0	1,2	14,0	0	0,0	5,6	5,6	0	0,8
94	PK-G17	2187,69	0	0	0	0	0	0	0,0			0,0	4,8	0	0	1,6	0,4	40,8	0,0	1,2	1,6	2,8	2,0	4,8	0,0	0	0,0	4,8	4,8	0	40,8
95	PK-G17	2188,23	0	0	0	0	0	0	0,0			4,4	2,4	0	0	1,6	0,8	40,0		1,2	1,6	2,8	2,4	5,2	0,0	0	4,4	2,4	6,8	0	40,0
96	PK-G17	2188,32	0	0	0	0	0	0	0,0			0,4	4,0	0	0	3,2	1,2	46,0		0,8	1,6	2,4	4,4	6,8	0,0	0	0,4	4,0	4,4	0	46,0
97	PK-G17	2188,75	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	9,2	0,8	0	0	1,2	0,4	45,6		0,8	1,2	2,0	1,6	3,6	0,4	0	9,2	0,8	10,0	0	45,6
98	PK-G17	2189,09	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8	0,4	2,8	0	0	2,4	0,8	44,8		0,8	1,6	2,4	3,2	5,6	0,8	0	0,4	2,8	3,2	0	44,8
99	PK-G17	2189,32	0	0	0	0	0	0			0,4	3,2	1,2	0	0	2,8	1,2	54,8		0,4	2,4	2,8	4,0	6,8	0,4	0	3,2	1,2	4,4	0	54,8
100	PK-G17	2189,37	0	0	0	0	0	0	0,4			2,4	0	0	2,8	0,4	37,6		1,2	2,0	3,2	3,2	6,4	0,0	0	0,0	2,4	2,4	0	38,0	
101	PK-G17	2189,56	0	0	0	0	0	0	0,0			5,6	2,0	0	0	4,4	1,2	46,0	0,0	1,2	1,2	2,4	5,6	8,0	0,0	0	5,6	2,0	7,6	0	46,0
102	PK-G17	2189,89	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8	3,2	2,0	0	0	2,0	0,8	44,0		0,4	1,2	1,6	2,8	4,4	0,8	0	3,2	2,0	5,2	0	44,0
103	PK-G17	2190,17	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8	2,8	1,6	0	0	2,0	0,8	42,8	0,0	0,8	1,2	2,0	2,8	4,8	0,8	0	2,8	1,6	4,4	0	42,8
104	PK-G17	2190,31	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	14,4	0,8	0	0	2,4	0,4	15,2		2	2,0	4,0	2,8	6,8	0,4	0	14,4	0,8	15,2	0	15,2
105	PK-G17	2190,37	0	0	0	0	0	0	0,4			2,0	1,6	0	0	2,0	1,2	40,0		0,8	2,0	2,8	3,2	6,0	0,0	0	2,0	1,6	3,6	0	40,4
106	PK-G17	2190,76	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0	0,8	2,4	0	0	1,6	1,2	62,0		0,8	1,2	2,0	2,8	4,8	0,0	0	0,8	2,4	3,2	0	62,0
107	PK-G17	2191,35	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	0,4	0,8	0	0	2,8	1,2	39,2		0,4	1,6	2,0	4,0	6,0	0,4	0	0,4	0,8	1,2	0	39,2
108	PK-G17	2191,39	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0	7,2	1,2	0	0	2,0	0,4	52,0		0,8	0,8	1,6	2,4	4,0	0,0	0	7,2	1,2	8,4	0	52,0
109	PK-G17	2191,72	0	0	0	0	0	0				0,4	3,6	0	0	1,2	0,4	72,8		0,4	0,4	0,8	1,6	2,4	0,0	0	0,4	3,6	4,0	0	72,8
110	PK-G17	2192,33	0	0	0	0	0	0				0,8	0,4	0	0	1,2	0,4	34,8		0,4	1,2	1,6	1,6	3,2	0,0	0	0,8	0,4	1,2	0	34,8
111	PK-G17	2193,04	0	0	0	0	0	0	0,4		2,0	1,2	0,8	0	0	4,4	0,8	34,8		1,2	3,2	4,4	5,2	9,6	2,0	0	1,2	0,8	2,0	0	35,2
112	PK-G17	2193,17	0	0	0	0	0	0	0,0		1,6	0,8	0,8	0	0	3,2	1,2	24,4		1,6	3,6	5,2	4,4	9,6	1,6	0	0,8	0,8	1,6	0	24,4
113	PK-G17	2193,32	0	0	0	0	0	0	0,4		2,4	4,4	1,6	0	0	3,2	1,6	30,0		1,6	4,0	5,6	4,8	10,4	2,4	0	4,4	1,6	6,0	0	30,4
114	PK-G17	2193,33	0	0	0	0	0	0	0,0		1,2	10,8	0,4	0	0	2,0	0,8	30,8		0,4	1,2	1,6	2,8	4,4	1,2	0	10,8	0,4	11,2	0	30,8
115	PK-G17	2193,53	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8	1,2	4,0	0	0	3,2	1,2	53,6		1,6	2,0	3,6	4,4	8,0	0,8	0	1,2	4,0	5,2	0	53,6
116	PK-G17	2194,03	0	0	0	0	0	0	0,4		2,0	0,4	1,6	0	0	2,8	0,8	24,4		2	2,8	4,8	3,6	8,4	2,0	0	0,4	1,6	2,0	0	24,8
117	PK-G17	2194,36	0	0	0	0	0	0	0,8		0,4	4,8	0,4	0	0	4,0	0,8	23,6		1,6	2,8	4,4	4,8	9,2	0,4	0	4,8	0,4	5,2	0	24,4
118	PK-G17	2194,39	0	0	0	0	0	0	0,8		2,4	0,0	2,8	0	0	4,4	1,2	43,2		2,8	3,2	6,0	5,6	11,6	2,4	0	0,0	2,8	2,8	0	44,0
119	PK-G17	2194,69	0	0	0	0	0	0	0,4		0,4	3,2	12,4	0	0	2,4	1,2	28,0		0,8	2,4	3,2	3,6	6,8	0,4	0	3,2	12,4	15,6	0	28,4
120	PK-G17	2195,29	0	0	0	0	0	0				4,8	0,8	0	0	1,2	0,4	68,8		0,4	0,8	1,2	1,6	2,8	0,0	0	4,8	0,8	5,6	0	68,8
121	PK-G17	2195,39	0	0	0	0	0	0	0,0		3,2	6,8	2,0	0	0	1,2	0,4	51,2		0,4	0,8	1,2	1,6	2,8	3,2	0	6,8	2,0	8,8	0	51,2
122	PK-G17	2195,99	0	0	0	0	0	0	0,0		1,2	16,8	4,0	0	0	2,0	0,8	41,2		0,8	2,8	3,6	2,8	6,4	1,2	0	16,8	4,0	20,8	0	41,2
123	PK-G17	2196,74	0	0	0	0	0	0	0,4		4,8	1,2	1,2	0	0	2,4	0,8	16,8		2,8	3,6	6,4	3,2	9,6	4,8	0	1,2	1,2	2,4	0	17,2
124	PK-G17	2197,04	0	0	0	0	0	0	0,4		0,8	6,0	1,2	0	0	2,8	0,8	2,4		2,4	2,8	5,2	3,6	8,8	0,8	0	6,0	1,2	7,2	0	2,8
125	PK-G17	2197,19	0	0	0	0	0	0	0,8		0,8	5,6	0,4	0	0	3,6	0,8	6,4		1,2	2,0	3,2	4,4	7,6	0,8	0	5,6	0,4	6,0	0	7,2

126	PK-G17	2197,54	0	0	0	0	0	0	0,8		1,6	4,0	1,2	0	0	3,2	0,8	11,2		2	2,4	4,4	4,0	8,4	1,6	0	4,0	1,2	5,2	0	12,0
127	PK-G17	2197,79	0	0	0	0	0	0	0,4		0,4	11,2	0,4	0	0	2,8	0,8	10,8		2	3,2	5,2	3,6	8,8	0,4	0	11,2	0,4	11,6	0	11,2
128	PK-G17	2197,89	0	0	0	0	0	0	0,8		0,8	0,8	0,4	0	0	2,0	0,8	10,4		1,2	2,4	3,6	2,8	6,4	0,8	0	0,8	0,4	1,2	0	11,2
129	PK-G17	2199,07	0	0	0	0	0	0	0,4		1,6	1,2	1,2	0	0	4,0	0,8	4,0		2,4	2,8	5,2	4,8	10,0	1,6	0	1,2	1,2	2,4	0	4,4
130	PK-G17	2199,45	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0	7,6	2,0	0	0	0,8	0,0	15,6		0,8	0,8	1,6	0,8	2,4	0,0	0	7,6	2,0	9,6	0	15,6
131	PK-G17	2199,59	0	0	0	0	0	0	0,0		1,2	6,0		0	0	0,4	0,0	5,2		0	0,8	0,8	0,4	1,2	1,2	0	6,0	0,0	6,0	0	5,2
132	PK-G17	2199,89	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8		1,2	0	0	0,8	0,0	5,2		0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0	0,0	1,2	1,2	0	5,2
133	PK-G17	2200,16	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	4,0	0	0	0,4	0,0	15,6		0	0,8	0,8	0,4	1,2	0,0	0	0,4	4,0	4,4	0	15,6	
134	PK-G17	2200,44	0	0	0	0	0	0	0,0		0,0	0,8	3,2	0	0	2,8	0,8	32,0		0,8	3,2	4,0	3,6	7,6	0,0	0	0,8	3,2	4,0	0	32,0
135	PK-G17	2201,09	0	0	0	0	0	0			0,0		2,8	0	0	1,2	0,0	39,6		0,4	0,4	0,8	1,2	2,0	0,0	0	0,0	2,8	2,8	0	39,6
136	PK-G17	2201,45	0	0	0	0	0	0			4,0	0,4	2,0	0	0	1,6	0,0	51,6		0,4	1,6	2,0	1,6	3,6	4,0	0	0,4	2,0	2,4	0	51,6
137	PK-G17	2201,85	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	2,8	0	0	2,0	0,0	54,8		0	0,4	0,4	2,0	2,4	0,0	0	0,4	2,8	3,2	0	54,8	
138	PK-G17	2202,36	0	0	0	0	0	0			0,0	0,0	3,6	0	0	0,8	0,4	63,2		0	0,4	0,4	1,2	1,6	0,0	0	0,0	3,6	3,6	0	63,2
139	PK-G17	2202,49	0	0	0	0	0	0			0,0	0,0	3,6	0	0	0,8	0,0	70,4		0	0,4	0,4	0,8	1,2	0,0	0	0,0	3,6	3,6	0	70,4
140	PK-G17	2202,75	0	0	0	0	0	0			0,8	2,4	3,6	0	0	1,2	0,4	55,2		0	0,4	0,4	1,6	2,0	0,8	0	2,4	3,6	6,0	0	55,2
141	PK-G17	2203,14	0	0	0	0	0	0			2,0	3,2	0	0	0,4	0,0	61,6		0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0	2,0	3,2	5,2	0	61,6	
142	PK-G17	2203,49	0	0	0	0	0	0	0,0		0,4	3,2	2,4	0	0	1,2	0,4	60,0		0,4	0,8	1,2	1,6	2,8	0,4	0	3,2	2,4	5,6	0	60,0
143	PK-G17	2203,86	0	0	0	0	0	0	0,0		0,8	2,4	2,4	0	0	3,2	0,0	48,8		1,6	2,0	3,6	3,2	6,8	0,8	0	2,4	2,4	4,8	0	48,8
144	B-L-9	1433,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,8	2,4			2	0,4	22,8	0	1,6	4	5,6	2,4	8	0	0	2,8	2,4	5,2	0	22,8
145	B-L-9	1435,07	0	0	0	0	0	0	2			3,6	1,2			0,8		7,6	0	2	3,6	5,6	0,8	6,4	0	0	3,6	1,2	4,8	0	9,6
146	B-L-9	1435,85	0	0	0	0	0	0	0,8			8,4	4,8			1,6	0	7,2		1,6	2,8	4,4	1,6	6	0	0	8,4	4,8	13,2	0	8
147	B-L-9	1436,75	0	0	0	0	0	0	0,4			5,2	0,8			0,8	0	4,4	0	1,6	4	5,6	0,8	6,4	0	0	5,2	0,8	6	0	4,8
148	B-L-9	1437,40	0	0	0	0	0	0	0,4		0	0,8	0,4			2,8	0	0,4	0	3,2	4,8	8	2,8	10,8	0	0	0,8	0,4	1,2	0	0,8
149	B-L-9	1438,44	0	0	0	0	0	0	1,2	0,4	0,4	0	3,6			0	2,4		2,4	9,2	11,6	0	11,6	0,4	0,4	0	3,6	3,6	0	3,6	
150	B-L-9	2195,01	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	4,8	2,4	0		1,2	0,4	43,6		3,2	0,4	3,6	1,6	5,2	0,4	0	4,8	2,4	7,2	0	43,6
151	B-L-9	2195,19	0	0	0	0	0	0	2		0,4	0,8	2	8		4	0,4	18,8	0,4	1,6	8	10	4,4	14,4	0,4	0	0,8	2	2,8	8	20,8
152	B-L-9	2195,34	0	0	0	0	0	0		0		2,8	1,6	12,8		2,8	0,4	26,4		1,6	5,6	7,2	3,2	10,4	0	0	2,8	1,6	4,4	12,8	26,4
153	B-L-9	2196,12	0	0	0	0	0	0	0,4		4,4	4,8	3,2			2,8	0,4	26,4	0	0,8	4,4	5,2	3,2	8,4	4,4	0	4,8	3,2	8	0	26,8
154	B-L-9	2196,27	0	0	0	0	0	0	0,8	0	2,8	3,2	2,8			2,8	0,4	20	0	0,4	4,8	5,2	3,2	8,4	2,8	0	3,2	2,8	6	0	20,8
155	B-L-9	2196,51	0	0	0	0	0	0	0,4		2	2,4	3,2			3,2	0	7,2	0	1,2	3,2	4,4	3,2	7,6	2	0	2,4	3,2	5,6	0	7,6
156	B-L-9	2197,50	0	0	0	0	0	0	1,2		0,4	1,6	3,2			4	0,8	5,6		1,2	5,6	6,8	4,8	11,6	0,4	0	1,6	3,2	4,8	0	6,8
157	B-L-9	2201,15	0	0	0	0	0	0	0,4		0,8		2,4			4	0,4	2,4		1,2	4,8	6	4,4	10,4	0,8	0	0	2,4	2,4	0	2,8
158	B-L-9	2201,38	0	0	0	0	0	0	2		0		2	0		2,8	0,4	5,2		2,4	6,8	9,2	3,2	12,4	0	0	0	2	2	0	7,2
159	B-L-9	2201,59	0	0	0	0	0	0	0,8		0,4	0,4	1,2			2	0,4	1,2		1,2	6,8	8	2,4	10,4	0,4	0	0,4	1,2	1,6	0	2
160	B-L-9	2202,02	0	0	0	0	0	0				2	0,8	2		1,6	0,4	6,8		1,2	6	7,2	2	9,2	0	0	2	0,8	2,8	2	6,8
161	B-L-9	2202,18	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	2	0,8	4		0,8	0,8	14		2	5,2	7,2	1,6	8,8	0,8	0	2	0,8	2,8	4	14

**Tabel 5 3** Data Sayatan Petrografi Sumur

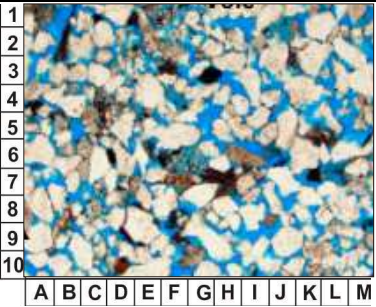
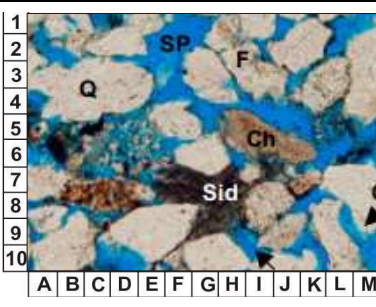
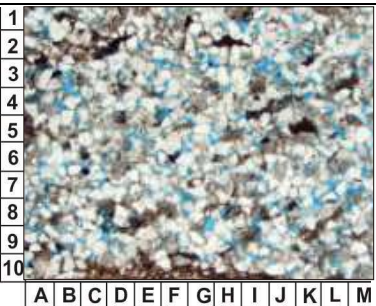
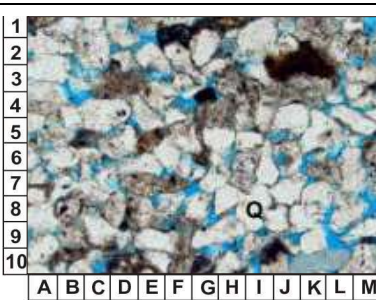
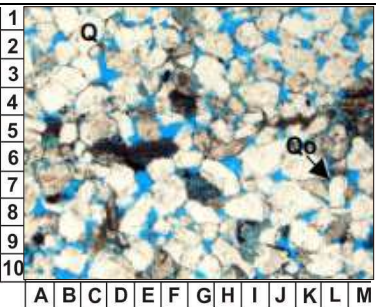
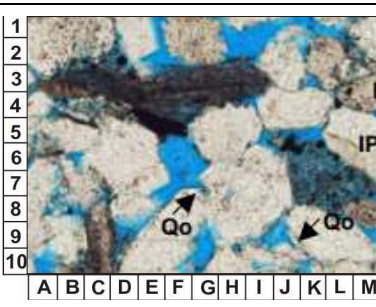
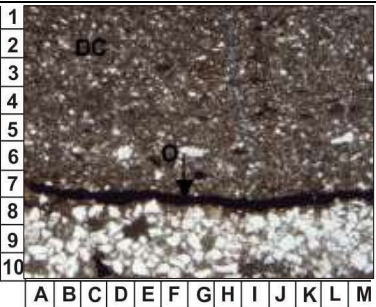
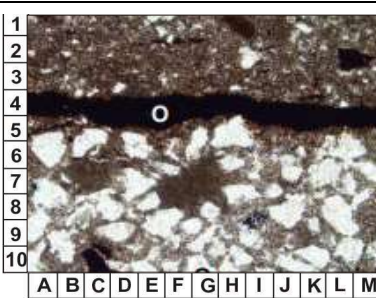
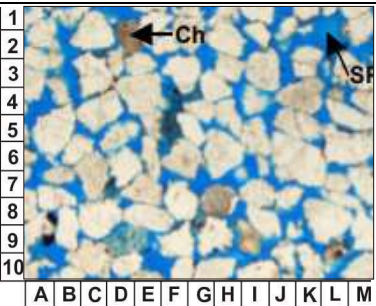
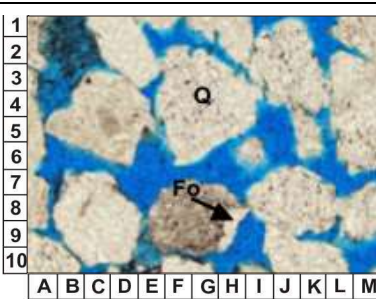
Sumur	Kedalaman (mTVDSS)	Petrografi	
		Planed Polar, 40x	Planed Polar, 60x
B-L-9	1433,34		
	1435,85		
	1437,40		
	1438,44		
	2195,34		



B-L-9	2196,51		
	2180,39		
PK-G17	2180,49		
	2186,39		

	2186,99		
PK-G17	2189,89		
	2194,36		
	2199,07		
	2200,16		



PK-G6	2881,15		
PK-G6	2922,75		
	3359,44		
	3389,22		
PK-A8	2787.23		

	2794,77		
PK-A8	3162,66		
PK-C1	3277,38		
	3302,79		

5.1.5 Data XRD

Tabel 5 4 Deskripsi dan Komposisi mineralogi melalui XRD

NO	Well	TVDSS (m)	Lithofacies based on XRD_Clay ≤ 10% (PHM, 2018)	XRD														Remarks	Siderite+ Pyrite
				Other Minerals (%)				Carbonate Minerals (%)			Clay minerals (%)				TOTAL %				
				Quartz	K-Feldspar/Un-twined Feldspar	Plagioclase/Twined Feldspar	Total Pyrite	Total Calcite	Total Dolomite	Total Siderite	Total Kaolinite	Total Illite	Total Chlorite	Total Illite-Smectite (Mix-layered)	Other	Carbonat	Clay		
1	PK-A8	2727,33	Shaly Sandstone	84,3	0,8	3,4	1,0	0,0	0,4	0,0	4,2	1,8	0,6	3,5	89,5	0,4	10,1	CORE	1,0
2	PK-A8	2727,55	Shaly Sandstone	78,9	0,9	3,3	2,1	0,0	0,0	0,3	4,7	2,6	1,1	6,2	85,2	0,3	14,5	CORE	2,4
3	PK-A8	2747,08	Shaly Sandstone	70,7	1,5	3,7	1,8	0,0	0,0	0,2	7,9	4,4	1,8	8,0	77,7	0,2	22,1	CORE	2,0
4	PK-A8	2771,24	Clean Sandstone	92,1	0,5	1,3	0,4	0,0	0,0	0,0	4,3	0,5	0,2	0,7	94,3	0,0	5,7	CORE	0,4
5	PK-A8	2771,87	Clean Sandstone	86,7	0,6	2,0	1,3	0,0	0,0	1,0	3,7	1,5	0,8	2,3	90,6	1,0	8,4	CORE	2,3
6	PK-A8	2773,93	Shale	62,4	0,8	3,4	2,3	0,0	0,0	0,1	8,2	7,3	2,3	13,2	68,9	0,1	31,0	CORE	2,4
7	PK-A8	2776,17	Clean Sandstone	85,5	0,9	3,7	3,4	0,0	0,0	0,7	2,9	0,9	0,5	1,5	93,5	0,7	5,8	CORE	4,1
8	PK-A8	2787,23	Shaly Sandstone	82,5	0,5	2,6	1,7	0,0	0,0	0,3	5,4	2,1	0,7	4,3	87,3	0,3	12,4	CORE	2,0
9	PK-A8	2788,84	Shaly Sandstone																
10	PK-A8	2794,54	Shaly Sandstone	77,4	0,6	3,1	1,1	0,0	1,5	0,6	4,5	3,1	1,2	6,9	82,2	2,1	15,7	CORE	1,7
11	PK-A8	2794,77	Shaly Sandstone	81,2	0,9	3,4	0,8	0,0	0,4	0,2	4,9	2,2	1,1	4,9	86,3	0,6	13,1	CORE	1,0
12	PK-A8	3053,28	Clean Sandstone	83,3	0,6	4,3	0,6	0,0	4,3	0,1	3,1	1,1	0,5	2,0	88,8	4,4	6,8	CORE	0,7
13	PK-A8	3054,22	Clean Sandstone	85,1	0,4	4,6	1,8	0,0	0,0	0,1	3,6	1,4	0,8	2,2	91,9	0,1	8,0	CORE	1,9
14	PK-A8	3055,22	Clean Sandstone	90,8	0,0	2,7	0,9	0,0	0,5	0,0	2,4	0,7	0,3	1,7	94,4	0,5	5,1	CORE	0,9
15	PK-A8	3072,84	Shaly Sandstone	60,2	1,5	8,3	3,5	0,0	0,0	0,6	5,1	5,8	1,8	13,2	73,5	0,6	25,9	CORE	4,1
16	PK-A8	3087,54	Shaly Sandstone	74,4	1,2	8,0	2,3	0,0	0,0	1,1	3,1	2,6	1,1	6,2	85,9	1,1	13,0	CORE	3,4
17	PK-A8	3087,79	Shaly Sandstone	70,8	2,0	7,9	1,9	0,2	0,0	0,8	2,4	3,8	0,6	9,7	82,6	1,0	16,4	CORE	2,7
18	PK-A8	3095,25	Shaly Sandstone	61,4	2,2	6,4	3,1	0,0	0,0	1,0	6,7	6,0	2,8	10,4	73,1	1,0	25,9	CORE	4,1
19	PK-A8	3098,28	Shaly Sandstone	78,6	0,6	5,2	2,1	0,0	1,5	0,0	4,0	2,1	1,0	4,9	86,5	1,5	12,0	CORE	2,1
20	PK-A8	3131,99	Clean Sandstone	84,2	0,6	4,5	1,3	0,0	0,5	0,2	3,4	1,6	0,9	2,8	90,6	0,7	8,7	CORE	1,5
21	PK-A8	3132,58	Shaly Sandstone	80,8	0,6	5,0	1,9	0,0	0,5	0,1	4,5	2,1	0,8	3,7	88,3	0,6	11,1	CORE	2,0
22	PK-A8	3133,34	Clean Sandstone	88,0	1,1	2,2	0,9	0,0	2,4	0,5	1,6	0,7	1,0	1,6	92,2	2,9	4,9	CORE	1,4
23	PK-A8	3135,53	Shaly Sandstone	63,2	2,3	11,1	4,1	0,0	0,4	0,8	5,6	4,0	1,6	6,2	80,7	1,2	17,4	CORE	4,9
24	PK-A8	3153,09	Shaly Sandstone	72,6	1,3	2,6	1,0	0,0	7,1	1,0	4,7	2,9	1,1	5,8	77,5	8,1	14,4	CORE	2,0
25	PK-A8	3162,66	Shaly Sandstone	68,4	1,0	6,5	2,9	0,0	0,5	1,0	4,7	4,2	2,0	8,8	78,8	1,5	19,7	CORE	3,9
26	PK-C1	2690,79	Shaly Sandstone	78	1	4,6	1,8				4,2336	2,4822	1,4112	4,473	85,4	2	12,6	CORE	2,4



27	PK-C1	2694,78	Clean Sandstone	88,7	0,6	2,9			1,5	0,1	2,6412	0,8556	0,589	2,1142	92,2	1,6	6,2	CORE	0,1
28	PK-C1	2699,99	Clean Sandstone	87,4	0,6	2,4	0,8		0,3	0,1	3,5448	1,26	0,4536	3,1416	91,2	0,4	8,4	CORE	0,9
29	PK-C1	2701,73	Shaly Sandstone	63,6	1,6	7,5	1,6		0,5	2,8	5,9136	4,5472	2,3072	9,632	74,3	3,3	22,4	CORE	4,4
30	PK-C1	2704,77	Shaly Sandstone	58,8	1,2	5,9	3,8			1,4	6,7915	6,1557	4,6529	11,2999	69,7	1,4	28,9	CORE	5,2
31	PK-C1	3260,93	Clean Sandstone	83,7	0,6	4,9	1,9	0	0,7	0,2	2,576	1,352	0,744	3,328	91,1	0,9	8	CORE	2,1
32	PK-C1	3267,05	Shaly Sandstone	75,6	0,6	8,8	1,2		1,8	0,2	3,8468	2,065	1,4514	4,4368	86,2	2	11,8	CORE	1,4
33	PK-C1	3274,08	Shaly Sandstone	62,6	1,3	9,2	2,2		0,5	0,9	4,4969	4,8697	1,7941	12,1393	75,3	1,4	23,3	CORE	3,1
34	PK-C1	3275,44	Shaly Sandstone	68,7	0,9	3,9	2		13	0,6	3,5098	2,0819	0,9374	4,3709	75,5	13,6	10,9	CORE	2,6
35	PK-C1	3277,38	Clean Sandstone	83,8	0,8	6,3	1,1	0	0,4	0,1	2,835	1,2	0,7125	2,7525	92	0,5	7,5	CORE	1,2
36	PK-C1	3297,19	Shaly Sandstone	70,9	5	1	2,5	0		0,2	4,692	5,0184	1,8768	8,8128	79,4	0,2	20,4	CORE	2,7
37	PK-C1	3298,68	Shaly Sandstone	69,5	1	7,4	2,6		0,6	0,4	6,1975	3,774	1,369	7,1595	80,5	1	18,5	CORE	3
38	PK-C1	3299,00	Clean Sandstone	85,2	2	1,7	1,5	0	0,7	0,8	3,4749	0,81	0,2349	3,5802	90,4	1,5	8,1	CORE	2,3
39	PK-C1	3302,79	Shaly Sandstone	74,9	1,1	7,6	2		1,4	0,4	4,0068	2,4192	0,9576	5,2164	85,6	1,8	12,6	CORE	2,4
40	PK-C1	3305,22	Clean Sandstone	78,7	0,5	5,3	0,8	0	6,8	0,1	3,1902	0,7956	0,5304	3,2838	85,3	6,9	7,8	CORE	0,9
41	PK-G6	2870,86	Shaly Sandstone	73,9	1,5	5,2	4,1	0,1	0,3	0,2	4,6599	2,3373	1,0584	6,6444	84,7	0,6	14,7	CORE	4,3
42	PK-G6	2876,00	Shaly Sandstone	63	1,4	6,1	2,4	0	0	1,5	5,4784	4,4032	2,8416	12,8768	72,9	1,5	25,6	CORE	3,9
43	PK-G6	2881,15	Clean Sandstone	88,5	0,7	3	0,4	0,1	0	0	3,3872	1,1388	0,5694	2,2046	92,6	0,1	7,3	CORE	0,4
44	PK-G6	2922,75	Shaly Sandstone	71,4	3,3	7,9	1,8	0,1	0	0,2	4,437	2,907	1,2393	6,7167	84,4	0,3	15,3	CORE	2
45	PK-G6	2931,58	Shaly Sandstone	78,8	0,8	6	1,3	0	0	0,3	4,992	1,9968	0,9344	4,8768	86,9	0,3	12,8	CORE	1,6
46	PK-G6	2932,31	Shaly Sandstone	72,9	1,6	5,3	1,8	0,2	0	1	4,816	2,5456	1,204	8,6344	81,6	1,2	17,2	CORE	2,8
47	PK-G6	2956,32	Shale	51,3	2,1	6,6	2,7	0	0	2,1	6,4768	6,7936	4,5056	17,424	62,7	2,1	35,2	CORE	4,8
48	PK-G6	2956,90	Shale	53	2,7	6,4	3,5	0,1	0	1,2	6,1566	6,3552	3,641	16,9472	65,6	1,3	33,1	CORE	4,7
49	PK-G6	2965,73	Shaly Sandstone	57,4	2,2	6,8	4,9	0	0	0,4	7,0184	4,5846	2,7168	13,9802	71,3	0,4	28,3	CORE	5,3
50	PK-G6	3294,25	Clean Sandstone	82,6	1,1	4,9	1,4	0	0	0	3,08	1,59	0,67	4,66	90	0	10	CORE	1,4
51	PK-G6	3298,72	Shale	51,8	1,3	6,7	3,3	0,1	0	1,1	6,3903	7,2114	2,5704	19,5279	63,1	1,2	35,7	CORE	4,4
52	PK-G6	3349,15	Shaly Sandstone	73,4	1,8	9	1,5	0	0	0,9	3,5108	2,5594	0,9648	6,365	85,7	0,9	13,4	CORE	2,4
53	PK-G6	3353,51	Clean Sandstone	80,1	0,7	1,6	0,4	3,9	8	0,1	1,8928	0,8996	0,4628	1,9448	82,8	12	5,2	CORE	0,5
54	PK-G6	3354,59	Shaly Sandstone	63,9	1,1	7,6	1,9	0	0	2,3	10,324	3,1784	1,7632	7,9344	74,5	2,3	23,2	CORE	4,2
55	PK-G6	3359,44	Clean Sandstone	79,8	0,2	12,2	0,3	0	1,6	0,2	1,5333	1,1229	0,3933	2,6505	92,5	1,8	5,7	CORE	0,5
56	PK-G6	3384,20	Shaly Sandstone	78,1	1,5	2,8	1,1	0	0	0,5	5,04	2,24	0,768	7,952	83,5	0,5	16	CORE	1,6
57	PK-G6	3389,22	Shale	40,1	1,5	4,1	2,7	0	0	17,8	6,6924	6,591	3,1772	17,3394	48,4	17,8	33,8	CORE	20,5
58	PK-G17	2177,29	Shale	39,8	0,0	4,5	19,8	1,3	0,0	0,4	11,5	11,4	7,5	3,9	64,1	1,7	34,2	CORE	20,2
59	PK-G17	2177,39	Shaly Sandstone	47,4	0,0	4,2	19,6	0,0	0,0	0,0	7,8	9,3	7,3	4,3	71,3	0,0	28,7	CORE	19,6
60	PK-G17	2177,74	Shaly Sandstone	62,9	0,0	7,8	6,5	0,0	0,0	0,6	6,1	6,9	6,3	2,9	77,2	0,6	22,2	CORE	7,1

61	PK-G17	2178,09	Shaly Sandstone	63,9	0,0	8,2	4,9	0,0	0,0	0,0	8,2	6,3	6,1	2,5	76,9	0,0	23,1	CORE	4,9
62	PK-G17	2178,39	Shaly Sandstone	70,2	0,0	6,9	5,1	0,0	0,0	0,0	5,4	6,0	4,5	1,9	82,2	0,0	17,8	CORE	5,1
63	PK-G17	2178,69	Shaly Sandstone	66,6	0,8	9,1	3,7	0,0	0,0	0,0	6,7	5,9	5,1	2,0	80,2	0,0	19,8	CORE	3,7
64	PK-G17	2178,74	Shaly Sandstone	63,3	1,3	6,8	6,5	0,0	0,0	0,4	7,1	7,3	5,3	1,9	78,0	0,4	21,6	CORE	6,9
65	PK-G17	2179,29	Shaly Sandstone	70,3	0,0	6,4	3,4	0,0	0,0	0,0	7,3	5,5	5,4	1,6	80,1	0,0	19,9	CORE	3,4
66	PK-G17	2179,69	Shaly Sandstone	69,4	0,0	6,7	2,9	4,7	0,0	0,0	5,8	4,9	3,7	1,8	79,0	4,7	16,2	CORE	2,9
67	PK-G17	2179,79	Shaly Sandstone	70,7	0,0	7,5	4,1	0,0	0,0	0,3	5,8	5,3	4,2	2,1	82,3	0,3	17,4	CORE	4,3
68	PK-G17	2179,89	Shaly Sandstone	71,4	1,3	8,7	2,8	0,0	0,0	0,0	6,6	3,8	4,1	1,4	84,1	0,0	15,9	CORE	2,8
69	PK-G17	2180,39	Clean Sandstone	82,6	0,8	5,9	2,7	0,0	0,0	0,0	3,2	2,2	1,7	0,9	91,9	0,0	8,1	CORE	2,7
70	PK-G17	2180,49	Shaly Sandstone	75,1	0,8	4,4	2,9	0,0	0,3	1,7	6,0	3,9	3,4	1,6	83,2	2,0	14,8	CORE	4,6
71	PK-G17	2180,52	Shaly Sandstone	59,5	0,0	5,4	11,6	1,4	0,0	0,0	8,0	8,9	5,3	0,0	76,5	1,4	22,1	CORE	11,6
72	PK-G17	2180,79	Shale	43,1	0,0	4,8	16,6	0,0	0,0	0,7	11,7	11,2	7,9	4,0	64,6	0,7	34,7	CORE	17,3
73	PK-G17	2181,32	Shaly Sandstone	56,9	0,7	6,9	8,9	0,0	0,3	0,5	8,8	8,1	6,7	2,3	73,3	0,8	25,9	CORE	9,4
74	PK-G17	2181,81	Shaly Sandstone	61,3	0,9	7,0	6,8	0,0	0,0	0,4	6,8	8,7	5,3	2,8	76,1	0,4	23,5	CORE	7,2
75	PK-G17	2182,13	Shaly Sandstone	64,2	0,0	7,8	7,7	0,0	0,0	0,0	7,0	6,2	5,3	1,8	79,7	0,0	20,3	CORE	7,7
76	PK-G17	2182,37	Shaly Sandstone	60,5	2,0	6,7	5,3	0,0	0,0	0,6	12,1	5,6	4,1	2,0	74,5	0,6	23,8	CORE	5,9
77	PK-G17	2182,53	Shaly Sandstone	65,7	1,1	6,6	6,0	0,0	0,0	0,3	7,4	6,1	5,0	1,8	79,4	0,3	20,2	CORE	6,4
78	PK-G17	2182,79	Shaly Sandstone	62,0	1,0	6,4	5,4	9,8	0,0	0,0	6,0	4,4	3,6	1,4	74,7	9,8	15,5	CORE	5,4
79	PK-G17	2183,04	Shaly Sandstone	60,3	0,0	7,5	4,6	8,4	0,0	0,5	7,2	5,3	4,4	1,7	72,4	8,9	18,7	CORE	5,0
80	PK-G17	2183,47	Shaly Sandstone	63,4	0,7	5,8	6,0	0,0	0,0	0,4	7,6	7,8	5,7	2,6	75,9	0,4	23,7	CORE	6,4
81	PK-G17	2183,51	Shaly Sandstone	61,4	0,7	6,8	5,0	0,0	0,0	0,3	10,4	7,6	5,3	2,4	74,0	0,3	25,7	CORE	5,3
82	PK-G17	2183,97	Shaly Sandstone	63,6	1,4	7,1	6,4	0,0	0,0	0,5	8,0	6,5	4,5	2,0	78,5	0,5	21,0	CORE	6,9
83	PK-G17	2184,28	Shaly Sandstone	64,2	0,0	7,1	4,9	0,0	0,0	0,5	8,8	7,5	4,7	2,3	76,2	0,5	23,3	CORE	5,4
84	PK-G17	2184,40	Shaly Sandstone	62,0	0,0	6,3	7,1	0,6	0,0	0,0	8,8	7,6	5,7	1,8	75,4	0,6	24,0	CORE	7,1
85	PK-G17	2184,79	Shaly Sandstone	66,4	0,0	7,5	5,7	0,0	0,0	0,4	7,4	6,3	4,5	1,8	79,6	0,4	20,0	CORE	6,1
86	PK-G17	2185,33	Shaly Sandstone	65,8	0,7	6,9	5,1	0,0	0,0	0,5	7,3	6,2	5,1	2,3	78,6	0,5	20,9	CORE	5,6
87	PK-G17	2185,44	Shaly Sandstone	66,0	0,0	6,6	7,7	0,0	0,0	0,4	10,7	3,7	3,3	1,6	80,3	0,4	19,2	CORE	8,1
88	PK-G17	2185,65	Shaly Sandstone	66,2	1,0	8,0	4,5	0,0	0,0	0,4	8,4	5,4	3,9	1,7	79,7	0,4	19,5	CORE	4,9
89	PK-G17	2186,09	Shaly Sandstone	66,2	0,7	5,8	2,5	0,0	0,0	0,5	9,2	7,3	4,8	2,6	75,1	0,5	24,0	CORE	3,0
90	PK-G17	2186,39	Clean Sandstone	61,3	1,8	4,4	1,0	20,0	1,1	0,5	4,6	2,4	1,9	1,0	68,5	21,6	9,8	CORE	1,5
91	PK-G17	2186,65	Shaly Sandstone	70,4	0,0	7,8	1,7	1,2	0,0	2,3	7,2	4,3	3,3	1,8	79,9	3,5	16,6	CORE	3,9
92	PK-G17	2186,99	Shaly Sandstone	63,2	0,0	7,4	4,1	0,0	0,0	1,7	10,8	5,8	4,2	2,1	74,7	1,7	22,9	CORE	5,8
93	PK-G17	2187,34	Shaly Sandstone	39,2	0,0	3,4	11,7	3,9	0,0	0,0	6,1	2,8	1,9	0,0	54,3	3,9	10,9	CORE	11,7
94	PK-G17	2187,69	Shaly Sandstone	53,6	0,0	5,7	10,3	0,0	0,0	1,1	10,8	8,6	6,7	3,2	69,6	1,1	29,3	CORE	11,4
95	PK-G17	2188,23	Shaly Sandstone	62,5	0,0	6,5	8,4	0,7	0,0	0,5	8,8	5,8	4,7	2,1	77,4	1,2	21,4	CORE	8,9
96	PK-G17	2188,32	Shaly Sandstone	62,7	0,0	8,6	6,1	0,9	0,0	0,5	8,3	5,7	5,1	2,0	77,4	1,5	21,1	CORE	6,7
97	PK-G17	2188,75	Shaly Sandstone	60,3	1,2	9,3	4,4	0,8	0,0	1,9	7,3	6,5	5,1	2,5	75,3	2,7	21,4	CORE	6,3
98	PK-G17	2189,09	Shaly Sandstone	70,4	1,4	5,8	3,6	0,6	0,0	0,6	7,4	4,7	3,5	2,0	81,3	1,2	17,6	CORE	4,2
99	PK-G17	2189,32	Shaly Sandstone	72,2	0,0	6,3	3,1	0,0	0,0	0,3	7,9	4,6	3,7	1,6	81,5	0,3	17,9	CORE	3,4
100	PK-G17	2189,37	Shaly Sandstone	57,8	0,0	6,9	3,7	0,0	0,0	3,2	9,5	9,6	5,0	3,1	68,4	3,2	27,3	CORE	6,9

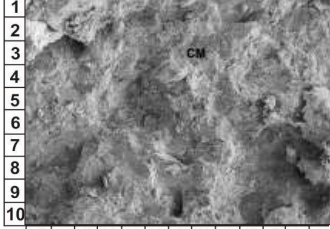
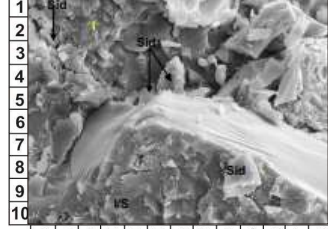
101	PK-G17	2189,56	Shaly Sandstone	55,9	1,9	6,5	5,1	0,0	0,0	6,8	9,0	6,7	4,7	1,9	69,4	6,8	22,3	CORE	11,8
102	PK-G17	2189,89	Shaly Sandstone	57,6	1,5	7,2	5,4	0,3	0,0	2,8	7,9	7,7	6,1	2,6	71,7	3,1	24,2	CORE	8,1
103	PK-G17	2190,17	Shaly Sandstone	65,3	0,0	6,0	4,7	0,4	0,0	1,1	7,6	7,2	5,2	2,5	76,0	1,5	22,5	CORE	5,8
104	PK-G17	2190,31	Shaly Sandstone	60,3	0,0	6,9	3,7	0,5	0,0	4,1	7,9	6,9	5,0	3,6	70,8	4,6	23,4	CORE	7,7
105	PK-G17	2190,37	Shaly Sandstone	66,9	0,0	7,3	2,5	0,8	0,0	2,3	8,4	5,8	4,4	1,8	76,6	3,1	20,3	CORE	4,8
106	PK-G17	2190,76	Shaly Sandstone	68,2	1,5	6,2	3,1	0,0	0,0	0,7	9,2	3,9	5,4	1,8	79,0	0,7	20,3	CORE	3,8
107	PK-G17	2191,35	Shaly Sandstone	72,8	1,0	8,6	3,3	0,0	0,0	0,5	6,0	3,8	2,8	1,3	85,7	0,5	13,8	CORE	3,8
108	PK-G17	2191,39	Shaly Sandstone	61,5	0,0	5,9	2,1	0,0	0,0	3,9	9,4	7,3	5,4	3,0	69,5	3,9	25,2	CORE	6,1
109	PK-G17	2191,72	Shaly Sandstone	73,6	0,8	6,1	3,4	0,5	0,0	0,4	6,6	3,7	3,4	1,5	84,0	0,9	15,2	CORE	3,8
110	PK-G17	2192,33	Shaly Sandstone	69,7	1,0	6,1	2,0	0,4	0,0	1,3	8,4	4,5	4,1	1,7	78,7	1,7	18,7	CORE	3,3
111	PK-G17	2193,04	Shaly Sandstone	70,5	0,9	6,0	2,7	0,3	0,0	1,2	7,1	5,6	4,2	1,6	80,1	1,5	18,4	CORE	3,9
112	PK-G17	2193,17	Shaly Sandstone	58,6	0,8	9,1	3,3	0,0	0,0	1,0	9,9	8,0	6,8	2,5	71,9	1,0	27,2	CORE	4,3
113	PK-G17	2193,32	Shaly Sandstone	69,7	1,3	6,5	2,8	0,5	0,0	0,8	8,4	4,8	3,7	1,5	80,3	1,3	18,5	CORE	3,6
114	PK-G17	2193,33	Shaly Sandstone	71,2	0,0	5,9	1,7	0,5	0,0	1,9	9,2	4,7	3,6	1,4	78,8	2,4	18,8	CORE	3,6
115	PK-G17	2193,53	Shaly Sandstone	68,1	0,0	7,2	4,4	0,4	0,0	0,5	9,6	4,7	3,5	1,6	79,6	1,0	19,4	CORE	4,9
116	PK-G17	2194,03	Shaly Sandstone	73,5	0,0	6,0	2,1	3,5	0,0	0,4	7,2	3,2	2,9	1,1	81,7	3,9	14,4	CORE	2,5
117	PK-G17	2194,36	Shaly Sandstone	64,8	0,0	5,4	3,3	0,2	0,0	6,1	8,0	6,0	3,3	2,2	73,4	6,3	19,5	CORE	9,4
118	PK-G17	2194,39	Shaly Sandstone	68,8	1,0	7,1	3,3	0,9	0,0	0,4	8,0	4,5	4,1	1,5	80,2	1,3	18,1	CORE	3,7
119	PK-G17	2194,69	Shaly Sandstone	73,4	0,0	6,0	3,3	0,0	0,0	0,2	7,8	4,6	3,4	1,3	82,7	0,2	17,1	CORE	3,5
120	PK-G17	2195,29	Shaly Sandstone	60,7	0,0	7,4	3,0	0,0	0,0	2,5	9,6	8,0	5,4	3,0	71,0	2,5	26,0	CORE	5,5
121	PK-G17	2195,39	Shaly Sandstone	73,2	0,9	6,9	1,5	3,3	0,0	0,4	7,2	2,7	3,0	0,9	82,5	3,7	13,8	CORE	1,9
122	PK-G17	2195,99	Shaly Sandstone	60,9	0,0	7,3	1,8	0,8	0,0	2,6	8,9	8,2	6,1	2,5	70,0	3,3	25,7	CORE	4,4
123	PK-G17	2196,74	Shaly Sandstone	60,0	0,8	5,9	3,0	0,4	0,0	1,3	11,4	8,0	5,4	2,5	69,7	1,8	27,3	CORE	4,3
124	PK-G17	2197,04	Shaly Sandstone	66,4	1,5	5,1	6,9	1,3	0,0	0,3	8,7	4,2	4,1	1,5	79,9	1,7	18,5	CORE	7,2
125	PK-G17	2197,19	Shaly Sandstone	62,8	0,8	4,8	3,0	10,1	0,4	0,6	8,2	4,1	3,7	1,4	71,5	11,1	17,4	CORE	3,7
126	PK-G17	2197,54	Shaly Sandstone	79,3	0,8	5,5	2,3	0,0	0,0	0,2	6,3	2,9	1,6	1,0	87,9	0,2	11,9	CORE	2,5
127	PK-G17	2197,79	Shaly Sandstone	66,8	0,9	4,7	2,2	11,4	0,4	0,5	5,9	3,6	2,4	1,2	74,7	12,3	13,0	CORE	2,7
128	PK-G17	2197,89	Shaly Sandstone	66,5	0,0	6,1	3,1	8,9	0,3	1,0	5,3	3,5	3,3	1,6	75,8	10,1	13,7	CORE	4,1
129	PK-G17	2199,07	Shaly Sandstone	63,1	1,2	6,3	3,6	11,9	0,3	0,5	7,0	2,4	2,2	1,2	74,2	12,7	12,8	CORE	4,0
130	PK-G17	2199,45	Clean Sandstone	57,3	0,0	4,6	5,1	10,1	2,4	3,3	7,7	4,8	2,8	1,9	67,0	15,8	17,2	CORE	8,4
131	PK-G17	2199,59	Shaly Sandstone	19,4	0,0	2,1	6,1	22,9	43,4	0,0	2,8	1,4	1,1	0,7	27,6	66,3	6,1	CORE	6,1
132	PK-G17	2199,89	Clean Sandstone	71,1	1,2	6,2	3,0	1,8	0,0	0,6	7,3	4,0	3,4	1,4	81,5	2,4	16,1	CORE	3,6
133	PK-G17	2200,16	Shaly Sandstone	35,0	1,3	4,8	4,9	29,2	15,3	0,0	4,2	2,1	2,4	0,8	46,0	44,5	9,5	CORE	4,9
134	PK-G17	2200,44	Shaly Sandstone	61,1	0,0	6,3	6,5	6,2	1,0	0,8	7,4	5,1	4,1	1,7	73,9	7,9	18,3	CORE	7,3
135	PK-G17	2201,09	Shaly Sandstone	39,3	0,0	4,4	9,8	4,0	0,0	0,5	6,6	5,1	3,2	1,8	53,5	4,5	16,7	CORE	10,3
136	PK-G17	2201,45	Shaly Sandstone	56,5	2,0	6,0	8,3	2,8	0,0	1,1	9,8	6,1	4,7	2,7	72,7	4,0	23,4	CORE	9,4
137	PK-G17	2201,85	Shaly Sandstone	61,0	0,0	6,3	8,1	0,8	0,0	1,1	9,7	6,8	4,4	1,8	75,4	1,9	22,7	CORE	9,2
138	PK-G17	2202,36	Shaly Sandstone	65,4	0,0	6,9	4,8	0,6	0,0	0,8	7,9	6,6	4,6	2,5	77,1	1,4	21,5	CORE	5,6
139	PK-G17	2202,49	Shaly Sandstone	60,7	1,0	6,7	5,7	0,9	0,0	2,2	8,3	6,9	4,9	2,5	74,2	3,2	22,6	CORE	7,9
140	PK-G17	2202,75	Shaly Sandstone	59,0	1,3	5,0	6,3	0,8	0,0	1,3	9,7	7,8	6,6	2,3	71,6	2,0	26,4	CORE	7,5



141	PK-G17	2203,14	Shaly Sandstone	61,6	1,1	6,9	3,7	0,7	0,0	1,4	8,4	7,6	5,6	3,1	73,2	2,1	24,7	CORE	5,1
142	PK-G17	2203,49	Shaly Sandstone	63,2	0,0	6,7	6,5	1,7	0,0	1,1	7,4	6,3	4,6	2,5	76,5	2,7	20,8	CORE	7,6
143	PK-G17	2203,86	Shaly Sandstone	57,2	0,0	6,6	3,8	0,8	0,0	3,0	9,2	8,2	7,0	4,3	67,7	3,8	28,6	CORE	6,8
144	B-L-9	1433,34	Clean Sandstone	84,75	1,18	2,70	3,44	0,13	0,13	1,18	3,60	1,51	0,78	0,60	92,08	1,44	6,48	CORE	4,63
145	B-L-9	1435,07	Clean Sandstone	87,50	0,35	1,58	2,22	0,30	0,00	1,27	2,61	1,37	0,61	0,92	91,66	1,56	5,51	CORE	3,49
146	B-L-9	1435,85	Clean Sandstone	90,18	0,45	0,99	2,00	0,44	0,00	0,18	1,90	0,74	0,40	0,58	93,62	0,62	3,62	CORE	2,19
147	B-L-9	1436,75	Clean Sandstone	93,95	0,60	0,79	1,37	0,07	0,00	0,21	1,51	0,41	0,39	0,25	96,70	0,27	2,56	CORE	1,58
148	B-L-9	1437,40	Clean Sandstone	94,06	0,44	0,90	0,95	0,14	0,00	0,25	1,07	0,42	0,31	0,21	96,36	0,39	2,01	CORE	1,20
149	B-L-9	1438,44	Clean Sandstone	93,76	0,60	0,79	2,14	0,00	0,00	0,11	1,48	0,27	0,23	0,16	97,30	0,11	2,14	CORE	2,25
150	B-L-9	2195,01	Shaly Sandstone	60,74	0,00	6,90	7,53	0,00	0,00	3,20	8,49	6,82	1,92	4,41	75,16	3,20	21,63	CORE	10,73
151	B-L-9	2195,19	Clean Sandstone	78,75	0,57	2,39	1,26	0,00	10,05	0,19	2,81	2,06	0,73	1,18	82,97	10,24	6,79	CORE	1,46
152	B-L-9	2195,34	Clean Sandstone	76,09	0,62	3,08	2,27	0,00	8,52	1,32	3,50	2,22	0,89	1,49	82,06	9,84	8,09	CORE	3,60
153	B-L-9	2196,12	Clean Sandstone	83,80	0,63	2,46	3,57	0,00	0,00	1,12	3,66	1,95	0,90	1,39	90,45	1,12	7,90	CORE	4,69
154	B-L-9	2196,27	Clean Sandstone	84,76	0,64	2,27	3,00	0,00	0,00	2,77	3,02	1,89	0,48	1,17	90,67	2,77	6,56	CORE	5,77
155	B-L-9	2196,51	Shaly Sandstone	78,83	0,32	2,44	4,99	0,14	0,12	1,74	4,95	3,33	0,86	1,95	86,58	2,01	11,10	CORE	6,73
156	B-L-9	2197,50	Clean Sandstone	87,36	0,00	4,04	1,98	0,00	0,00	0,09	3,23	1,66	0,57	0,84	93,38	0,09	6,30	CORE	2,07
157	B-L-9	2201,15	Clean Sandstone	93,11	0,00	2,49	0,96	0,00	0,00	0,14	1,96	0,68	0,33	0,33	96,56	0,14	3,30	CORE	1,10
158	B-L-9	2201,38	Clean Sandstone	89,54	0,00	2,94	2,04	0,00	0,00	0,09	2,89	1,05	0,46	0,49	94,52	0,09	4,89	CORE	2,13
159	B-L-9	2201,59	Clean Sandstone	93,26	0,21	2,98	0,65	0,00	0,00	0,10	1,64	0,63	0,14	0,29	97,10	0,10	2,69	CORE	0,76
160	B-L-9	2202,02	Clean Sandstone	86,22	0,28	5,51	1,03	0,00	0,38	0,62	3,14	1,53	0,59	0,29	93,05	0,99	5,55	CORE	1,65
161	B-L-9	2202,18	Clean Sandstone	86,65	0,39	4,14	0,95	0,00	1,04	0,73	3,17	1,48	0,57	0,29	92,13	1,77	5,50	CORE	1,68

Tabel 5.5 Data SEM

Sumur	Kedalaman (mTVDSS)	Foto SEM	
		15 nm	15 nm
B-L-9	1433,34		
	1435,85		
	1437,40		
	1438,44		
	2195,34		

	2196.51		
--	---------	-----------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

## **BAB VI**

### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

Daerah penelitian berada di Lapangan “CASS” Cekungan Kalimantan Timur, pada Formasi Kampungbaru. Penelitian ini menggunakan data dari 5 sumur yaitu sumur PK-G17, PK-C1, PK-A8, PK-G6 dan B-L-9. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari mineral diagenetik terhadap nilai porositas efektif (PHIE). Data log sumur digunakan untuk menentukan atau mengidentifikasi litologi batuan, kemenerusan lapisan, lingkungan pengendapan. Penelitian ini dilakukan dengan mengintegrasikan data log sumur, data core, dan data petrografi.

#### **6.1 Analisis Fasies Pengendapan dan Lingkungan Pengendapan**

Analisis fasies dilakukan dengan observasi pada deskripsi *Core* dan data *Wireline Log*. Data wireline log yang berasal dari 5 sumur ( B-L-9, PKG-6, PKA-8, PKC-1, dan PKG -17) untuk dilakukan analisis fasies dan lingkungan pengendapan dan laporan Core. Litologi yang ditemukan berdasarkan hasil interpretasi secara garis besar adalah batupasir, batulempung, serpih, batubara dan batugamping.

Pada data core sumur B-L9 menunjukkan adanya litologi batupasir dengan struktur *flaser* dan silangsiur. Menurut model Allen (1996) asosiasi fasies *distributary channel* memiliki struktur berupa silang siur. Asosiasi fasies *marsh* merupakan penciri pembawa material batubara. Berdasarkan asosiasi fasies *distributary channel* dan *marsh* diinterpretasikan sebagai lingkungan pengendapan *delta plain*. Asosiasi fasies dengan gangguan ataupun pengaruh marine dengan ciri litologi ditemukan material batugamping diinterpretasikan sebagai endapan dari lingkungan pengendapan *delta front*. Lingkungan pengendapan prodelta diinterpretasikan dengan ditemukannya endapan batulempung tebal serta adanya indikasi bioturbasi yang kuat.

##### **6.1.1 Analisis Sumur B-L-9**

###### **6.1.1.1 Litofasies**

Data deskripsi core digunakan untuk menginterpretasi fasies dengan data berupa litologi yang ada dibawah permukaan. Laporan deskripsi batuan inti sumur B-L-9 pada kedalaman 1417,3 meter hingga 1445.3 meter. Observasi yang dilakukan meliputi jenis litologi, warna batuan, ukuran butir, komposisi dan struktur sedimen.

Dari hasil deskripsi dan analisis batuan inti Sumur B-L-9 dijumpai delapan litofasies batuan (**Gambar 6.1**) penentuan litofasies berdasarkan fasies batuan Maurice Tucker, 1982.

Litofasies terdiri atas, empat litofasies batupasir dan empat litofasies batulempung. Adapun penjelasan atas delapan litofasies batuan yang disebutkan sebagai berikut :

1. *Massive Claystone* (Cm1)

Batulempung berwarna abu abu gelap, berukuran lempung ( $<0,004\text{mm}$ ) dengan struktur massive.

2. *Bioturbated Claystone* (Cb1)

Batulempung berwarna abu-abu kehitaman, berukuran lempung ( $<0,004$ ) yang terbioturbasi lemah hingga kuat.

3. *Massive Very Fine Sandstone* (vfSm)

Batupasir berwarna abu abu, berukuran pasir sangat halus ( $0,0625 - 0,125\text{mm}$ ) yang terdapat endapan banjir halus dengan struktur massive.

4. *Bioturbated Very Fine Sandstone* (vfSb)

Batupasir berwarna abu abu, berukuran pasir sangat halus ( $0,0625-0,125\text{mm}$ ) yang terdapat pecahan organik dan terbioturbasi menengah.

5. *Flaser Medium Sandstone* (mSf)

Batupasir berwarna coklat, berukuran pasir sedang ( $0,25-0,5\text{mm}$ ) terdapat pecahan organik dengan struktur flaser.

6. *Cross Bedding Coarse Sandstone* (cScb)

Batupasir berwarna coklat, berukuran pasir kasar – pasir sedang ( $0,25 - 1\text{mm}$ ) dengan struktur silang siur.

7. *Bioturbated Claystone* (Cb2)

Batulempung berwarna abu abu kehitaman, terdapat sisipan pasir halus, berukuran lempung ( $<0,004\text{mm}$ ) terdapat kehadiran nodul siderite yang mengalami bioturbasi.

8. *Massive Claystone* (Cm2)

Batulempung berwarna abu abu kehitaman, berukuran lempung ( $<0,004\text{mm}$ ) dengan sisipan pasir sangat halus struktur massive.

#### 6.1.1.2 Fasies Pengendapan

Analisis fasies dilakukan dengan mengintegrasikan deskripsi core dengan metode elektrofasis berdasarkan pola log *gamma ray* menurut Kendall (2003) dan juga didukung dengan studi geologi regional daerah Delta Mahakam. Pada pola *gamma ray* pada interval penelitian dijumpai elektrofasis berupa *cylindrical* dan *irregular* (**Gambar 6.1**).

Berikut analisis fasies pengendapan dan lingkungan pengendapan dikempokkan berdasarkan interval :

1. Interval kedalaman 1417.3 – 1431.3 meter

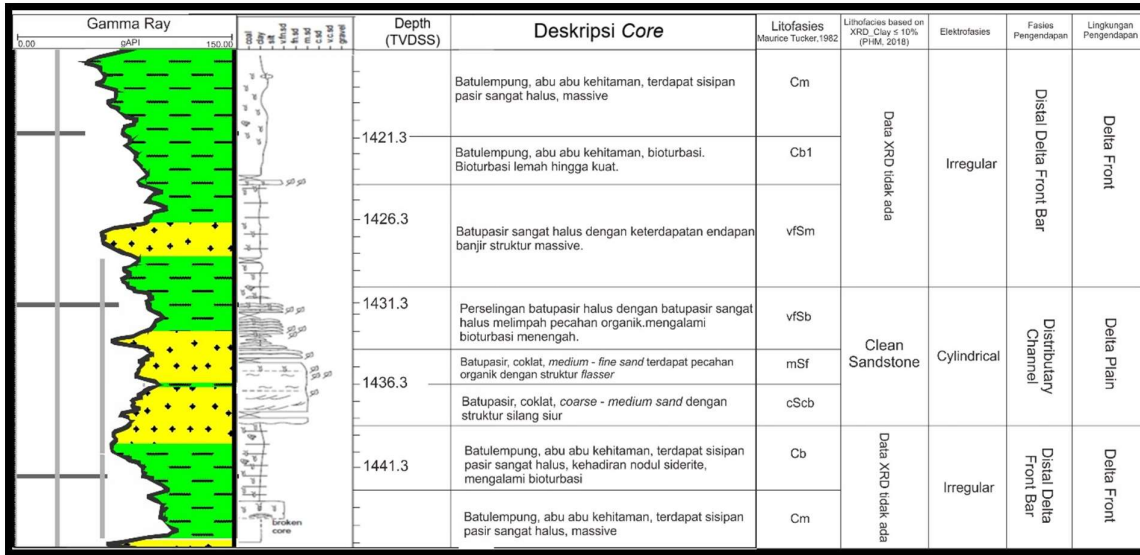
Dijumpai fasies batuan *Massive Claystone* (Cm1), *Bioturbated Claystone* (cb1), dan *Massive Very Fine Sandstone* (vfSm). Pada kedalaman ini lapisan batulempung massive menunjukkan bahwa lingkungan pada saat itu relative tenang sehingga dapat mengendapkan batulempung massive dan terdapat batulempung yang terbioturbasi menandakan bahwa lingkungan pengendapan dipengaruhi oleh arus maupun gelombang. Berdasarkan Coleman dan Prior, 1980 lingkungan yang berasosiasi dengan arus dan gelombang ialah lingkungan delta. Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.1**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *distal delta front bar* dengan lingkungan pengendapan *delta front*.

2. Interval 1431.3 – 1438.3 meter

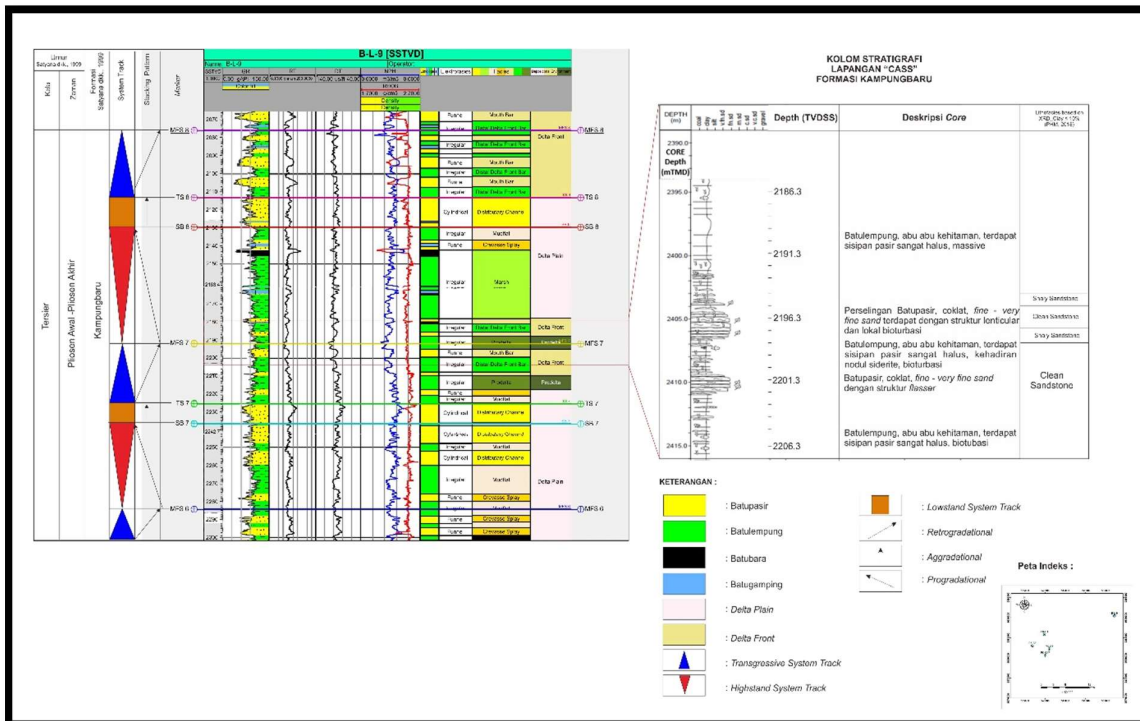
Pada interval ini dijumpai fasies batuan *Bioturbated Very Fine Sandstone* (vfSb), *Flasser Medium Sandstone* (mSf) dan *Cross Bedding Coarse Sandstone* (cScb). Berdasarkan deskripsi inti batuan terdapat kehadiran material organik menandakan adanya sisa tumbuhan pada batuan inti dan batuan mengalami bioturbasi sehingga menandakan interval ini berada pada fasies zona transisi. Pada interval ini juga ditemukan struktur silang siur dan *flasser*. Berdasarkan Nichols, 2009 struktur *flasser* dihasilkan akibat variasi arus maupun energi yang menghasilkan struktur perselingan antara pasir dan lempung dengan dominasi pasir. Sedangkan struktur silang siur dihasilkan adanya arus traksi. Pola *gamma ray* pada interval ini menunjukkan pola *cylindrical* (**Gambar 6.1**) pada material batupasir dan berdasarkan hasil XRD interval ini termasuk dalam satuan kelompok *clean sandstone*. Menurut model Allen, 1998 asosiasi fasies dengan struktur silang siur dan *flasser* ialah fasies *distributary channel* yang merupakan lingkungan pengendapan *delta plain*.

3. Interval 1438.3 – 1445.3 meter

Pada interval ini dijumpai *Bioturbated Claystone* (Cb2) dan *Massive Claystone* (Cm2). Dengan terdapatnya nodul siderite ( $\text{FeCO}_3$ ) teroksidasi pada bagian batulempung sebagai bukti bahwa endapan sedimen ini terendapkan pada lingkungan delta (Maurice Tucker, 1982). Pada interval ini diketahui juga bahwa tingkat bioturbasi dari bawah keatas tetap ada dan mengindikasikan bahwa lingkungan berasosiasi dengan laut. Berdasarkan pola *gamma ray* interval ini menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.1**) pada material batulempung. Disimpulkan bahwa interval ini berasosiasi dengan fasies *distal delta front bar* lingkungan pengendapan *delta front*.



Gambar 6. 1 Sumur B-L-9 pada Interval 1417.3 - 1445.3 mTVDSS



Gambar 6. 2 Sumur B-L-9

## 6.1.2 Analisis Sumur PKG-17

### 6.1.2.1 Litofasies

Data deskripsi core digunakan untuk menginterpretasi fasies dengan data berupa litologi yang ada dibawah permukaan. Laporan deskripsi batuan inti sumur PKG-17 pada kedalaman 2176.29 meter hingga 2203.39 meter. Observasi yang dilakukan meliputi jenis litologi, warna batuan, ukuran butir, komposisi dan struktur sedimen.

Dari hasil deskripsi dan analisis batuan inti Sumur PKG-17 dijumpai tujuh litofasies batuan (**Gambar 6.3**), penentuan litofasies berdasarkan fasies batuan Maurice Tucker, 1982. Litofasies terdiri atas, satu litofasies batupasir dan enam litofasies batulempung. Adapun penjelasan atas delapan litofasies batuan yang disebutkan sebagai berikut :

1. *Lenticular Claystone* (C11)

Batulempung berwarna abu abu kehitaman, berukuran lempung ( $<0,004\text{mm}$ ) dengan struktur lentikular batulanau yang melensa.

2. *Bioturbated Claystone* (Cb1)

Batulempung berwarna abu-abu kehitaman, berukuran lempung ( $<0,004$ ) yang terbioturbasi lemah.

3. *Lenticular Claystone* (C12)

Batulempung dengan ukuran lempung ( $<0,004\text{ mm}$ ) dengan struktur lentikular. Terdapat nodul siderite.

4. *Massive Claystone* (Cm)

Batulempung berwarna abu abu kehitaman dengan terdapat kelimpahan nodul siderite.

5. *Wavy Laminated Fine Sandstone* (fSw1)

Batupasir berwarna kecoklatan, berukuran pasir halus ( $0,0625-0,125\text{mm}$ ) dengan struktur ripple dan laminasi bergelombang yang mengalami bioturbasi lemah dan terdapat kelimpahan nodul siderite.

6. *Bioclastic Claystone* (Cbi1)

Batulempung berwarna abu abu kehitaman, berukuran lempung ( $<0,004\text{mm}$ ) terdapat pecahan terumbu dengan fragmen coral, brachiopoda dan gastropoda

7. *Bioclastic Claystone* (Cbi2)

Batulempung berwarna abu abu kehitaman, berukuran lempung ( $<0,004\text{mm}$ ) terdapat sedikit brachiopoda dan cangkang gastropoda.

#### 6.1.2.2 Fasies Pengendapan

1. Interval 2176,29 – 2186,29 meter

Pada interval ini dijumpai litofasies *Lenticular Claystone* (C11), dimana litofacies ini terdapat batulanau yang melensa akibat arus gelombang yang berbeda. Dengan terdapat intensitas bioturbasi sehingga menunjukkan interval ini berada paada zona transisi yang kaya akan aktivitas tumbuhan. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.3**) pada material halus dengan terdapat litofasies Shale



berdasarkan XRD. Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu Prodelta dengan lingkungan pengendapan *Prodelta*.

2. Interval 2186,29 – 2194,29 meter

Pada interval ini dijumpai litofasies *Bioturbated Claystone* (Cb) dan *Lenticular Claystone* (Cl2). Pada interval ini terdapat aktivitas organisme sehingga adanya indikasi batuan yang mengalami bioturbasi serta terdapatnya fragmen nodul siderite sebagai penciri lingkungan delta. Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.3**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *distal delta front bar* dengan lingkungan pengendapan *delta front*.

3. Interval 2191,29 – 2196,29 meter

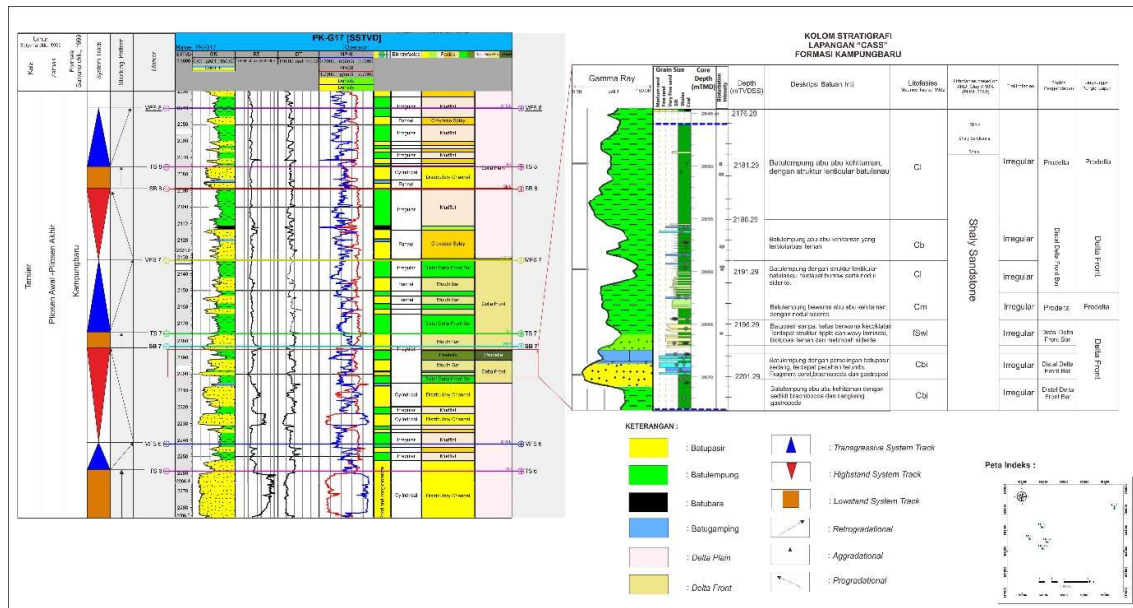
Pada interval ini ditemukan litofasies *Massive Claystone* (Cm) dengan keterdapat nodul sedimen. Ciri litologi yang menunjukkan adanya gelombang energi yang rendah saat masa pengendapan. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.3**) pada material halus dengan terdapat litofasies Shale berdasarkan XRD. Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu Prodelta dengan lingkungan pengendapan *Prodelta*.

4. Interval 2196,26 – 2198,29 meter

Pada interval ini ditemukan litofasies *Wavy Laminated Fine Sandstone* (fSwl) dengan kehadiran dominasi batupasir, dijumpai bahwa batuan mengalami bioturbasi lemah dan terdapat kelimpahan nodul siderite serta struktur ripple yang sedikit. Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.3**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *distal delta front bar* dengan lingkungan pengendapan *delta front*.

5. Interval 2198,29 -2203,29 meter

Pada interval ini ditemukan litofasies bioclastic claystone (Cbi) dengan terdapatnya batupasir karbonatan serta pecahan terumbu. Terdapat fragment koral, brachiopoda serta cangkang gastropoda. Hal ini mengindikasikan bahwa lingkungan berada pada pengaruh laut dengan keadaan tenang. Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.3**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *distal delta front bar* dengan lingkungan pengendapan *delta front*.



Gambar 6. 3 Sumur PKG-17 pada interval 2176.29 -2203.29 mTVDSS

### 6.1.3 Analisis Sumur PK-C1

#### 6.1.3.1 Litofasies

Untuk penentuan litofasies Clean Sandstone dan Shaly Sandstone, penulis menggunakan klasifikasi yang dimodifikasi oleh PT. Pertamina Hulu Mahakan (2018) menggunakan Total Clay Volume yang dihasilkan dari analisis XRD (VCL\_XRD), yaitu :

- CLEAN SST :  $VCL\_XRD \leq 10 \text{ w\%}$ .
- SHALY SST :  $10 \text{ w\%} < VCL\_XRD < 40 \text{ w\%}$

Total clay pada sumur PKC1 (Tabel 5.4) menunjukkan bahwa pada sumur ini terdapat litofasies Clean Sandstone dan Shaly Sandstone.

#### 6.1.3.2 Fasies Pengendapan

1. Interval 3251 – 3257 mTVDSS

Pada interval ini dijumpai litofasies *Clean Sandstone* dengan volume *clay total* (Tabel 5.4) yaitu 8%. Pada interval ini juga ditemukan adanya material carbonaceous dan pecahan batubara. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *funnel* (Gambar 6.4). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *Crevasse splay* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

2. Interval 3257 – 3260 mTVDSS

Pada interval ini ditemukan adanya fosil asterosoma dimana fosil ini mencirikan lingkungan berada atau berasosiasi dengan zona pasang surut. Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (Gambar 6.4) pada material halus

yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *mudflat* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

3. Interval 3260 – 3261 mTVDSS

Pada interval ini dijumpai litofasies *Shaly Sandstone* dengan volume *clay total* (**Tabel 5.4**) yaitu 11,8%. Pada interval ini juga ditemukan adanya material carbonaceous dan pecahan batubara. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *funnel* (**Gambar 6.4**). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *Crevasse Splay* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

4. Interval 3261 – 3265 mTVDSS

Pada interval ini dijumpai litofasies *Shaly Sandstone* dengan volume *clay total* (**Tabel 5.4**) yaitu 10,5%. Pada interval ini ditemukan adanya fosil asterosoma dimana fosil ini mencirikan lingkungan berada atau berasosiasi dengan zona pasang surut. Ditemukan juga adanya fosil jejak *Ophiomorpha* sebagai penciri lingkungan laut atau air payau/transisi. Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.4**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *mudflat* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

5. Interval 3265 – 3270 mTVDSS

Pada interval ini juga ditemukan adanya nodule *Chondrites* yang menunjukkan lingkungan transisi. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *cylindrical* (**Gambar 6.4**). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *distributary channel* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

6. Interval 3270 – 3283 mTVDSS

Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.4**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *mudflat* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

7. Interval 32983– 3290 mTVDSS

Pada Interval ini dijumpai batupasir tebal dengan pola elektrofases berupa *cylindrical*, sehingga di interpretasikan menunjukkan fasies *distributary channel* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

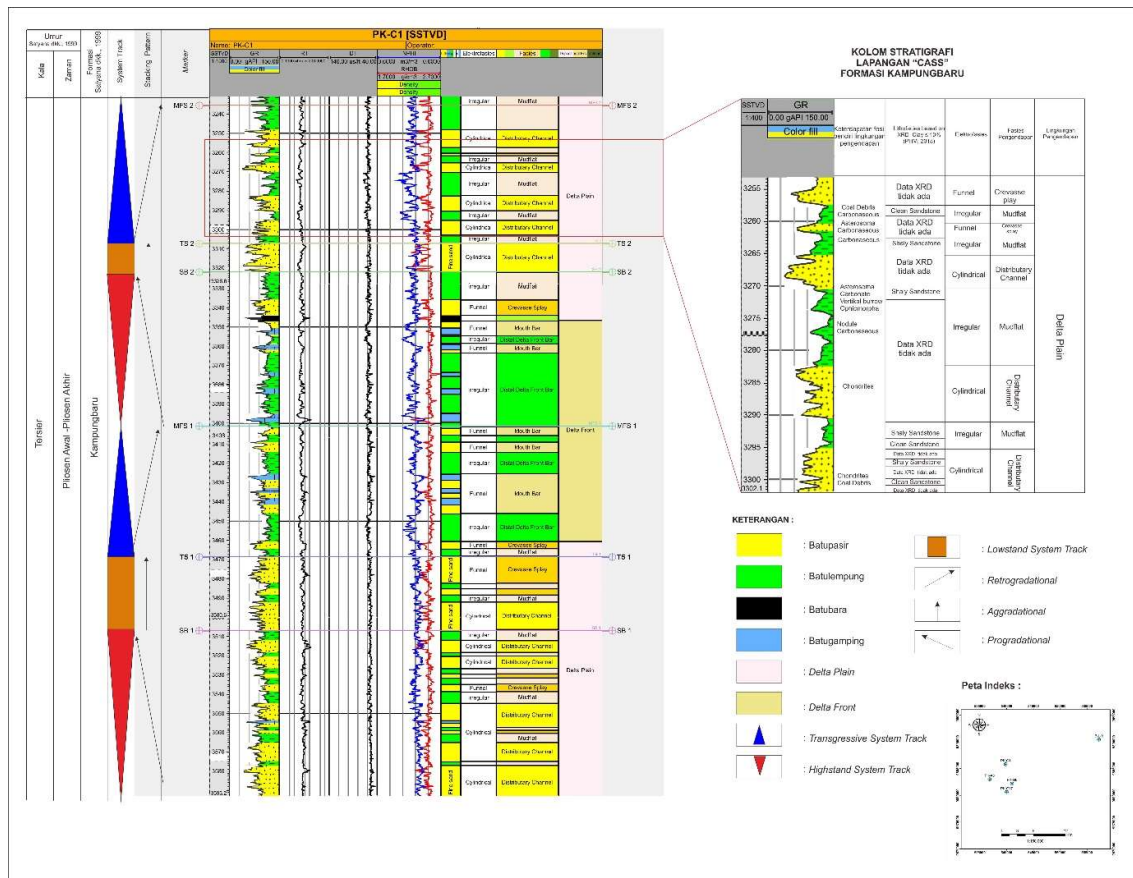
8. Interval 3290 – 3295 mTVDSS

Pada interval ini dijumpai litofasies *Shaly Sandstone* dengan volume *clay total* (**Tabel 5.4**) yaitu 20.4% dan 18.5% serta litofasies *Clean Sandstone* dengan volume *clay total*

yaitu 8.1%. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.4**). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *mudflat* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

9. Interval 3295 – 3300 mTVDSS

Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *cylindrical* (**Gambar 6.4**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *distributary channel* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.



Gambar 6. 4 Sumur PK-1 pada Interval 323 – 3302 mTVDSS

6.1.4 Analisis Sumur PK-G6

6.1.4.1 Litofasies

Untuk penentuan litofasies Clean Sandstone dan Shaly Sandstone, penulis menggunakan klasifikasi yang dimodifikasi oleh PT. Pertamina Hulu Mahakan (2018) menggunakan Total Clay Volume yang dihasilkan dari analisis XRD (VCL\_XRD), yaitu :

- CLEAN SST :  $VCL\_XRD \leq 10 \text{ w\%}$ .
- SHALY SST :  $10 \text{ w\%} < VCL\_XRD < 40 \text{ w\%}$

Total clay pada sumur PKG-6 (**Tabel 5.4**) menunjukkan bahwa pada sumur ini terdapat litofasies Clean Sandstone dan Shaly Sandstone.

#### 6.1.4.2 Fasies Pengendapan

- Interval 3282 – 3295

Pada interval ini dijumpai litofasies *Clean Sandstone* dengan volume *clay total* yaitu 10%. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *cylindrical* (**Gambar 6.5**). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *tributary channel* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

- Interval 3296 - 3297

Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.5**) pada material batubara, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *marsh* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

- Interval 3297 – 3298

Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *funnel* (**Gambar 6.5**). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *Creavasse Splay* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

- Interval 3298 – 3300

Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.5**) pada material batubara, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *marsh* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

- Interval 3300 – 3306

Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *cylindrical* (**Gambar 6.4**). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *tributary channel* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

- Interval 3306 - 3329

Pada interval ini dijumpai litofasies *Shaly Sandstone* dengan volume *clay total* (**Tabel 5.4**) yaitu 13.4% Pada interval ini pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *irregular* (**Gambar 6.5**) pada material halus yaitu batulempung, sehingga dapat diinterpretasikan bahwa interval ini menunjukkan fasies *mudflat* dengan lingkungan pengendapan *delta plain*.

- Interval 3329 – 3360

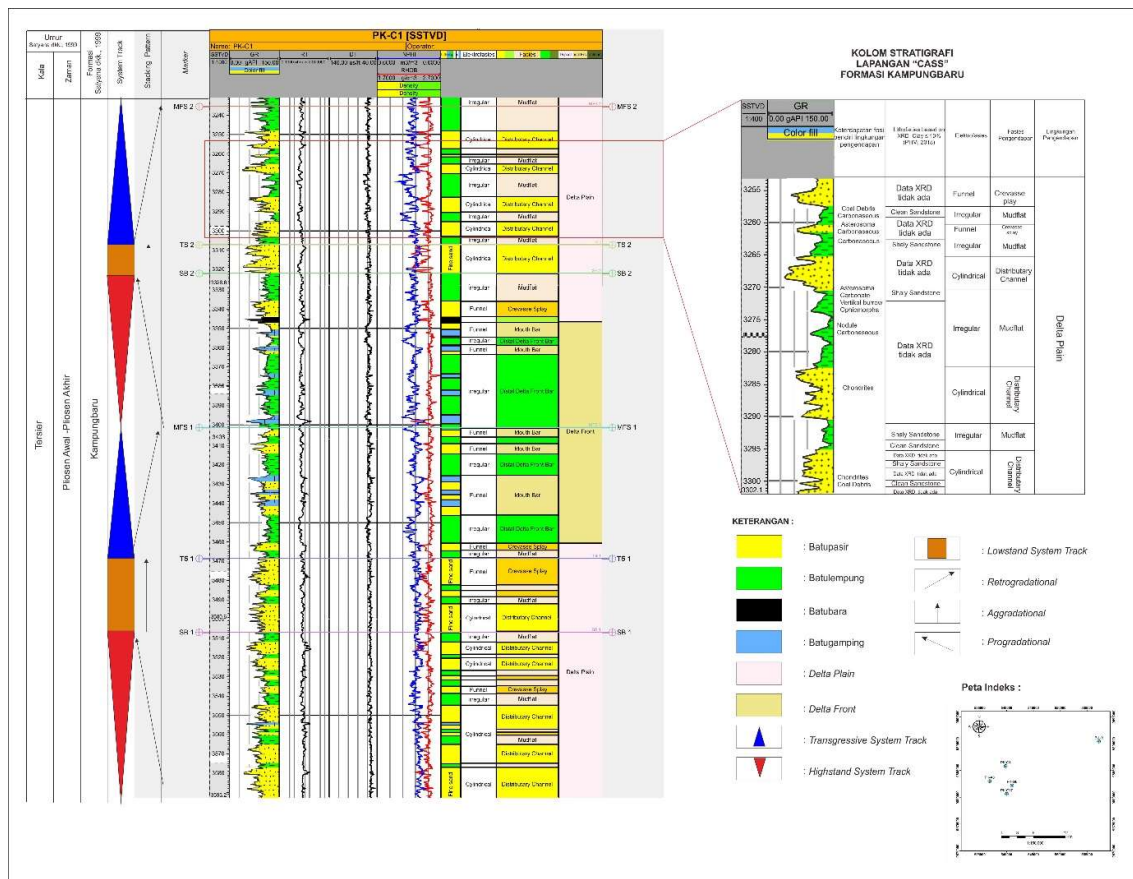
Pada interval ini dijumpai litofasies *Shaly Sandstone* dengan volume *clay total* (Tabel 5.4) yaitu 13.4% dan 23.2% serta litofasies *Clean Sandstone* dengan volume *clay total* yaitu 5.2% dan 5.7%. Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *cyindrical* (Gambar 6.5). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *distributary channel* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

- Interval 3360 – 3364

Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *Irregular* (Gambar 6.5). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *mudflat* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.

- Interval 3364 – 3389.8

Berdasarkan pola *gamma ray* menunjukkan pola berupa *cyindrical* (Gambar 6.5). Sehingga dapat disimpulkan asosiasi fasies pengendapan yaitu *distributary channel* dengan lingkungan pengendapan *Delta Plain*.



Gambar 6. 5 Sumur PKG-6 pada Interval 3282 - 3389.8 mTVDSS

## 6.2 Analisis Sikuen Marker Stratigrafi

### 6.2.1 Sumur PKG-6

Analisis sikuen stratigrafi pada sumur PKG-6 terdapat dua sikuen pengendapan. Sikuen pengendapan pertama dengan bottom sikuen pada kedalaman 3495 Mtvdss yang dicirikan dengan kontak batupasir dengan batulempung yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain. Top sikuen dijumpai pada kedalaman 3310 Mtvdss yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain. Selanjutnya Bottom sikuen pengendapan kedua terdapat pada kedalaman 3233 mtdvss dengan top sikuen pada kedalaman 3170 Mtvdss.

Pada sumur ini dijumpai 2 sikuen pengendapan yang terdapat marker pengendapan SB 1, TS 1, MFS 1, SB 2, TS 2 dan MFS 2. *Sequence boundary* (SB) pada log umumnya dicirikan oleh adanya perubahan secara tiba-tiba dari sedimen berbutir halus menjadi sedimen berbutir kasar, atau dapat dilihat pada pola log Gamma Ray yang berubah secara mendadak dari nilai Gamma Ray yang tinggi kemudian berubah menjadi nilai Gamma Ray yang rendah. Dimana SB 1 dijumpai pada kedalaman 3420 Mtvdss dengan ciri adanya pola pengkasaran keatas yang terdapat pada lingkungan pengendapan delta plain. TS 1 terdapat pada kedalaman 3380 Mtvdss dengan tebal 40 meter, pengendapan pada TS 1 memiliki pola adanya energi yang konstan sehingga terdapat endapan tebal dengan fasies pengendapan *distributary channel* dengan pola elektrofases *cylindrical*. *Maximum Flooding Surface* terletak pada bagian paling atas pada pola retrogradasi menandakan puncak banjir maksimum dan regional. Stacking pattern yang dibatasi oleh *Maximum Flooding Surface* adalah fining upward lalu coarsening upward. MFS 1 terdapat pada kedalaman 3310 mtdvss dengan ciri terdapat batulempung tebal yang menandakan adanya intensitas transgressive cukup signifikan yang terendapkan pada lingkungan pengendapan prodelta. SB 2 terdapat pada kedalaman 3233 mtdvss dengan ciri kontak antara batulempung tebal dengan batupasir dimana terdapat pola pengkasaran keatas yang cukup tebal yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain menuju delta front dengan ciri litologi tingginya sisipan batugamping. TS 2 terdapat pada kedalaman 3215 mtdvss dengan ciri perselingan batupasir dan batulempung dan MFS 2 terdapat pada kedalaman 3170 mtdvss dengan pola penghalusan keatas dimana adanya pola batulempung tebal serta terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front.

Pada sumur ini terdiri atas 3 system tract yaitu *Transgressive System Tract* (TST), *Highstand System Tract* (HST), dan *Lowstand System Tract* (LST). TST dicirikan dengan pola retrogradasional yaitu pola penumpukan menghalus ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih kecil dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang dapat dilihat dari kurva log dengan nilai





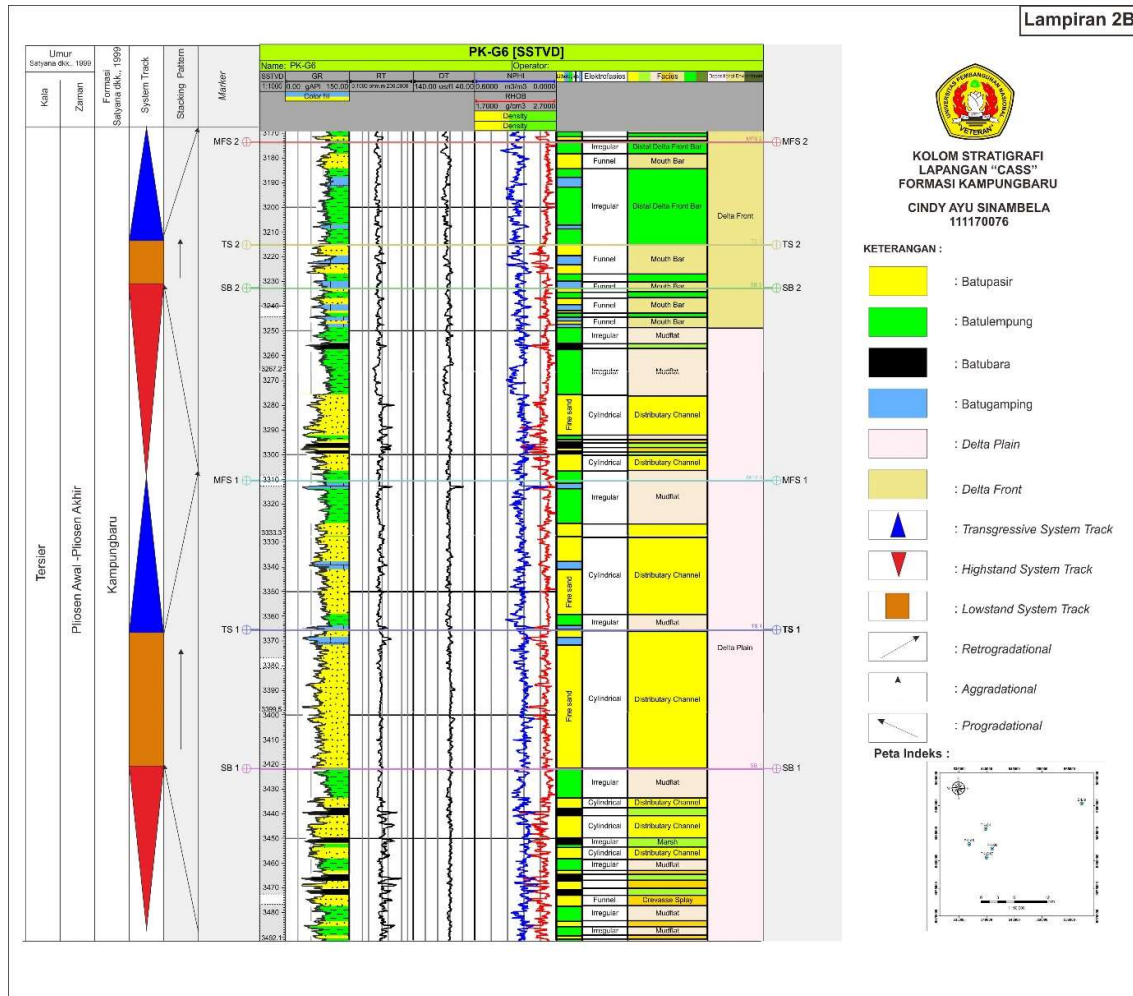


dengan kontak batupasir dengan batulempung yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain. Top sikuen dijumpai pada kedalaman 3235 Mtvdss yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front. Selanjutnya Bottom sikuen pengendapan kedua terdapat pada kedalaman 3320 mtdvss dengan top sikuen pada kedalaman 3240 Mtvdss.

Pada sumur ini dijumpai 2 sikuen pengendapan yang terdapat marker pengendapan SB 1, TS 1, MFS 1, SB 2, TS 2 dan MFS 2. *Sequence boundary* (SB) pada log umumnya dicirikan oleh adanya perubahan secara tiba-tiba dari sedimen berbutir halus menjadi sedimen berbutir kasar, atau dapat dilihat pada pola log Gamma Ray yang berubah secara mendadak dari nilai Gamma Ray yang tinggi kemudian berubah menjadi nilai Gamma Ray yang rendah. Dimana SB 1 dijumpai pada kedalaman 3509 Mtvdss dengan ciri adanya pola pengkasaran keatas yang terdapat pada lingkungan pengendapan delta plain. TS 1 terdapat pada kedalaman 3469 Mtvdss, pengendapan pada TS 1 memiliki pola adanya energi yang konstan sehingga terdapat endapan tebal dengan fasies pengendapan *distributary channel* dengan pola elektrofasis *cylindrical*. *Maximum Flooding Surface* terletak pada bagian paling atas pada pola retrogradasi menandakan puncak banjir maksimum dan regional. Stacking pattern yang dibatasi oleh *Maximum Flooding Surface* adalah fining upward lalu coarsening upward. MFS 1 terdapat pada kedalaman 3400 mtdvss dengan ciri terdapat batulempung tebal yang menandakan adanya intensitas transgressive cukup signifikan yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front. SB 2 terdapat pada kedalaman 3320 mtdvss dengan ciri kontak antara batulempung tebal dengan batupasir dimana terdapat pola pengkasaran keatas yang cukup tebal yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front menuju delta plain. TS 2 terdapat pada kedalaman 3310 mtdvss dengan ciri perselingan batupasir dan batulempung dan MFS 2 terdapat pada kedalaman 3240 mtdvss dengan pola penghalusan keatas dimana adanya pola batulempung tebal serta terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain.

Pada sumur ini terdiri atas 3 system tract yaitu *Transgressive System Tract* (TST), *Highstand System Tract* (HST), dan *Lowstand System Tract* (LST). TST dicirikan dengan pola retrogradasional yaitu pola penumpukan menghalus ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih kecil dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang dapat dilihat dari kurva log dengan nilai Gamma Ray lebih rendah ke arah nilai Gamma Ray lebih tinggi. Hal ini dapat dilihat dari batas marker TS 1 dengan MFS 1 dan batas marker TS 2 dengan MFS 2. HST dicirikan dengan pola progradasional yaitu pola penumpukan mengkasar ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih besar dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang ditunjukkan pada batas awal mula peristiwa pengkasaran hingga batas marker SB 1 dan batas MFS 1 hingga batas atas SB 2.

*Lowstand System Tract (LST)* merupakan semua endapan sedimen yang terakumulasi selama periode muka air laut rendah. Proses pengendapan dan pola penumpukan dari endapan ini didominasi oleh agradasi dan progradasi yang mengisi pada cekungan. Pada sumur ini ditunjukkan dengan bagian bawah dibatasi oleh SB 1 dan bagian atas dibatasi oleh TS 1 serta bagian bawah dibatasi oleh SB 2 dan bagian atas dibatasi oleh TS 2.



**Gambar 6. 7** Stratigrafi Sumur PKC-1

### 6.2.3 Sumur B-L-9

Analisis sikuen stratigrafi pada sumur B-L-9 terdapat dua sikuen pengendapan. Sikuen pengendapan pertama dengan bottom sikuen pada kedalaman 2235 Mtvds yang dicirikan dengan kontak batupasir dengan batulempung yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain. Top sikuen dijumpai pada kedalaman 2193 Mtvds yang terendapkan pada lingkungan pengendapan prodelta. Selanjutnya Buttom sikuen pengendapan kedua terdapat pada kedalaman 2130 mtdvs dengan top sikuen pada kedalam 2070 Mtvds.

Pada sumur ini dijumpai 2 sikuen pengendapan yang terdapat marker pengendapan SB 7, TS 7, MFS 7, SB 8, TS 8 dan MFS 8. *Sequence boundary* (SB) pada log umumnya dicirikan oleh adanya perubahan secara tiba-tiba dari sedimen berbutir halus menjadi sedimen berbutir kasar, atau dapat dilihat pada pola log Gamma Ray yang berubah secara mendadak dari nilai Gamma Ray yang tinggi kemudian berubah menjadi nilai Gamma Ray yang rendah. Dimana SB 7 dijumpai pada kedalaman 2235 Mtvdss dengan ciri adanya pola pengkasaran keatas yang terdapat pada lingkungan pengendapan delta plain. TS 7 terdapat pada kedalaman 2225 Mtvdss, pengendapan pada TS 7 memiliki pola elektrofases *cylindrical* dengan fasies *distributary channel*. *Maximum Flooding Surface* terletak pada bagian paling atas pada pola retrogradasi menandakan puncak banjir maksimum dan regional. Stacking pattern yang dibatasi oleh *Maximum Flooding Surface* adalah fining upward lalu coarsening upward. MFS 7 terdapat pada kedalaman 2193 mtvdss dengan ciri terdapat batulempung tebal yang menandakan adanya intensitas transgressive cukup signifikan yang terendapkan pada lingkungan pengendapan prodelta. SB 8 terdapat pada kedalaman 2130 mtvdss dengan ciri kontak antara batulempung tebal dengan batupasir dimana terdapat pola pengkasaran keatas yang cukup tebal yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front menuju delta plain. TS 8 terdapat pada kedalaman 2115 mtvdss dengan ciri endapan batupasir tebal dengan fasies *distributary channel* pada lingkungan pengendapan delta plain dan MFS 8 terdapat pada kedalaman 2070 mtvdss dengan pola penghalusan keatas dimana adanya pola batulempung tebal serta terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front.

Pada sumur ini terdiri atas 3 system tract yaitu *Transgressive System Tract* (TST), *Highstand System Tract* (HST), dan *Lowstand System Tract* (LST). TST dicirikan dengan pola retrogradasional yaitu pola penumpukan menghalus ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih kecil dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang dapat dilihat dari kurva log dengan nilai Gamma Ray lebih rendah ke arah nilai Gamma Ray lebih tinggi. Hal ini dapat dilihat dari batas marker TS 7 dengan MFS 7 dan batas marker TS 8 dengan MFS 8. HST dicirikan dengan pola progradasional yaitu pola penumpukan mengkasar ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih besar dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang ditunjukkan pada batas awal mula peristiwa pengkasaran hingga batas marker SB 7 dan batas MFS 7 hingga batas atas SB 8. LST merupakan semua endapan sedimen yang terakumulasi selama periode muka air laut rendah. Proses pengendapan dan pola penumpukan dari endapan ini didominasi oleh agradasi dan progradasi yang mengisi pada cekungan. Pada sumur ini ditunjukkan dengan bagian bawah

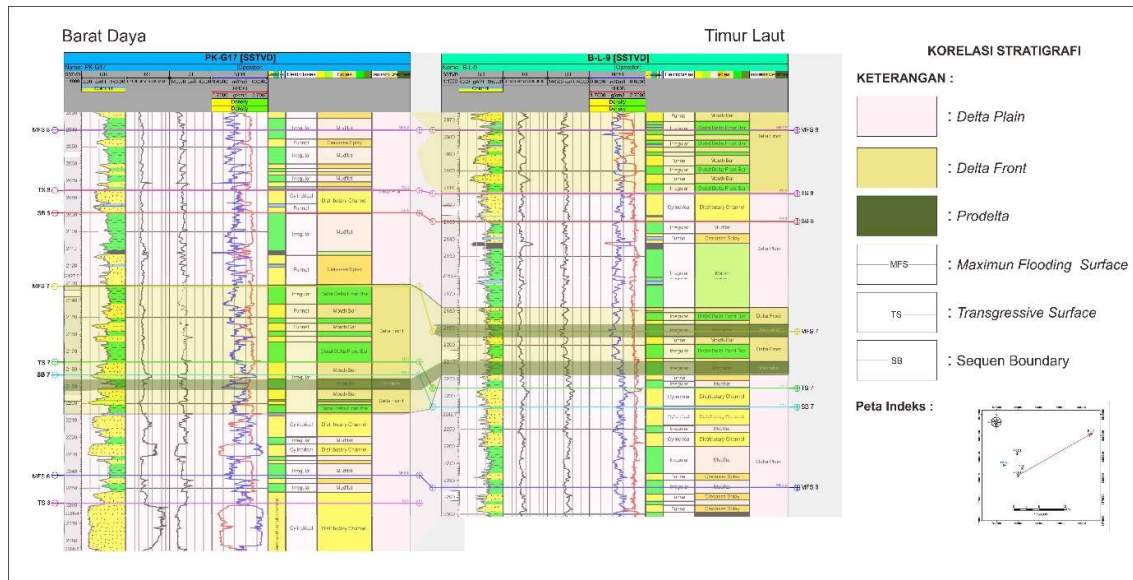


SB 7 dijumpai pada kedalaman 2185 Mtvdss dengan ciri adanya pola pengkasaran keatas yang terdapat pada lingkungan pengendapan delta front. TS 7 terdapat pada kedalaman 2175 Mtvdss, pengendapan pada TS 7 memiliki pola elektrofases *funnel* dengan fasies *mouth bar*. *Maximum Flooding Surface* terletak pada bagian paling atas pada pola retrogradasi menandakan puncak banjir maksimum dan regional. Stacking pattern yang dibatasi oleh *Maximum Flooding Surface* adalah fining upward lalu coarsening upward. MFS 7 terdapat pada kedalaman 2130 mtdvss dengan ciri terdapat batulempung tebal yang menandakan adanya intensitas transgressive cukup signifikan yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta front. SB 8 terdapat pada kedalaman 2090 mtdvss dengan ciri kontak antara batulempung tebal dengan batupasir dimana terdapat pola pengkasaran keatas yang cukup tebal yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain. TS 8 terdapat pada kedalaman 2075 mtdvss dengan ciri endapan batupasir tebal dengan fasies *distributary channel* pada lingkungan pengendapan delta plain dan MFS 8 terdapat pada kedalaman 2040 mtdvss dengan pola penghalusan keatas dimana adanya pola batulempung tebal serta terendapkan pada lingkungan pengendapan delta plain.

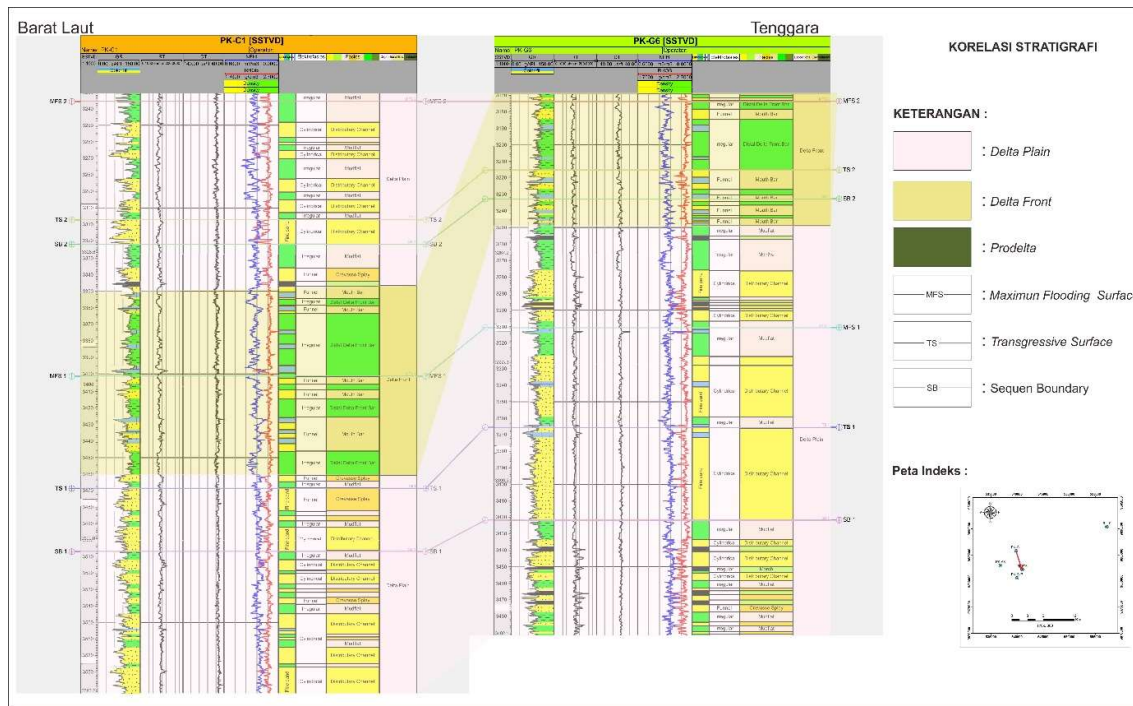
Pada sumur ini terdiri atas 3 system tract yaitu *Transgressive System Tract* (TST), *Highstand System Tract* (HST), dan *Lowstand System Tract* (LST). TST dicirikan dengan pola retrogradasional yaitu pola penumpukan menghalus ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih kecil dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang dapat dilihat dari kurva log dengan nilai Gamma Ray lebih rendah ke arah nilai Gamma Ray lebih tinggi. Hal ini dapat dilihat dari batas marker TS 7 dengan MFS 7 dan batas marker TS 8 dengan MFS 8. HST dicirikan dengan pola progradasional yaitu pola penumpukan mengkasar ke arah atas, dimana laju sedimentasi lebih besar dibandingkan dengan akomodasi cekungan yang ditunjukkan pada batas awal mula peristiwa pengkasaran hingga batas marker SB 7 dan batas MFS 7 hingga batas atas SB 8. LST merupakan semua endapan sedimen yang terakumulasi selama periode muka air laut rendah. Proses pengendapan dan pola penumpukan dari endapan ini didominasi oleh aggradasi dan progradasi yang mengisi pada cekungan. Pada sumur ini ditunjukkan dengan bagian bawah dibatasi oleh SB 7 dan bagian atas dibatasi oleh TS 7 serta bagian bawah dibatasi oleh SB 8 dan bagian atas dibatasi oleh TS 8.







**Gambar 6. 10** Korelasi Stratigrafi Lintasan 1

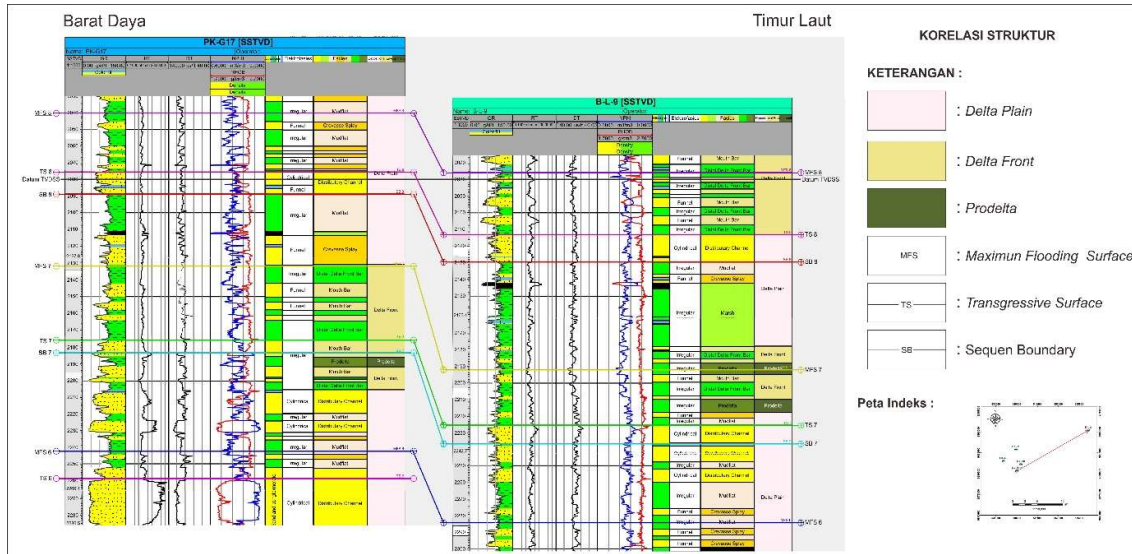


**Gambar 6. 11** Korelasi Stratigrafi Lintasan 2

### 6.4 Korelasi Struktur

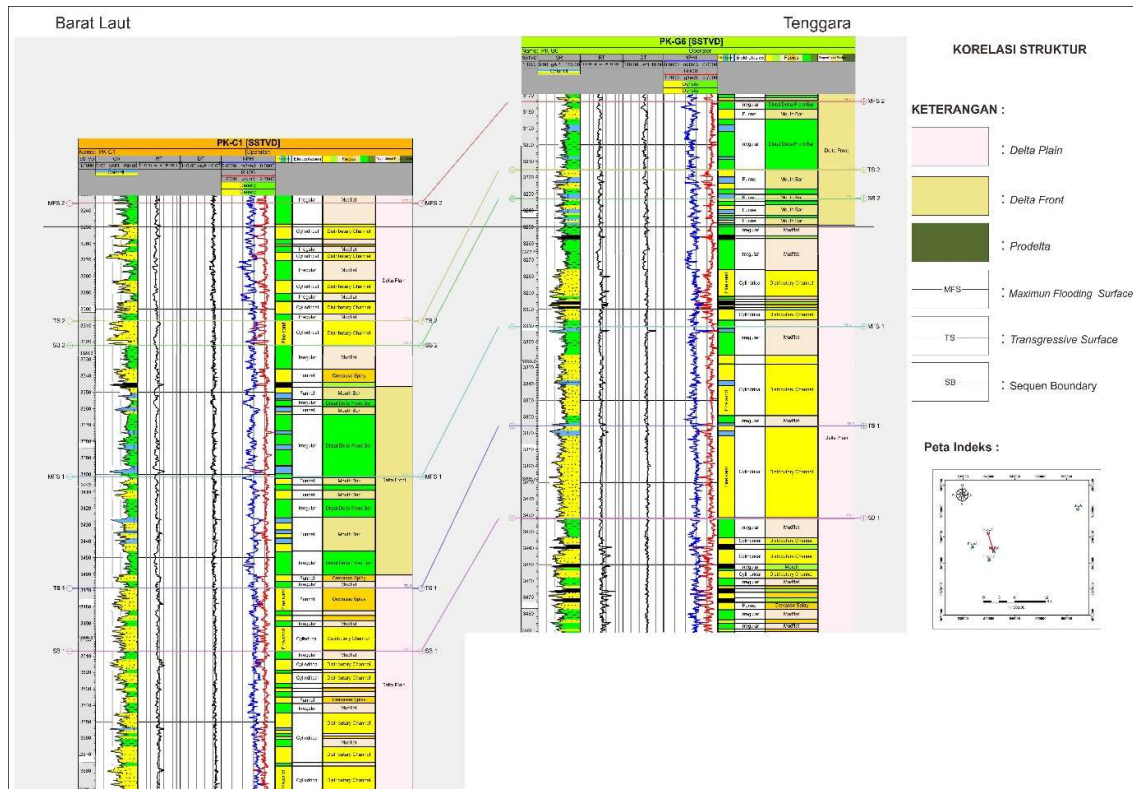
Korelasi Struktur merupakan salah satu metode korelasi yang bertujuan untuk mengetahui kondisi bawah permukaan masa kini. Artinya kita dapat mengetahui kondisi bawah permukaan setelah mengalami tektonik selama terjadinya pengendapan maupun setelah pengendapan berlangsung. Korelasi struktur pada penelitian ini dilakukan dengan mengkorelasi 2 lintasan yaitu sumur PKG-17 dengan B-L-9 dan Sumur PKC-1 dengan PKG-6. Korelasi struktur dilakukan pada lintasan berarah Baratdaya – Timurlaut dan lintasan berarah

Baratlaut - Tenggara. Datum yang digunakan sebagai penunjuk yaitu Datum kedalaman pada 2060 m TVDSS pada lintasan 1 (**Gambar 6.12**) dan 3180 m TVDSS pada lintasan 2 (**Gambar 6.13**). Hasil korelasi menunjukkan adanya perbedaan kedalaman dari marker. Dimana pada lintasan Baratdaya – Timur laut menunjukkan bahwa pada arah Timurlaut bagian dari downdip sedangkan bagian Baratdaya bagian updip. Korelasi lintasan Baratlaut – Tenggara menunjukkan bahwa pada bagian barat laut ialah bagian downdip dan bagian Tenggara merupakan bagian updip.



**Gambar 6. 12** Korelasi Struktur Lintasan 1





Gambar 6. 13 Korelasi Struktur Lintasan 2

## 6.5 Implikasi Lingkungan Pengendapan dan Komposisi Mineralogi terhadap Kualitas Reservoir

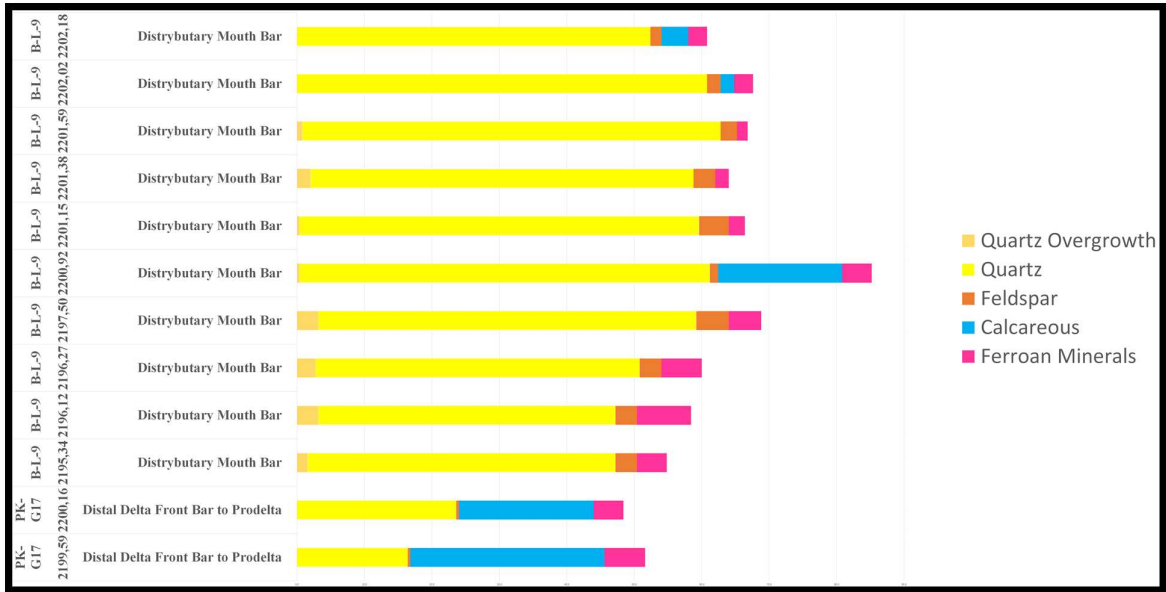
Setelah pemilihan sampel dan menentukan fasies pengendapan, selanjutnya dilakukan analisa persebaran mineral diagenetiknya secara vertical dan lateral. Untuk analisis petrologi, dibedakan antara litofasies Clean SST dan Shaly SST, dan jenis mineral diagenetiknya, yaitu : *non-clay minerals* (*quartz overgrowth, ferroan/iron-bearing minerals, & calcareous cements*) dan *clay minerals* (*kaolinite, illite, chlorite dan illite-smectite*)

### 6.5.1 Implikasi Lingkungan Pengendapan terhadap Komposisi Mineralogi

#### 6.5.1.1 Litofasies Clean Sandstone

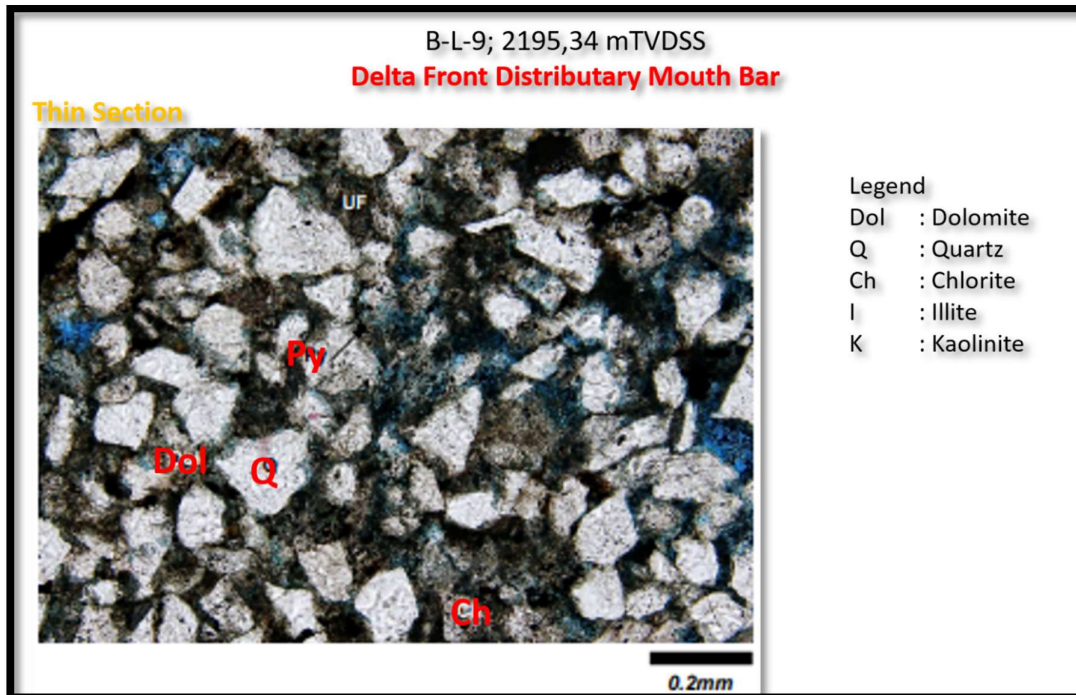
##### 6.5.1.1.1 Non- Clay Minerals

Pada analisis lateral (**Gambar 6.14**) terlihat bahwa mineral quartz overgrowth dan quartz lebih berkembang pada fasies *delta front distributary mouth bar*. Fasies *delta front distributary mouth bar* yang mengindikasikan bahwa pada lingkungan darat. Ferroan minerals (Pyrite dan Siderite) berkembang pada kedua lingkungan pengendapan. Pada fasies *distal delta front mouth bar to prodelta* calcareous cements yang lebih berkembang.



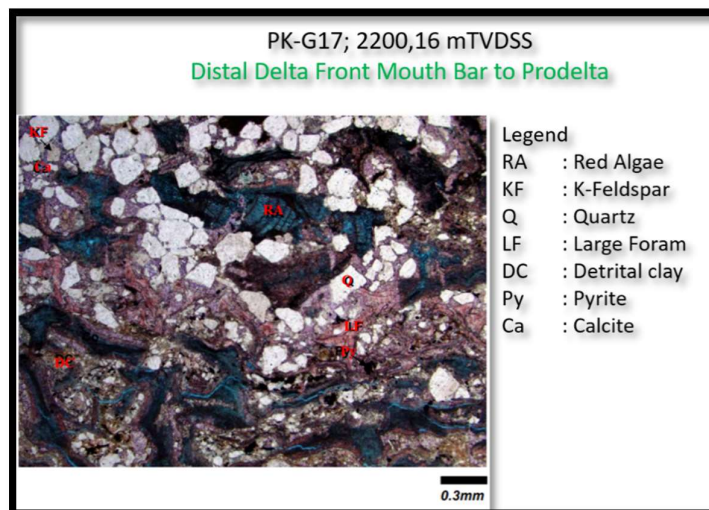
**Gambar 6. 14** Grafik Kandungan *Non-Clay Minerals* (hasil analisis petrografi) lapangan CASS

Sampel batuan pada kedalaman 2195,34 (**Gambar 6.15**) memiliki deskripsi batupasir, ukuran butir pasir halus, pembundaran menyudut – membundar, pemilahan buruk, dengan komposisi fragment quartz (44%), litik (7,2%), feldspar (2.8%), material organic (1,2%) ; matrix material berukuran lempung (26.4%); dan cement berupa mineral semen pyrite (1,6%), dolomit (12.8%) dan siderite (2.8%). Berdasarkan XRD analysis didapatkan komposisi quartz (6.1 %) dengan total clay (8,1%).



**Gambar 6. 15** Sayatan Tipis dan SEM 2195.34mTVDSS pada sumur B-L-9

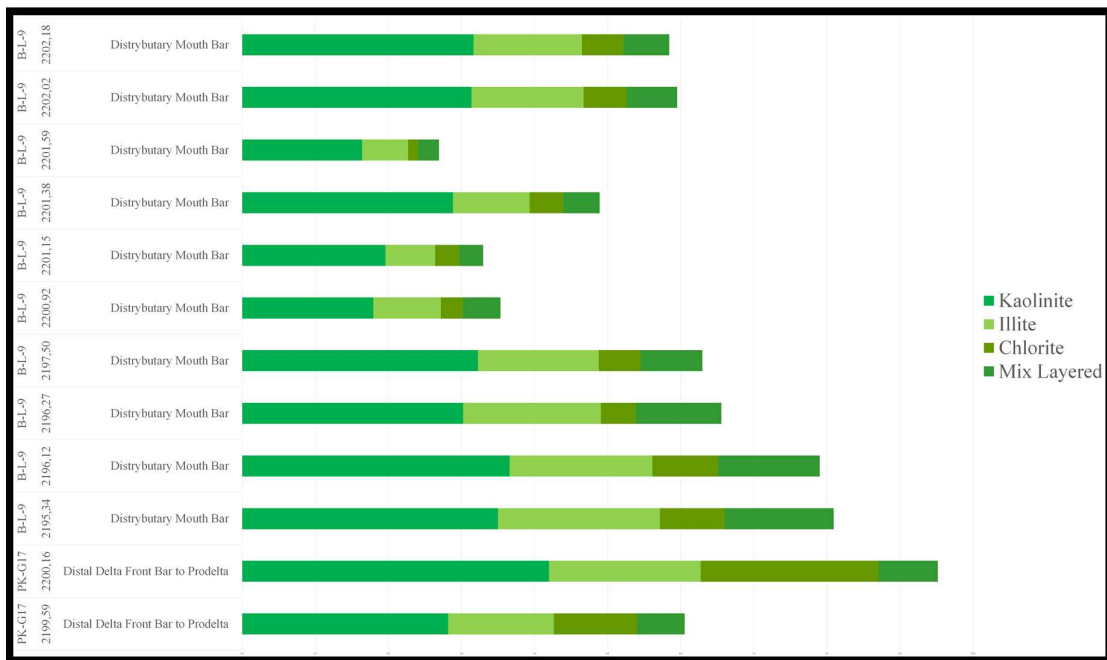
Sampel batuan (**Gambar 6.16**) pada bagian timur yang menunjukkan adanya komposisi karbonat berdasarkan analisis petrografi diketahui sampel merupakan batupasir bioclastik, berukuran halus, menyudut hingga membuldar, dengan pemilahan buruk, komposisi terdiri atas fragment quartz (20.4%), feldspar (0.8%), litic (5,6%) , bioclastik (31.2%) ; matrix material berukuran lempung (15.6%) dan sement calcite (13.6%), dolomit (5,6%), pyrite (2%) dan siderite (7,6%). Pada kenampakan petrografi (**Gambar 6.15**) mineral pyrite, dolomit berperan dalam mempengaruhi nilai porositas dimana mineral ini mengisi porositas primer.



**Gambar 6. 16** Sayatan Tipis 2200.16mTVDSS pada sumur PK-G17

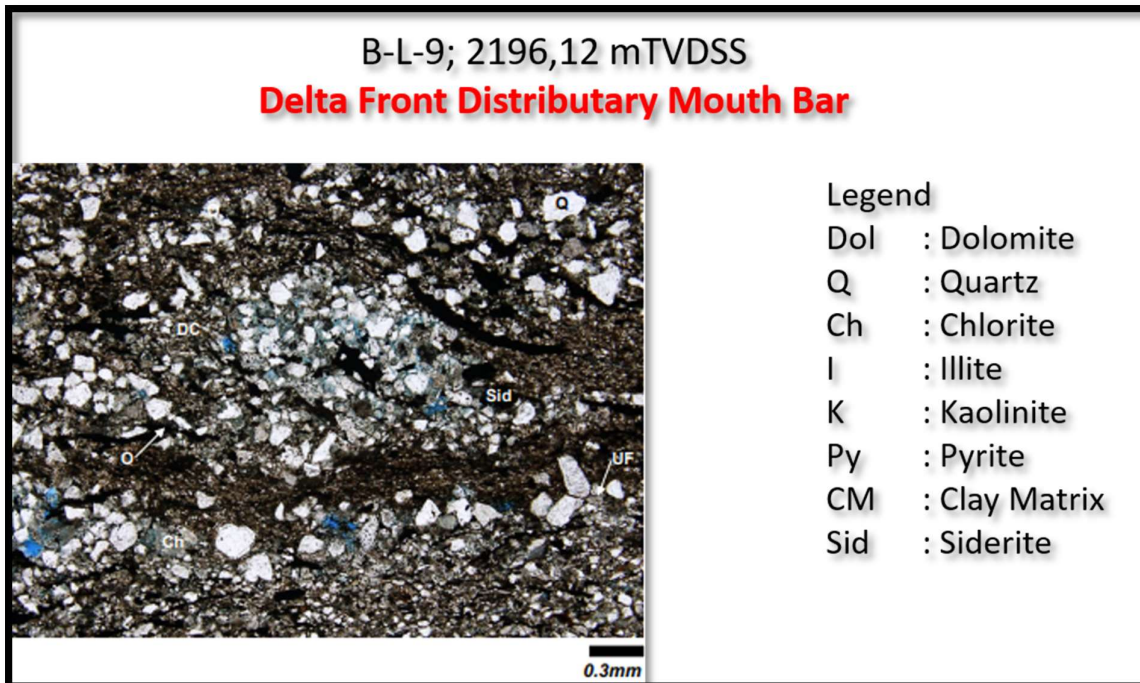
### 6.5.1.1.2 Clay Minerals

Mineral kaolinite (**Gambar 6.17**) merupakan kelompok *clay minerals* yang paling dominan pada Lapangan "CASS". Berdasarkan analisis XRD diketahui bahwa pada fasies *distal delta front mouth bar to prodelta* mineral *chlorite* lebih berkembang hal ini dikarenakan adanya presipitasi mineral kaolinit oleh pengaruh air laut sehingga mineral *chlorite* lebih banyak.



**Gambar 6. 17** Grafik Kandungan *Clay Minerals* Lapangan CASS

Deskripsi (**Gambar 6.18**) : Batupasir, ukuran pasir halus, pembundaran menyudut hingga agak membundar, pemilahan buruk. Hasil XRD analysis didapatkan total clay pada sampel B-L-9 2196.12 Mtvds yaitu 7.9% dengan illite sekitar 1.95 %.



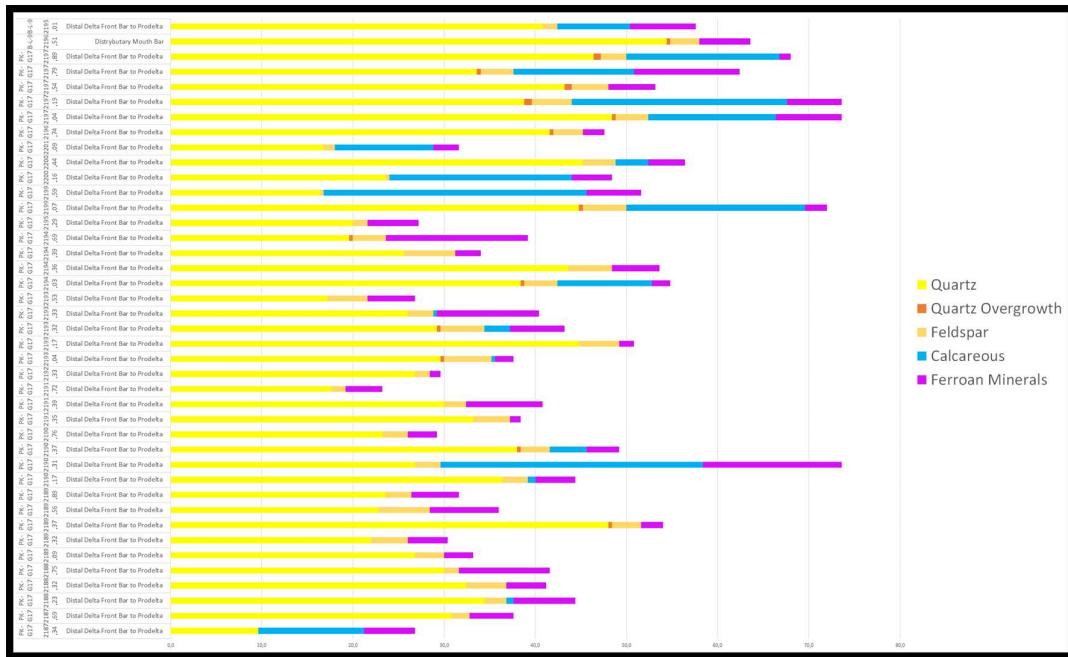
**Gambar 6. 18** Sayatan Tipis sampel 2196.12 mTVDSS

### 6.5.1.2 Litofasies *Shaly Sandstone*

#### 6.5.1.2.1 *Non-Clay Minerals*

Pada kedalaman 2196.51 mTVDSS (**Gambar 6.19**) terlihat bahwa mineral *quartz* (54.4%), *feldspar* (3,2%), *ferroan mineral* (5,6%), *calcareous cement* (0%) sedangkan kedalaman 2197.79 mtvdss *quartz* (33.2%), *feldspar* (2.8%), *ferroan mineral* (11.6%), *calcareous cement* (13,2%) dan bioclast (7,2%). Berdasarkan komposisi mineralogy diketahui bahwa pada fasies *distal delta front mouth bar to prodelta* memiliki komposisi *calcareous cement* lebih besar hal ini didukung oleh lingkungan menunjukkan pengaruh laut.

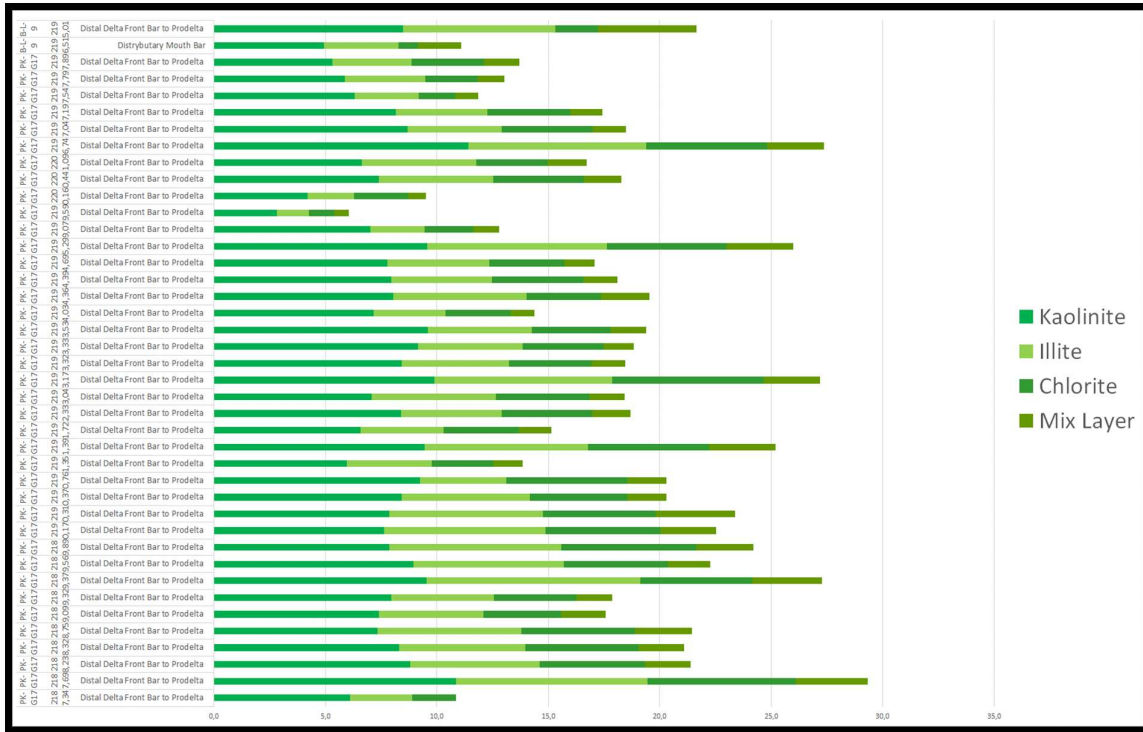




Gambar 6. 19 Grafik Kandungan Non-Clay Minerals (hasil analisis petrografi) lapangan CASS

### 6.5.2.2 Clay Minerals

Pada *shaly sandstone* mineral *kaolinite* merupakan mineral clay yang paling dominan (Gambar 6.20). Peningkatan *kaolinit*, *illite*, *chlorite*, dan *illite-smectite* dapat dihubungkan dengan lingkungan pengendapan di daerah low energy regime (relatif tenang) dan kedalaman burial yang cukup dalam (tekanan dan temperatur yang semakin tinggi), sehingga memungkinkan clay minerals lebih berkembang dan lebih bervariasi. Berdasarkan analisis XRD diketahui bahwa pada fasies pengendapan *distal delta front mouth bar to prodelta* mineral *chlorite* lebih berkembang hal ini dikarenakan adanya presipitasi mineral kaolinit oleh pengaruh air laut sehingga mineral *chlorite* lebih.

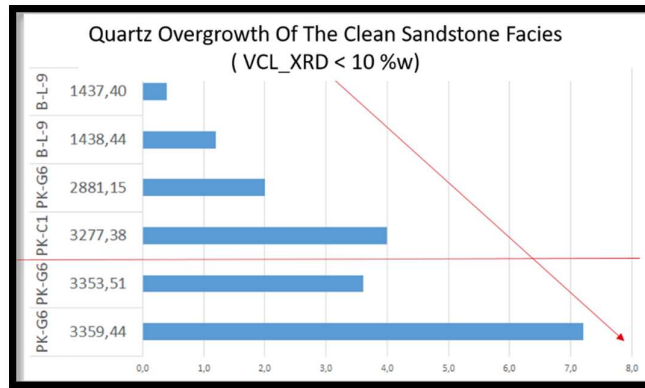


Gambar 6. 20 Grafik Kandungan *clay minerals* lapangan CASS

## 6.5.2 Implikasi Komposisi Mineralogi Terhadap Kualitas Reservoir

### 6.5.2.1 Litofasies *Clean Sandstone*

Secara analisis vertical pada grafik *quartz overgrowth* (**Gambar 6.21**) menunjukkan pola/ pattern peningkatan berdasarkan kedalaman yang lebih dangkal hingga dalam (atas ke bawah). Berdasarkan analisis sayatan tipis diketahui perubahan total *quartz overgrowth* kedalaman 1437,4 mTVDSS total *quartz overgrowth* (0,4%); kedalaman 14338,44 mtvdss total *quartz overgrowth* (1,2%); kedalaman 2881,15 mtvdss total *quartz overgrowth* (2%); kedalaman 3277,38 mtvdss total *quartz overgrowth* (4%); kedalaman 3353,51 mtvdss total *quartz overgrowth* (3,6%) dan kedalaman 3359,44 mtvdss total *quartz overgrowth* (7,2%). Pertumbuhan *quartz overgrowth* sendiri disebabkan oleh quartz sebagai material asal (parent material) mengalami gesekan (akibat *burial mechanical compaction*) antar butir pada batupasir yang nantinya akan bereaksi dengan air formasi, mengalami presipitasi, dan akhirnya membentuk semen silika sebagai *quartz overgrowth*.



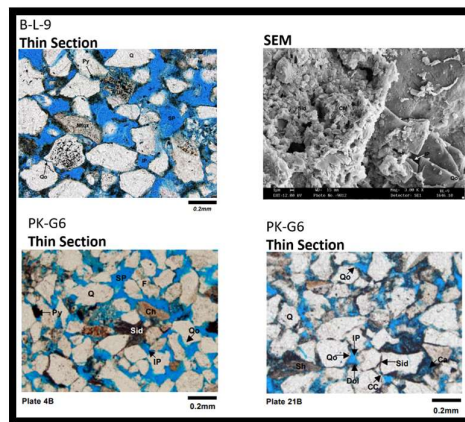
**Gambar 6. 21** Grafik Mineral *quartz overgrowth* dikontrol burial

Deskripsi Sayatan Tipis (**Gambar 6.22**) :

B-L-9 (1437.4 mTVDSS) : quartz (70.8%), feldspar (2.8%), lithic (8%), matrix clay (0,4%), semen pyrite (0,4%), quartz overgrowth (0,4%), siderite (0,8%).

PKG-6 (2881.15 mTVDSS) : quartz (60.4%), feldspar (5.2%), lithic (8.8%), matrix clay (1.2%), semen pyrite (0,4%), quartz overgrowth (2%), siderite (0,4%), clay coating (0,4%).

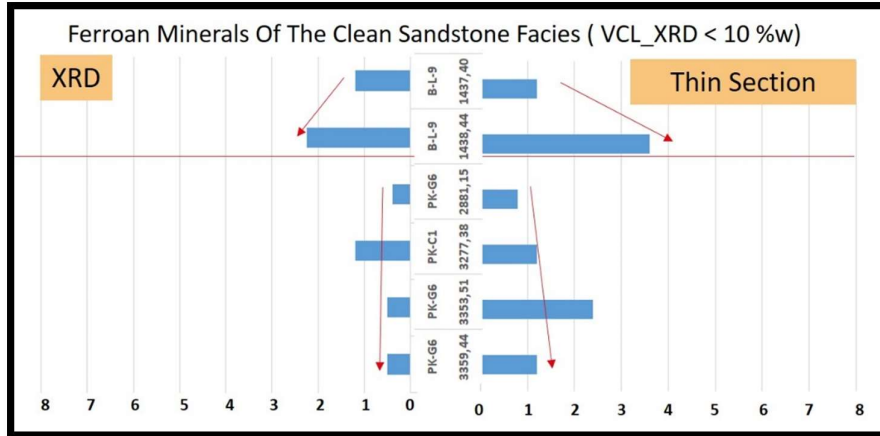
PKG-6 (3353.51 mTVDSS) : quartz (46.8%), feldspar (4.8%), lithic (7.6%), matrix clay (5.2%), semen pyrite (0,4%), quartz overgrowth (3.6%), siderite (2%), clay coating (0,4%), calcite (8%), kaolinit (1.2%).



**Gambar 6. 22** Komposisi mineral pada sampel petrografi dan XRD

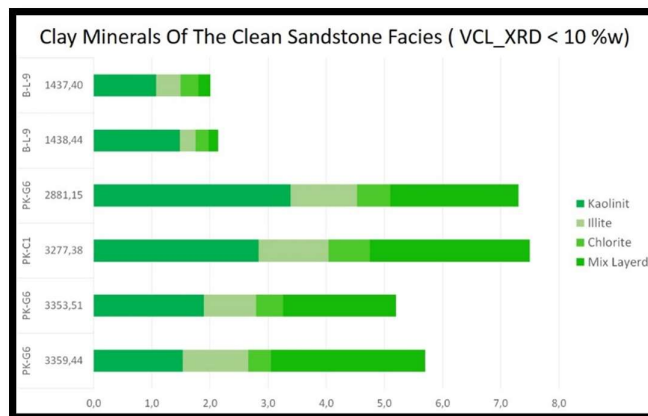


Berdasarkan (**Gambar 6.23**) analisis sayatan tipis diketahui perubahan total ferroan minerals kedalaman 1437,4 mtdvss total ferroan minerals (1,2%); kedalaman 14338,44 mtdvss total ferroan minerals (3,6%); kedalaman 2881,15 mtdvss total ferroan minerals (0,8%); kedalaman 3277,38 mtdvss total ferroan minerals (1,2%); kedalaman 3353,51 mtdvss total ferroan minerals (2,4%) dan kedalaman 3359,44 mtdvss total ferroan minerals (1,2%).



**Gambar 6. 23** Grafik Ferroan Mineral

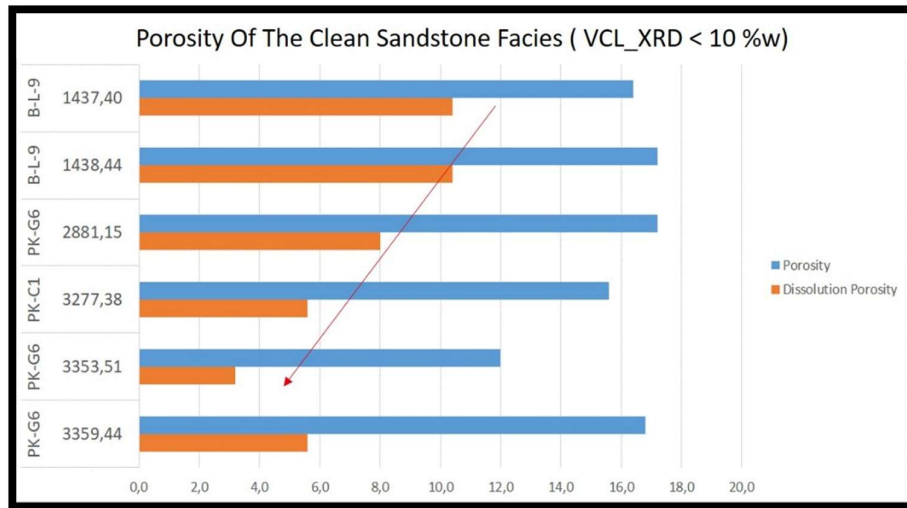
Berdasarkan (**Gambar 6.24**) analisis XRD clay minerals kedalaman 1437,4 mtdvss total clay minerals (2.01%); kedalaman 14338,44 mtdvss total clay minerals (2.14%); kedalaman 2881,15 mtdvss total clay minerals (7.3%); kedalaman 3277,38 mtdvss total clay minerals (7.5%); kedalaman 3353,51 mtdvss total clay minerals (5.2%) dan kedalaman 3359,44 mtdvss total clay minerals (5.7%).



**Gambar 6. 24** Grafik Clay Minerals

Berdasarkan analisis komposisi (**Gambar 6.25**) pada litofasies clean sandstone menunjukkan pola nilai porositas dissolution yang berkurang dengan perubahan porositas dissolution kedalaman 1437,4 mTVDSS (10.4%); kedalaman 14338,44 mTVDSS (10.4%); kedalaman 2881,15 mTVDSS (8%); kedalaman 3277,38 mTVDSS (5.6%); kedalaman

3353,51 mTVDSS (3.2%) dan kedalaman 3359,44 mTVDSS (5.6%). Nilai porositas didapatkan dengan perhitungan porositas pada thin section.

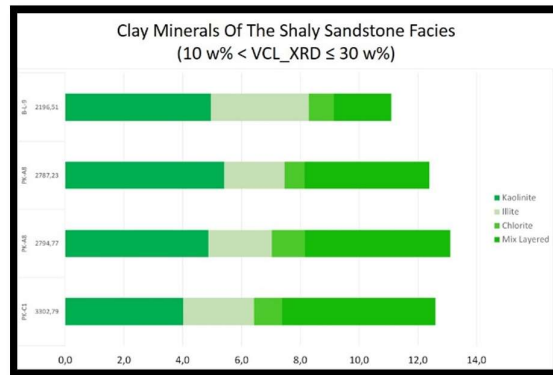


**Gambar 6. 25** Grafik Porositas Litofasies *Clean Sandstone*

Berkurangnya ruang pori batuan disebabkan oleh adanya peningkatan terhadap komposisi mineralogy yang berperan sebagai semen dalam mengisi ruang pori (*pore filling*). Semen yang berkembang pada litofasies ini mengalami proses diagenesis seperti pelarutan, kompaksi dan sementasi. Dimana proses sementasi diisi oleh mineral berupa semen quartz overgrowth, ferroan minerals, clay minerals.

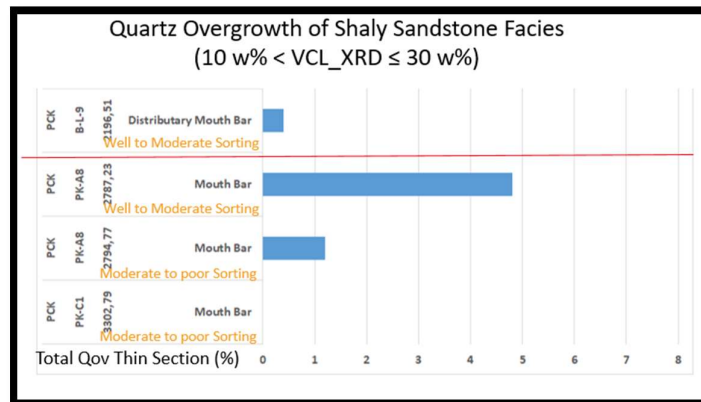
### 6.5.2.2 Litofasies *Shaly Sandstone*

Berdasarkan total volume clay mineral pada analisis XRD dikelompokkan menjadi dua litofasies yaitu litofasies clean sandstone dan litofasies shaly sandstone. Pada litofasies shaly sandstone dikelompokkan apabila total clay :  $10w\% < VCL\_XRD < 30W\%$ . Hasil XRD (**Gambar 6.26**) menunjukkan total clay minerals pada kedalaman 2196.51 mTVDSS (11.1%), 2787.23 mTVDSS (12.4%), 2794.77 mTVDSS (13.1%), 3302.79 mTVDSS (12.6%)



**Gambar 6. 26** Grafik Clay Minerals pada Litofasies *Shaly Sandstone*

Berdasarkan analisis thin section pada grafik quartz overgrowth (**Gambar 6.27**) tidak menunjukkan adanya pola peningkatan dan pola penurunan. Diketahui perubahan total quartz overgrowth kedalaman 2196.51 mtvdss total quartz overgrowth (0,4%); kedalaman 2787.23 mtvdss total quartz overgrowth (4,8%); kedalaman 2794.77 mtvdss total quartz overgrowth (1.2%); kedalaman 3302.79 mtvdss total quartz overgrowth (0%). Hal ini disebabkan karena kehadiran matrix dan clays minerals yang lebih banyak pada shaly sandstone sehingga menghambat pertumbuhan dan perkembangan quartz overgrowth.



**Gambar 6. 27** Grafik Mineral *Quartz Overgrowth* dikontrol Burial

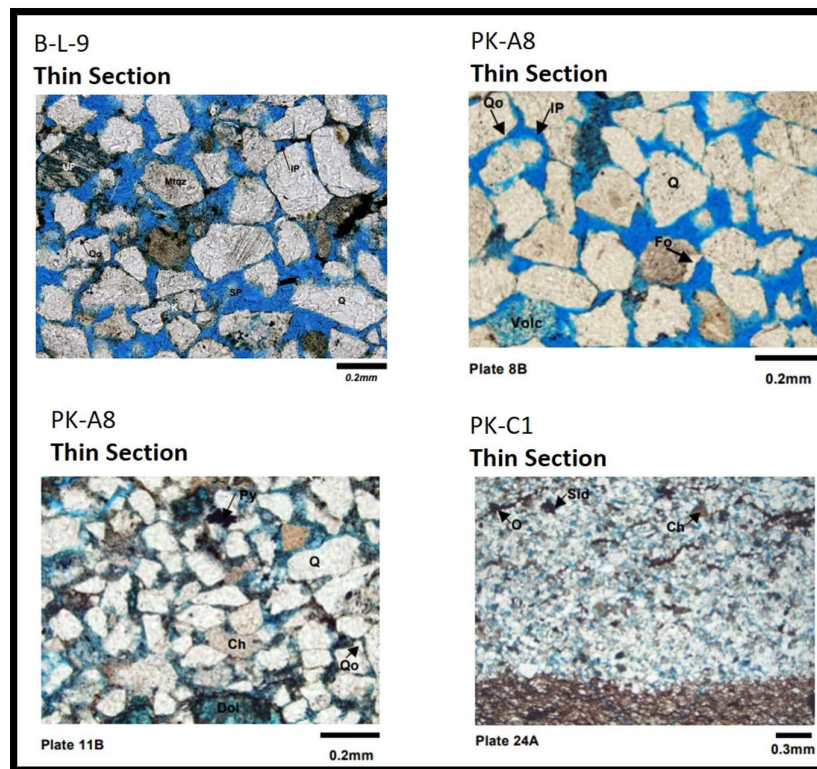
Deskripsi Sayatan Tipis (**Gambar 6.28**) :

B-L-9 (2196.51 mTVDSS) : quartz (54%), feldspar (3.2%), lithic (4.4%), matrix clay (7.2%), semen pyrite (3,2%), *quartz overgrowth* (0,4%), siderite (2,4%), kaolinit (2%).

PKA-8 (2787,23 mTVDSS) : quartz (63%), feldspar (4%), lithic (4.4%), matrix clay (2%), semen pyrite (trace), *quartz overgrowth* (4.8%), siderite (0,4%), dolomit (trace), clay coating (trace), kaolinit (0,4%).

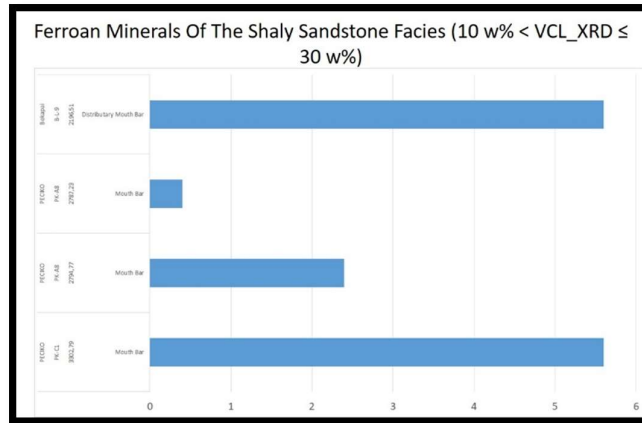
PKA-8 (2794,77 mTVDSS) : quartz (45.2%), feldspar (5.2%), lithic (6.4%), matrix clay (22.4%), semen pyrite (0,4%), *quartz overgrowth* (1.2%), siderite (2%), clay coating (trace), dolomit (4%), kaolinit (4%).

PKC-1 (3302.79 mTVDSS) : quartz (43.2%), feldspar (3.2%), lithic (5.6%), matrix clay (26%), semen pyrite (0,8%), *quartz overgrowth* (trace), siderite (4,8%), clay coating (0,4%),dolomit (3.2%), kaolinit (0,4%).



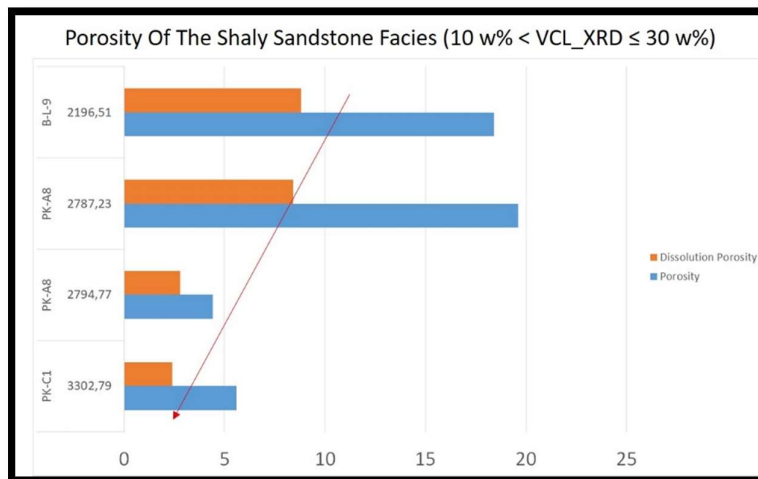
**Gambar 6. 28** Sayatan Tipis sampel batuan

Berdasarkan (**Gambar 6.29**) analisis sayatan tipis diketahui perubahan total *Ferroan Minerals* kedalaman 2196.51 mTVDSS total *ferroan minerals* (5,6%); kedalaman 2787,23 mtvdss total *ferroan minerals* (0.4%); kedalaman 2794,77 mtvdss total *ferroan minerals* (2.4%); kedalaman 3302.79 mtvdss total *ferroan minerals* (5.6%). Kehadiran *ferroan minerals* (**Gambar 6.27**) sebagai semen dan *pore-filling*.



**Gambar 6. 29** Grafik ferroan minerals sebagai *pore-filling* dan dipengaruhi oleh *organic matters or carbonaceous*

Berdasarkan analisis komposisi (**Gambar 6.30**) pada litofasies *shaly sandstone* menunjukkan pola nilai porositas dissolution dan nilai porositas yang berkurang dengan perubahan kedalaman 2196.51 mTVDSS (8.8%); kedalaman 2787,23 mTVDSS (8.4%); kedalaman 2794,77 mTVDSS (2.8%); kedalaman 3302.79 mTVDSS (2.4%).



**Gambar 6. 30** Grafik Porositas Litofasies *shaly sandstone*

Berkurangnya ruang pori batuan disebabkan oleh adanya peningkatan terhadap komposisi mineralogy yang berperan sebagai semen dalam mengisi ruang pori (*pore filling*). Semen yang berkembang pada litofasies ini mengalami proses diagenesis seperti pelarutan,

kompaksi dan sementasi. Dimana proses sementasi diisi oleh mineral berupa semen *ferroan minerals, clay minerals*.

## BAB VII KESIMPULAN

### 7.1 Kesimpulan

Berdasarkan dari hasil penelitian yang dilakukan pada Lapangan “CASS”, Formasi Kampungbaru, Cekungan Kutai diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan interpretasi kualitatif serta validasi data *core* variasi litologi yang menyusun Formasi Kampungbaru daerah telitian terdiri oleh litologi perselingan antara batupasir dan batulempung dengan sisipan batugamping dan batubara
2. Daerah telitian terbagi menjadi tiga lingkungan pengendapan. Lingkungan pengendapan pertama adalah *delta plain* ditandai dengan fasies *distributary channel*, *crevasse splay* dan *marsh*. Lingkungan pengendapan kedua adalah *delta front* yang ditandai dengan fasies *distributary mouth bar* dan *distal delta front bar* dengan dominasi litologi batupasir. Selanjutnya lingkungan pengendapan *prodelta* yang ditandai dengan fasies *prodelta* dengan dominasi batulempung tebal. Interval *marker* stratigrafi daerah penelitian terdiri atas MFS-1, MFS-2, MFS-6, MFS-7, MFS-8.
3. Korelasi stratigrafi menunjukkan penyebaran fasies dan lingkungan pengendapan dengan terdapat dua lintasan yaitu lintasan satu dengan datum MFS-7 dan lintasan dua datum MFS-2. Korelasi struktur menunjukkan adanya perbedaan kedalaman pada marker dengan datum kedalaman yaitu 2060 mTVDSS sedangkan pada lintasan dua dengan datum kedalaman 3180 mTVDSS. Hal ini membuktikan dapat diketahuinya bagian dari updip dan downdip dari korelasi.
4. Implikasi Lingkungan Pengendapan menunjukkan adanya perkembangan komposisi mineralogy. Berdasarkan grafik dan chart komposisi mineral diagenetik pada daerah telitian sebagai berikut :
  - Calcareous cements lebih berkembang dikarenakan lingkungan yang berasosiasi dengan fasies *distal delta front mouth bar to prodelta* dimana lingkungan ini dipengaruhi oleh Marine.
  - Quartz berkembang lingkungan pengendapan berasosiasi dengan fasies *delta front distributary mouth bar* yang mengindikasikan bahwa pada lingkungan darat.
  - Mineral chlorite berkembang dikarenakan adanya presipitasi mineral kaolinit oleh pengaruh air laut sehingga mineral chlorite lebih banyak dan berasosiasi dengan lingkungan pengendapan *distal delta front mouth bar to prodelta*.

- Peningkatan *kaolinit*, *illite*, *chlorite*, dan *illite-smectite* dapat dihubungkan dengan lingkungan pengendapan di daerah low energy regime (relatif tenang).
5. Implikasi Komposisi mineralogy terhadap kualitas reservoir dimana aspek kualitas yang diangkat ialah porositas reservoir
    - Pada litofasies Clean Sandstone menunjukkan pola nilai porositas dissolution yang berkurang diiringi dengan perubahan kedalaman. Hal ini dipicu oleh adanya peningkatan semen *quartz overgrowth* akibat *burial*, *ferroan minerals* dan *clay minerals* yang mengisi ruang pori.
    - *Kaolinite* merupakan *clay minerals* dominan untuk *clean sandstone* dan *shaly sandstone*. Hal ini dikarenakan mineral kaolinite yang mampu terbentuk akibat dari presipitasi mineral feldspar. Sehingga memungkinkan keterdapatannya pada kedua litofasies.
    - Pada litofasies *shaly sandstone* menunjukkan pola nilai porositas dissolution dan nilai porositas yang berkurang dengan perubahan porositas dissolution Hal ini dikarenakan total clay pada litofasies ini mengalami peningkatan dan *ferroan minerals* yang berperan mengisi ruang pori (*pore filling*).
  6. Proses diagenesa yang berlangsung pada daerah penelitian adalah proses kompaksi, dissolution, sementasi.
  7. Faktor yang mengontrol penyebaran mineral diagenetik pada daerah penelitian yaitu dikontrol oleh *burial* dan lingkungan pengendapan.

## 7.2 Saran

1. Perlunya kelengkapan data akan data Thin Section, XRD dan SEM pada tiap sumur untuk meneliti lebih detail tekstur batuan.



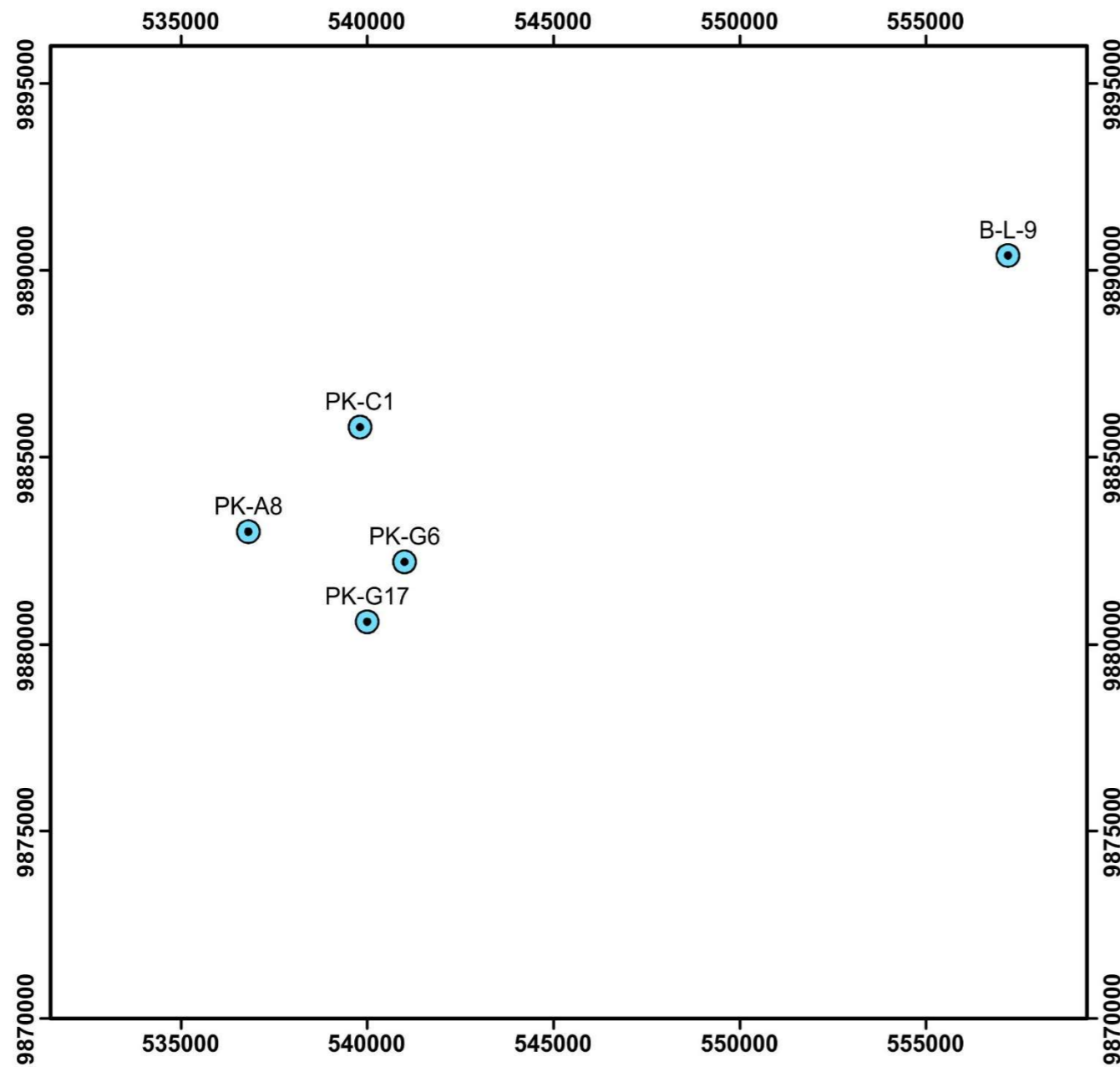
## DAFTAR PUSTAKA

- Ali, Syed A. 1981. *Sandstone Diagenesis Applications to Hydrocarbon Exploration and Production*, Pennsylvania: Gulf Science & Technology Company.
- Allen, G.P.1996. Sedimentary facies and reservoir geometry in a mixed fluvial and tidal delta system – *The Mahakam Delta Indonesia*, PESA Journal no.24
- Allen, G. P., and Chambers, J. L. C. 1998. *Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta*. Field Trip Guide Book, Indonesian Petroleum Association, Jakarta.
- Bachtiar, A. 2004. *The Sequence Stratigraphy Framework Of The Lower Miocene Source Rock In The Lower Kutai Basin*. PhD Dissertation, Institute of Technology Bandung, Unpublished.
- Boggs, S. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. New York: Pearson Prentice Hall.
- Burley, Stuart D. Dan Worden, Richard H. 2003. *Sandstone Diagenesis: Recent and Ancient*, Oxford: Blackwell Publishing.
- Chambers, J. L. C., Carter, I., Cloke, I. R., Craig, J., Moss, S. J., dan Paterson, D. W. 2004. Thin-skinned and thick-skinned inversion – related thrusting – A structural model for the Kutai basin, Kalimantan, Indonesia, in: McClay, K.R. ed. *Thrust tectonics and hydrocarbon system*, AAPG memoir, 82, hal 614-634.
- Coloman J.M & Prior. D.B. 1980. *Deltaic Sand Bodies*. AAPG Continuing Education Course Note Series.
- Doust, H. and Noble, R. 2008. Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25, hal 103-129.
- Duval, B.C., Cassaigneau, C., Choppin de Janvry, G., Loiret, B., Leo, M., Alibi and Grosjean, Y. 1998. Impact of the petroleum system approach to exploration and appraisal efficiency in the Mahakam Delta. In: Indonesian Petroleum Association, *Proceedings 26th Annual Convention*, hal 277-290.
- Elliott, T. 1986. Deltas, in Reading, H.G., ed., *Sedimentary environments and facies*. Oxford: *Blackwell Scientific Publications*, hal 113-154.
- Komisi Sandi Stratigrafi Indonesia. 1996. *Sandi Stratigrafi Indonesia*. Ikatan Ahli Geologi Indonesia, Bandung.
- Hall,R. 1996. Reconstructing Cenozoic SE Asia, dalam Hall, R dan Blundell, D. eds.1996 : *Tectonic Evolution of Southeast Asia*, *Geological Society Special Publication*, 106 hal 153-184.

- Howes, J.V.C. 1997. Petroleum resources and petroleum system of SE Asia, Australasia, Papua New Guinea, and New Zealand. *Proceesings Indonesian Petroleum Association, Petroleum System of SE Asia and Australasia Conference, May 1997*, hal 81-100.
- Immenhauser, A. 2002. *Petrography of Siliciclastic Rocks*, Netherland: Mineral and Petrleum Institute.
- Kameda, A. 2004. *Permeability Evolution in Sandstone: Digital Rock Approach*, Stanford: Standford University
- Kendall, C. G. St. C. 2003. *Sequence stratigraphy basics*. University of South Carolina
- Lambert, B., Duval, B.C., Grosjean, Y., Umar, I.M. and Zaugg, P. 2003. The Peciko case history: impact of an evolving geological model on the dramatic increase of gas reserves in the Mahakam Delta. In: Halbouty, M.T. (ed.) *Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990–1999*. AAPG, Tulsa, Memoir 78, hal 297-320.
- Lin, W., Chen, Lin., Lu, Yongchao., Hu, Haiyan., Liu, Lu., Liu, Xiaochen., Wie, Wei. 2017. *Diagenesis And Its Impact On Reservoir Quality For The Chang 8 Oil Group Tight Sandstone Of The Yangchang Fformation (Upper Triassic) In Southwestern Ordos Basin, China*. China : Springer
- Marks, E., Sujatmiko, Samuel, L., Dhanutirto, H., Ismoyowati, T., and Sidik, B.B. 1982. Cenozoic stratigraphic nomenclature in East Kutai Basin, Kalimantan, *Proceedings 11th Annual Convention, Indonesian Petroleum Association, June 1982*, hal 147-179.
- McClay, K., Dooley, T., Ferguson, A., dan Poblet, J. 2000. Tectonic evolution of the Sanga-Sanga Block, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia. *AAPG Bulletin*, 84, hal 765 -786
- Miall, A.D. 1982: Analysis of Fluvial Depositional Systems, *AAPG Education Course Notes* No. 20, 75 hlm.
- Mora, S., Gardini, M., Kusumanegara, Y., dan Wiweko, A., 2001. *Modern, Ancient Deltaic Deposits And Petroleum System Of Mahakam Area*, Indonesian Petroleum Association and TOTAL E&P Indonesie, Jakarta
- Moss, S.J dan Chambers, J.L.C. 1999. Tertiary facies architecture in the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia, *Journal of Asian Earth Sciences*, 17, hal 157 –181.
- Moss, S.J dan Chambers, J.L.C. 1999. Depositional modelling and facies architecture of rift and inversion episodes in the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. *Proceedings 27th Annual Convention, Indonesian Petroleum Association, October 1999*, IPA-G-188.
- Nichols, Gary. 2009. *Sedimentology and Stratigraphy 2nd Edition*. UK: WilleyBlackwell
- Pettijhon, F. J. 1957. *Sedimentary Rocks Third Edition*, New York: Harper and Row Publishers

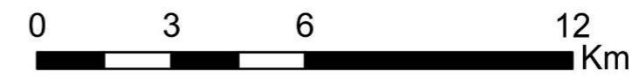
- PHM. *Mahakam Core Database Statistics*, Laporan internal PHM, tidak dipublikasi.
- Ott, H. L. 1987. The Kutei Basin-a unique str history. *Indonesian Petroleum Association ceedings of the 16th Annual Convention*, Jakarta.
- Oudin, J.L. and Picard, P.F. 1982. Genesis of hydrocarbons in Mahakam Delta and the relationship between their distribution and the overpressured zone. *Proceedings 11th Annual Convention, Indonesian Petroleum Association*, hal 181-202
- Ramdhan, A. M. 2010. *Overpressure and compaction in the Lower Kutai Basin*, Indonesia. Ph.D Thesis, Durham University.
- Rose,R, & Hartono,P .1978. *Geological Evolution of the Tertiary Kutei – Melawi Basin, Kalimantan, Indonesia: Major Dissimilarities In Adjoining Basins*: Journal of Asian Earth Sciences 17,99-122
- Satyana, A.H. 2013. Gravity Tectonics in Indonesia: Petroleum Implications. *Proceedings IPA 37th Annual Convention*, Indonesian Petroleum Association, May 2013.
- Satyana, A.H. and Biantoro, E. 1996. Seismic stratigraphy of Beriun Sands of West Bengalun, East Kalimantan, Indonesia: a contribution to the paleogene stratigraphical knowledge of the Kutei Basin. *IPA 2006*, hal. 383-393.
- Satyana, A.H., Nugroho, D., and Surantoko, I. 1999. Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins. *Journal of Asian Earth Sciences*, 17. hal 99-122.
- Scholle, P.A. dan Ulmer-Scholle, Dana S. 2003. *A Color Guide To The Petrography Of Carbonate Rocks: Grain, Texture, Porosity, Diagenesis*, AAPG Memoir 77, USA.
- Selley, R. (1985). *Ancient Sedimentary Environment and Their Sub-Surface Diagnosis* (3rd edition). New York: Cornell University Press.
- Tucker, M.E., 1982. *Sedimentary Rocks in the Field, third edition*. Departement of Geological Sciences University of Durham, UK.
- Van de Weerd, A., and Armin R.A., 1992. *Origin and Evolution of the Tertiary Hydrocarbon Bearing Basins in Kalimantan (Borneo)*, Indonesia. AAPG Bulletin, 76 (11).
- Wain, T. dan Berod, B., 1989, The Tectonic Framework and Paleogeographic Evolution of The Upper Kutei Basin, 18th *Indonesian Petroleum Association Proceeding*, Jakarta. Hal. 55–78.
- Walker, R., & James, N. (1992). *Facies Model: Response to Sea Level Change* (1st edition). Ottawa: Geological Association of Canada.

## LAMPIRAN



JURUSAN TEKNIK GEOLOGI  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"  
YOGYAKARTA

PETA DASAR LAPANGAN "CASS"



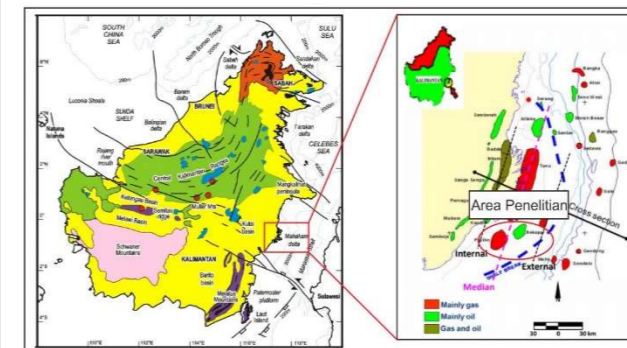
1:150,000

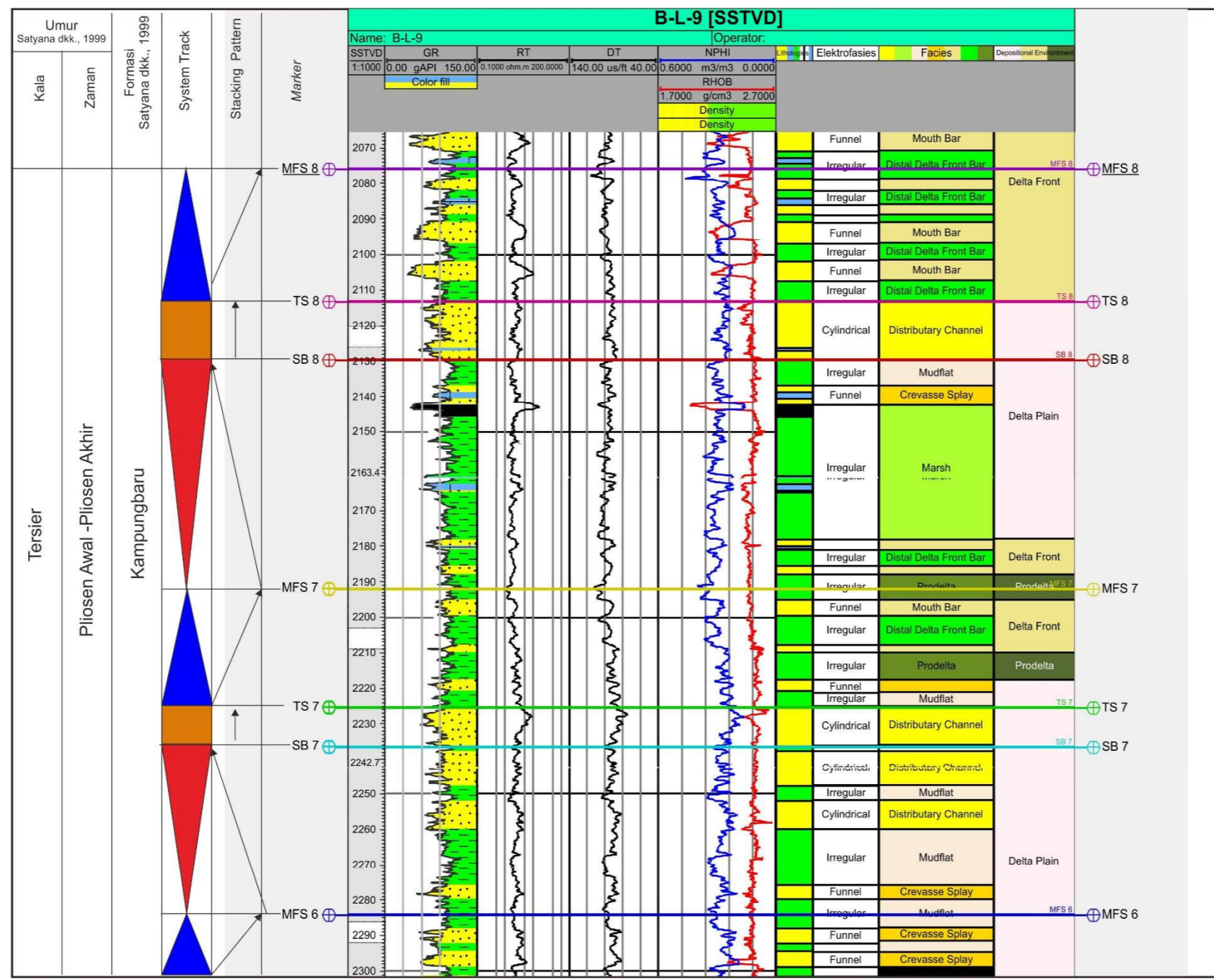
OLEH :  
CINDY AYU SARASWATY SINAMBELA  
111170076

Keterangan



Peta Indeks



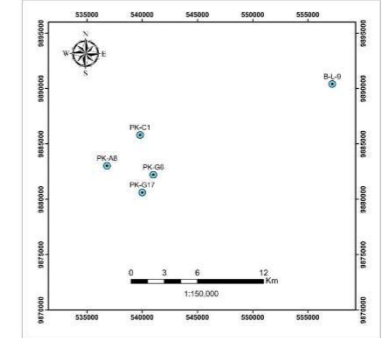


**KOLOM STRATIGRAFI  
LAPANGAN "CASS"  
FORMASI KAMPUNGBARU**  
CINDY AYU SINAMBELA  
111170076

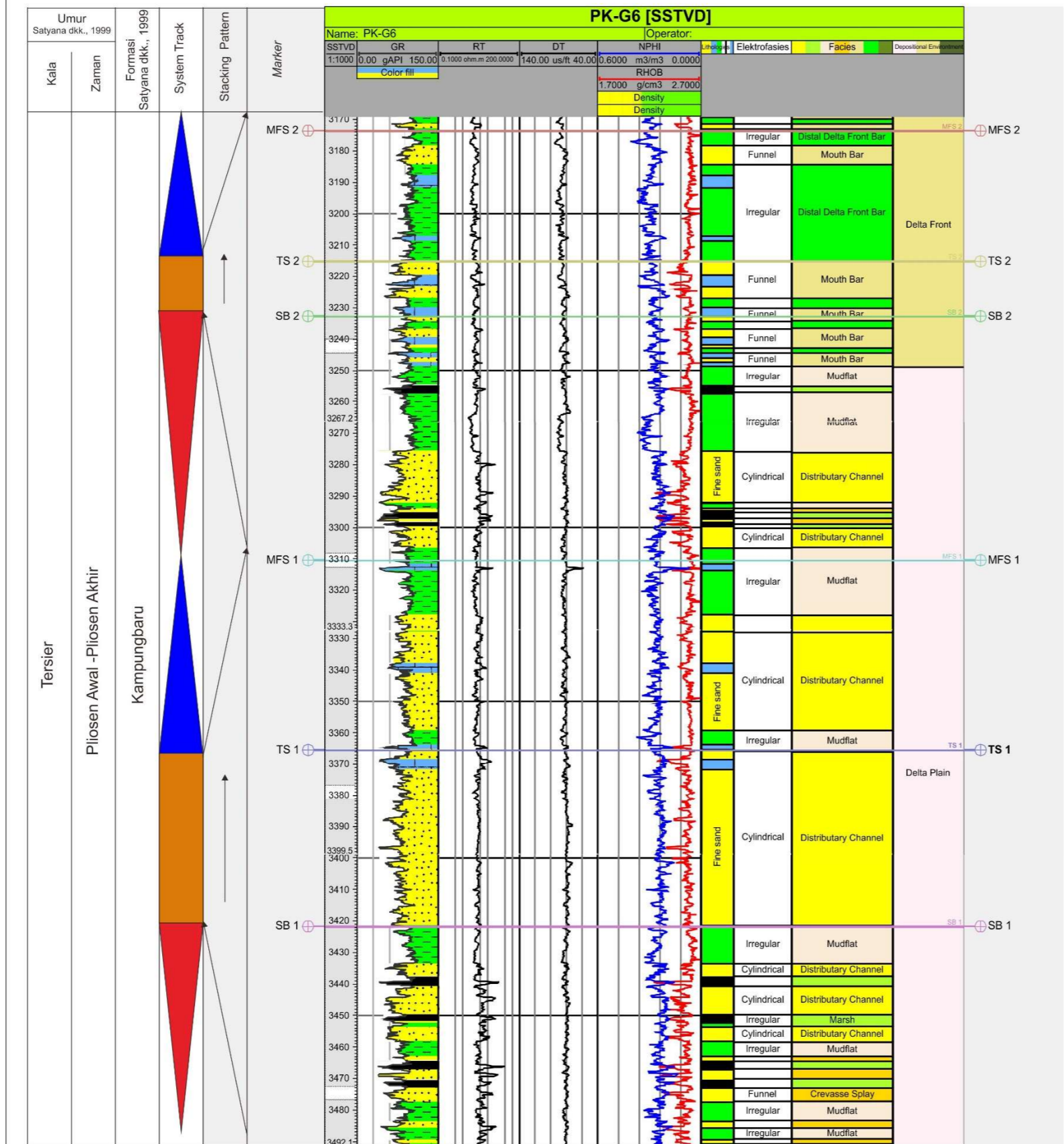
**KETERANGAN :**

- : Batupasir
- : Batulempung
- : Batubara
- : Batugamping
- : Delta Plain
- : Delta Front
- : Transgressive System Track
- : Highstand System Track
- : Lowstand System Track
- : Retrogradational
- : Aggradational
- : Progradational

**Peta Indeks :**





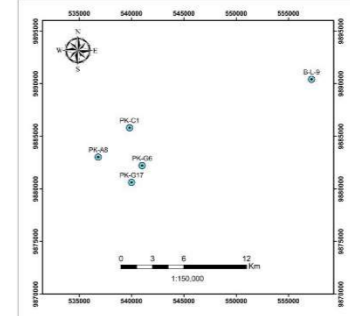


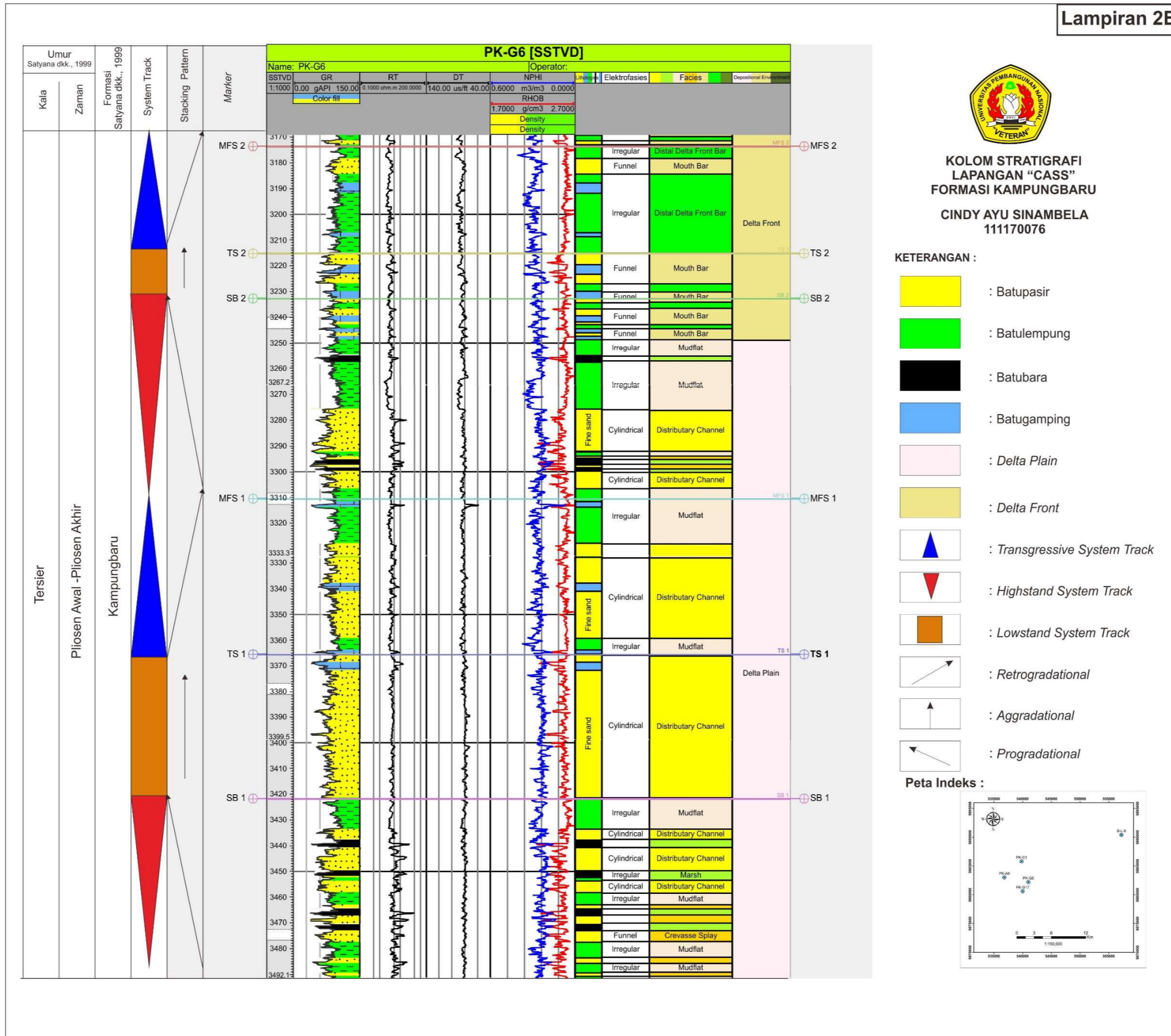
**KOLOM STRATIGRAFI  
LAPANGAN "CASS"  
FORMASI KAMPUNGBARU**  
CINDY AYU SINAMBELA  
111170076

**KETERANGAN :**

- : Batupasir
- : Batulempung
- : Batubara
- : Batugamping
- : Delta Plain
- : Delta Front
- : Transgressive System Track
- : Highstand System Track
- : Lowstand System Track
- : Retrogradational
- : Aggradational
- : Progradational

**Peta Indeks :**










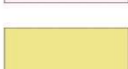

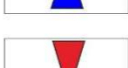








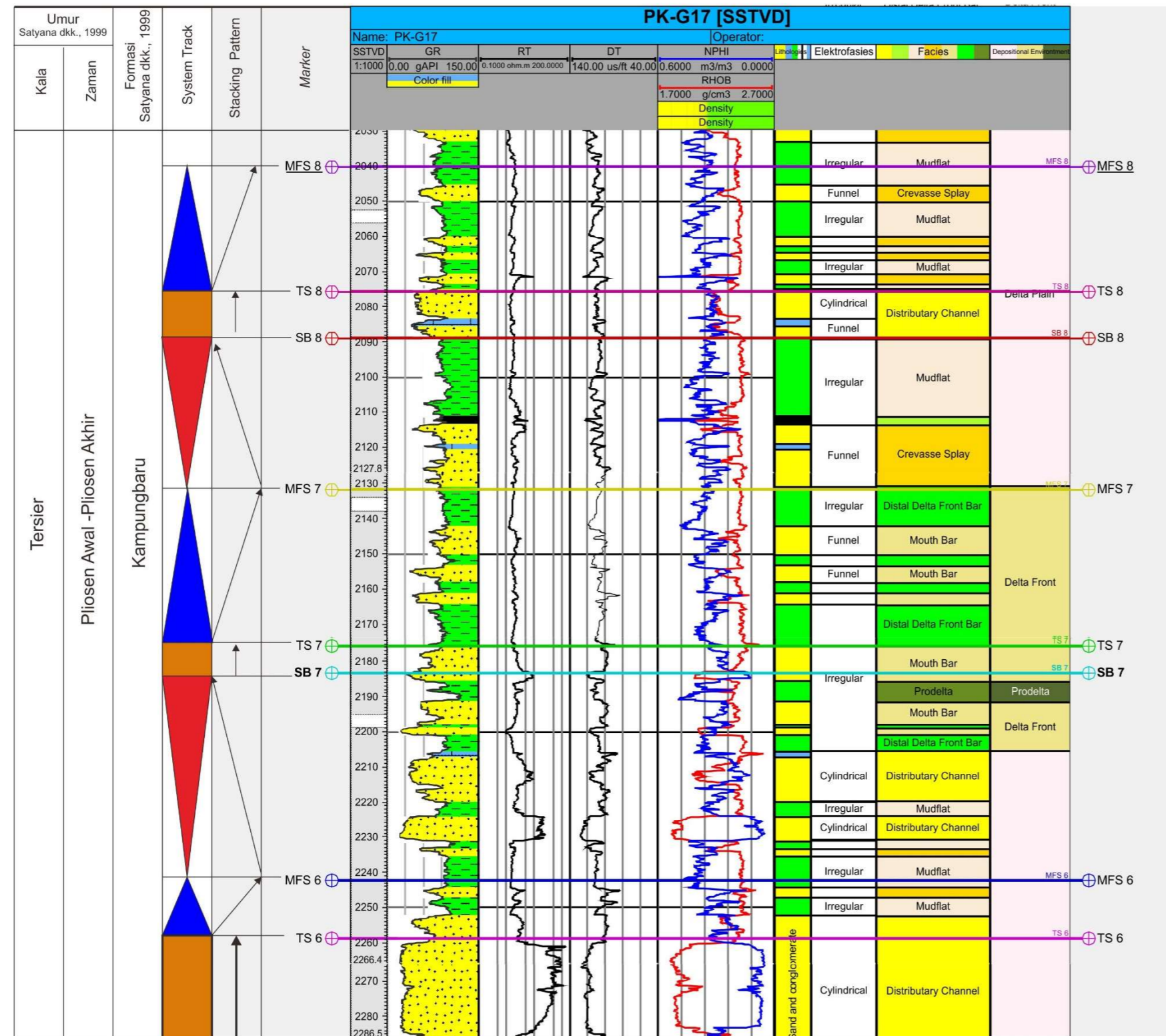
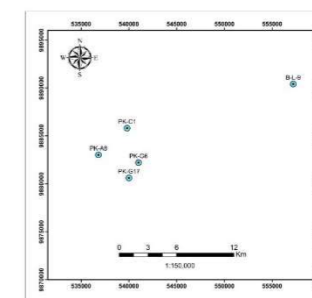
**KOLOM STRATIGRAFI  
LAPANGAN "CASS"  
FORMASI KAMPUNGBARU**

**CINDY AYU SINAMBELA  
111170076**

**KETERANGAN :**

-  : Batupasir
-  : Batulempung
-  : Batubara
-  : Batugamping
-  : Delta Plain
-  : Delta Front
-  : Transgressive System Track
-  : Highstand System Track
-  : Lowstand System Track
-  : Retrogradational
-  : Aggradational
-  : Progradational

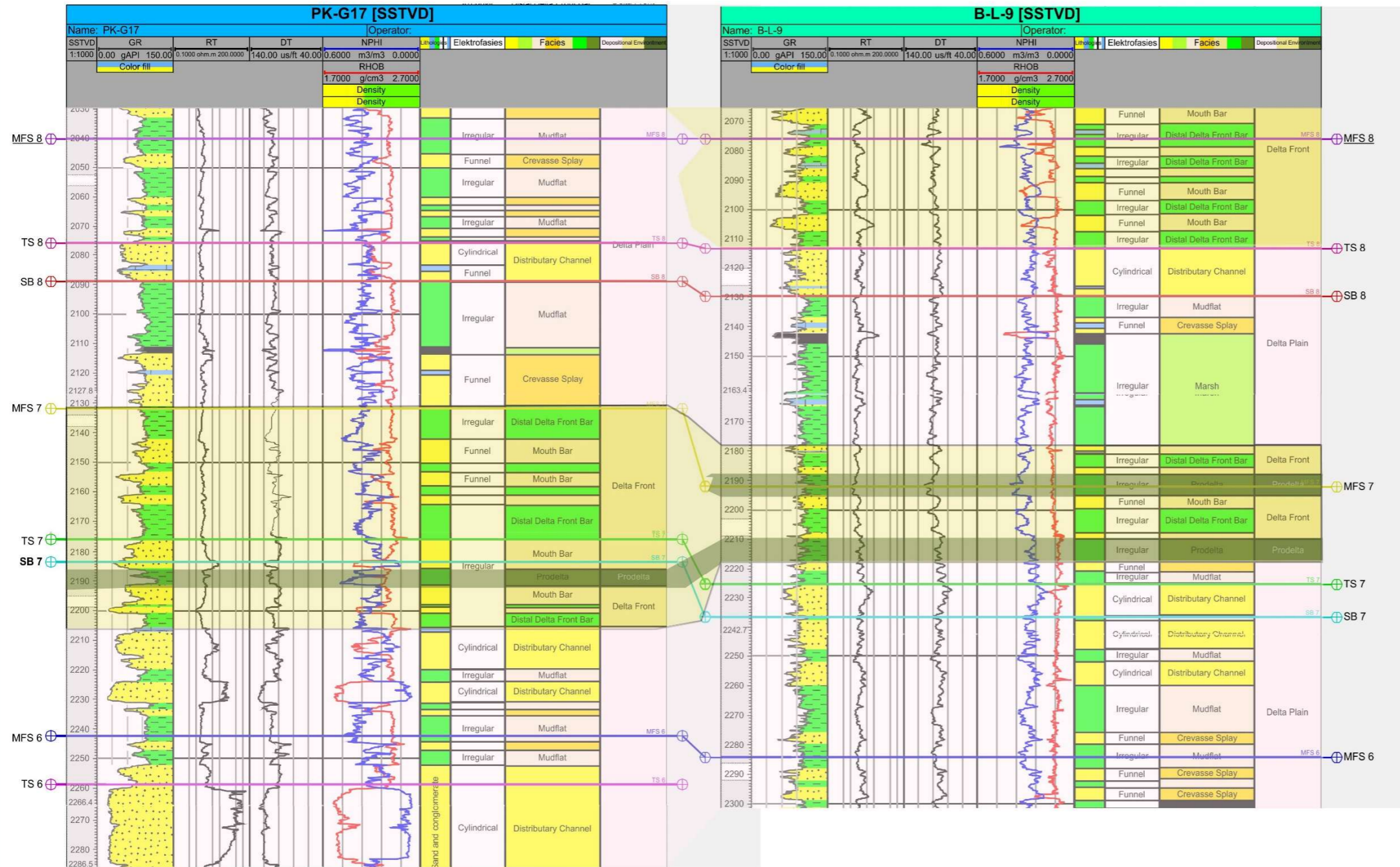
**Peta Indeks :**





Barat Daya

Timur Laut

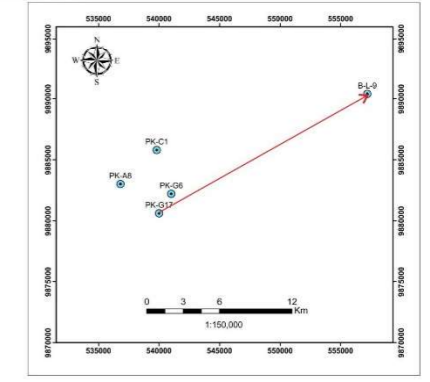


KORELASI STRATIGRAFI  
 LAPANGAN "CASS"  
 FORMASI KAMPUNGBARU  
 CINDY AYU SINAMBELA  
 111170076

KETERANGAN :

- : Delta Plain
- : Delta Front
- : Prodelta
- : Maximun Flooding Surface
- : Transgressive Surface
- : Sequen Boundary

Peta Indeks :





Barat Laut

Tenggara

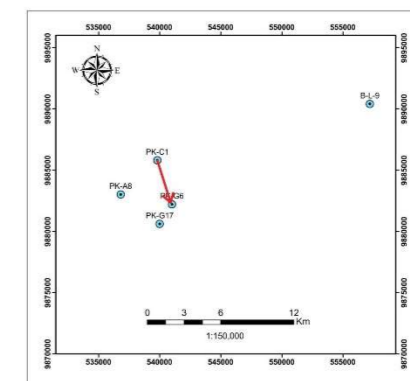


**KORELASI STRATIGRAFI  
 LAPANGAN "CASS"  
 FORMASI KAMPUNGBARU  
 CINDY AYU SINAMBELA  
 111170076**

**KETERANGAN :**

- : Delta Plain
- : Delta Front
- : Prodelta
- MFS : Maximun Flooding Surface
- TS : Transgressive Surface
- SB : Sequen Boundary

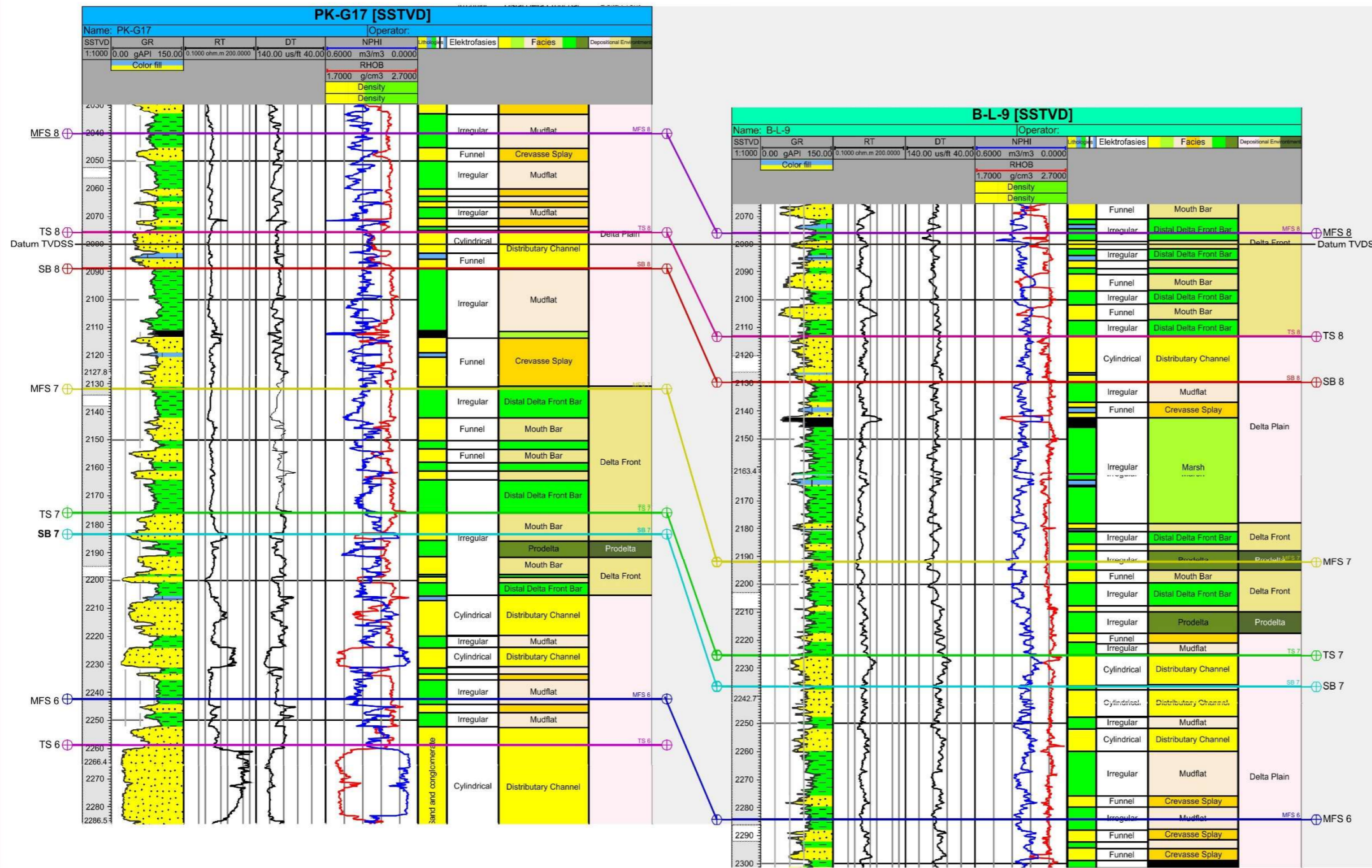
**Peta Indeks :**





Barat Daya

Timur Laut

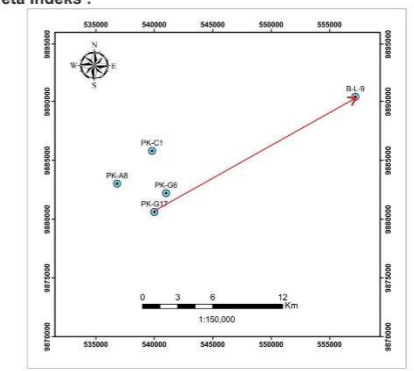


KORELASI STRATIGRAFI  
 LAPANGAN "CASS"  
 FORMASI KAMPUNGBARU  
 CINDY AYU SINAMBELA  
 111170076

KETERANGAN :

- : Delta Plain
- : Delta Front
- : Prodelta
- MFS : Maximun Flooding Surface
- TS : Transgressive Surface
- SB : Sequen Boundary

Peta Indeks :







**KORELASI STRATIGRAFI  
LAPANGAN "CASS"  
FORMASI KAMPUNGBARU  
CINDY AYU SINAMBELA  
111170076**

**KETERANGAN :**

- : Delta Plain
- : Delta Front
- : Prodelta
- MFS : Maximum Flooding Surface
- TS : Transgressive Surface
- SB : Sequen Boundary

**Peta Indeks :**

