

**INTERPRETASI PETROFISIK DAN ANALISA DATA  
CORE UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK DAN  
JUMLAH HIDROKARBON MULA-MULA PADA  
SUMUR “MA-01” LAPANGAN “ALV”**

**SKRIPSI**



**Oleh  
MUHAMMAD ALVIAN  
NIM: 113220114**

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK PERMINYAKAN  
JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL DAN ENERGI  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2026**

**INTERPRETASI PETROFISIK DAN ANALISA DATA  
CORE UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK DAN  
JUMLAH HIDROKARBON MULA-MULA PADA  
SUMUR “MA-01” LAPANGAN “ALV”**

**SKRIPSI**

**Oleh  
MUHAMMAD ALVIAN  
NIM: 113220114**

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK PERMINYAKAN  
JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL DAN ENERGI  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA  
2026**

## LEMBAR PENGESAHAN

### INTERPRETASI PETROFISIK DAN ANALISA DATA *CORE* UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK DAN JUMLAH HIDROKARBON MULA-MULA PADA SUMUR "MA-01" LAPANGAN "ALV"

Disusun sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik  
Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral dan Energi, Universitas Pembangunan  
Nasional "Veteran" Yogyakarta

oleh

**Muhammad Alvian**

**NIM: 113220114**

Menyetujui

Yogyakarta, 28 Februari 2026

**Dosen Pembimbing**

  
**Ir. H. Avianto Kabul Pratiknyo, M.T., IPM**

**NIP. 1961 0804 2021 2110 01**

**Koordinator Program Studi Sarjana**

28/02/2025

  
**Ir. Mia Ferian Helmy, S.T., M.T., IPM**

**NIP. 1983 1020 2019 0320 12**

## PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya yang bertandatangan di bawah ini :

Nama : MUHAMMAD ALVIAN

NIM : 113220114

menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi dari skripsi ini adalah asli karya ilmiah saya. Selama penyusunan karya ilmiah ini, saya selalu berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan karya ilmiah ini dan tidak melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya ilmiah orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik secara sengaja maupun tidak sengaja.

Apabila kemudian hari terbukti bahwa skripsi saya mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, bukan tanggung jawab dosen pembimbing saya. Oleh karena itu saya bersedia bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh Rektor Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta dan diumumkan pada khalayak ramai.

Yogyakarta, 28 Februari 2026

Yang menyatakan

  
Muhammad Alvin

## HALAMAN PERSEMBAHAN

*Alhamdullillahi Robbil' alamin*

*Saya mengucapkan puji syukur atas kehadiran Allah SWT yang selalu memberikan segalanya kepada saya hingga saat ini saya menyelesaikan penulisan skripsi ini.*

*Saya mempersembahkan Skripsi ini kepada:*

*Puspa Lestari selaku ibu kandung dari penulis, penulis ingin mengucapkan terimakasih yang sebesar besarnya karena telah mendidik penulis sampai sejauh ini dan terimakasih juga karena telah menyayangi penulis lebih dari apapun didunia ini, penulis juga ingin mengucapkan permintaan maaf penulis karena penulis merasa penulis tidak pandai untuk menyampaikan perasaan yang penulis rasakan tapi penulis ingin ibu tau bahwa penulis sangat cinta dan sayang kepada ibu. Tolong jadilah ibu penulis lagi disetiap kehidupan yang ada*

*Tito Avianto selaku ayah kandung dari penulis, penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada satu satunya orang yang ingin melihat penulis sukses melebihi dirinya sendiri dengan tulus, terimakasih atas segala didikan yang ayah berikan sehingga penulis bisa berkembang sejauh ini dengan support ayah baik dari segi materi maupun kasih sayang. Penulis juga ingin meminta maaf karena tidak pandai menyampaikan perasaan yang penulis rasakan tapi penulis sangat sayang kepada ayah.*

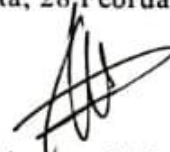
## PRAKATA

Puji syukur atas kehadiran Tuhan Yang Maha Esa yang telah melimpahkan Berkah dan Anugrah-Nya sehingga Penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“INTERPRETASI PETROFISIK DAN ANALISA DATA CORE UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK DAN JUMLAH HIDROKARBON MULA-MULA PADA SUMUR “MA-01” LAPANGAN “ALV”**. Dengan kesempatan ini, Penulis menyampaikan terimakasih kepada:

1. Prof. Dr. Mohamad Irhas Effendi, M. Si., selaku Rektor UPN “Veteran” Yogyakarta.
2. Prof. Dr. Ir. RM. Basuki Rahmad, M.T., selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral dan Energi UPN “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Ir. Boni Swadesi, S.T., M.T., IPU, CIQnR, selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
4. Ir. Edgie Yuda Kaesti, S.T., M.T., selaku Sekertaris Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
5. Ir. Mia Ferian Helmy, S.T., M.T., IPM, selaku Koordinator Program Studi Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta.
6. Ir. Fanata Yudha Nugraha, S.T., M.T., IPP, selaku Dosen Wali.
7. Ir. H. Avianto Kabul Pratiknyo, M.T., IPM, selaku Dosen Pembimbing.
8. Studio Penilaian Formasi tempat saya melaksanakan Tugas Akhir.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan skripsi ini masih terdapat banyak kekurangan sehingga penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun. Akhir kata, semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi seluruh pihak yang membutuhkan.

Yogyakarta, 28 Februari 2026



Muhammad Alvian

## ABSTRAK

### INTERPRETASI PETROFISIK DAN ANALISA DATA *CORE* UNTUK PENENTUAN ZONA PROSPEK DAN JUMLAH HIDROKARBON MULA-MULA PADA SUMUR “MA-01” LAPANGAN “ALV”

Oleh  
Muhammad Alvian  
NIM: 113220114  
(Program Studi Sarjana Teknik Perminyakan)

Sumur “MA-01” pada Lapangan “ALV” berada di Cekungan Sumatra Tengah dengan Formasi *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap* sebagai target *reservoir* utama. Cekungan ini tergolong matang dan dikenal memiliki potensi hidrokarbon yang baik, sehingga diperlukan kajian lanjutan untuk mengidentifikasi zona hidrokarbon yang prospek serta melakukan estimasi awal cadangan hidrokarbon pada sumur tersebut.

Penelitian ini dilakukan melalui dua tahapan analisis, yaitu analisis kualitatif dan analisis kuantitatif. Analisis kualitatif dilakukan dengan memanfaatkan kombinasi log dari *lithology tools*, *resistivity tools*, dan *porosity tools* untuk mengidentifikasi zona prospek. Sementara itu, analisis kuantitatif mencakup perhitungan volume *shale* menggunakan log *gamma ray*, perhitungan porositas dengan metode SSPW, serta penentuan saturasi air menggunakan metode *Simandoux*. Selain itu, dilakukan pula penentuan nilai *cut-off* untuk memisahkan lapisan produktif dan *nonproduktif*, yang kemudian dilanjutkan dengan proses *reservoir lumping*. Tahap akhir penelitian berupa perhitungan cadangan hidrokarbon dengan fokus utama pada Formasi *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap*.

Sumur “MA-01” merupakan sumur dengan *reservoir* gas. Nilai *cut-off* yang digunakan pada penelitian ini meliputi *V<sub>shale</sub>* sebesar 35%, porositas sebesar 10%, dan saturasi air sebesar 75%. Berdasarkan hasil analisis kualitatif dan kuantitatif, teridentifikasi sebanyak 7 interval prospek pada sumur “MA-01” dengan total *net pay* sebesar 31 feet. Dari hasil perhitungan, diperoleh estimasi cadangan gas mula-mula (OGIP) sebesar 20.77 BSCF.

Kata kunci: Analisa petrofisik, Cekungan Sumatra Tengah, Formasi Bekasap, Zona prospek, *Reservoir lumping*, OGIP.

## ***ABSTRACT***

### ***PETROPHYSICAL INTERPRETATION AND CORE DATA ANALYSIS FOR DETERMINING PROSPECT ZONES AND ORIGINAL HYDROCARBON IN PLACE IN WELL “MA-01”, “ALV” FIELD***

By

Muhammad Alvian

NIM: 113220114

*(Petroleum Engineering Undergraduated Program)*

*The “MA-01” well in “ALV” Field is located in the Central Sumatra Basin, with the Upper Bekasap and Lower Bekasap Formations serving as the main reservoir targets. This basin is considered mature and is known to possess significant hydrocarbon potential; therefore, further study is required to identify prospective hydrocarbon zones and to estimate the initial hydrocarbon reserves in the well.*

*This study was conducted through two analytical stages, namely qualitative and quantitative analyses. The qualitative analysis was carried out by utilizing a combination of logs from lithology tools, resistivity tools, and porosity tools to identify prospective zones. Meanwhile, the quantitative analysis included the calculation of volume shale using gamma ray logs, porosity estimation using the SSPW method, and water saturation determination using the Simandoux method. In addition, cut-off values were determined to distinguish productive from non-productive layers, followed by a reservoir lumping process. The final stage of the study involved hydrocarbon reserve estimation with a primary focus on the Upper Bekasap and Lower Bekasap Formations.*

*“MA-01” well is identified as a gas reservoir. The cut-off values applied in this study consist of  $V_{shale}$  of 35%, porosity of 10%, and water saturation of 75%. Based on the results of the qualitative and quantitative analyses, a total of seven prospective intervals were identified in Well “MA-01”, with a total net pay thickness of 31 feet. The calculation results indicate an estimated Original Gas in Place (OGIP) of 20.77 BSCF.*

*Keywords: Petrophysical analysis, Central Sumatra Basin, Bekasap Formation, Prospect zone, Reservoir lumping, OGIP.*

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>i</b>
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH</b> .....	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PERSEMBAHAN</b> .....	<b>iv</b>
<b>PRAKATA</b> .....	<b>v</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>vi</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xv</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xvi</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG</b> .....	<b>xvii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Lokasi Penelitian.....	3
1.6. Luaran Penelitian .....	3
1.7. Manfaat Penelitian.....	3
<b>BAB II TINJAUAN UMUM DAN LANDASAN TEORI</b> .....	<b>5</b>
2.1. Tinjauan Umum .....	5
2.1.1. Letak Geografis Lapangan ALV .....	5
2.1.2. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah.....	6
2.1.2.1.Sistem Tektonik .....	6
2.1.2.2.Stratigrafi.....	9
2.1.3. Petroleum System.....	12
2.2. Landasan Teori.....	15
2.2.1. <i>Wireline Logging</i> .....	15

## DAFTAR ISI (Lanjutan)

2.2.2.1.Lithology Tools.....	20
2.2.2.2. <i>Resistivity Tools</i> .....	28
2.2.2.3. <i>Porosity Tools</i> .....	35
2.2.2. <i>Coring dan Analisa Core</i> .....	43
2.2.2.1. <i>Conventional Coring</i> .....	45
2.2.2.2. <i>Sidewall Coring</i> .....	47
2.2.2.3. <i>Routine Core Analysis</i> .....	49
2.2.2.4. <i>Special Core Analysis</i> .....	53
2.2.3. Interpretasi Log.....	60
2.2.2.1.Analisa Kualitatif.....	60
2.2.2.2.Analisa Kuantitatif.....	62
2.2.4. Metode <i>Cut-off</i> .....	66
2.2.5. <i>Reservoir Lumping</i> .....	70
2.2.6. <i>Original Gas in Place (OGIP)</i> .....	71
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....</b>	<b>72</b>
3.1. Metode Penelitian.....	72
3.2. Tahapan Penelitian .....	72
3.2.1. Tahap Pendahuluan .....	72
3.2.2. Tahap Pengumpulan Data.....	72
3.2.3. Tahap Pengolahan dan Analisis Data .....	73
3.2.4. Tahap Validasi Data .....	74
3.2.5. Tahap Perhitungan.....	75
<b>BAB IV PENGOLAHAN DATA.....</b>	<b>77</b>
4.1. Data Penelitian.....	77
4.2. Pengolahan Data.....	77
4.2.1. Input Data .....	78
4.3. Analisa <i>Logging</i> .....	80
4.3.1. Analisa Kualitatif.....	80
4.3.2.1.Penentuan Marker Lapisan .....	80

## **DAFTAR ISI (Lanjutan)**

4.3.2.2. Penentuan Zona <i>Crossover</i> .....	81
4.3.2.3. Penentuan Jenis Hidrokarbon .....	82
4.3.2. Analisa Kuantitatif .....	82
4.3.2.1. Volume <i>Shale</i> .....	83
4.3.2.2. Porositas .....	85
4.3.2.3. Saturasi Air .....	88
4.3.2.4. Permeabilitas.....	91
4.4. <i>Cut-Off</i> .....	94
4.4.1. <i>Cut-off</i> $V_{shale}$ .....	94
4.4.2. <i>Cut-off</i> Porositas.....	95
4.4.3. <i>Cut-off</i> Saturasi Air .....	96
4.5. <i>Reservoir</i> Lumping.....	97
4.6. <i>Original Gas in Place (OGIP)</i> .....	98
<b>BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>100</b>
<b>BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>104</b>
6.1. Kesimpulan.....	104
6.2. Saran.....	104
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>105</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>107</b>

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
<b>Gambar 1.1.</b> Lokasi Penelitian (Google Earth).....	3
<b>Gambar 2.1.</b> Lokasi Lapangan “ALV” (Google Earth).....	5
<b>Gambar 2.2.</b> Fisiografi Cekungan di Daerah Sumatera (Heidrick & Aulia,1993)	6
<b>Gambar 2.3.</b> Empat Fasa Tektonik Cekungan Sumatera tengah (Heidrick & Aulia, 1993).....	7
<b>Gambar 2.4.</b> Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993).....	9
<b>Gambar 2.5.</b> <i>Hydrocarbon Potensial</i> (Azam Abdullah, Heri asep, 2025).....	13
<b>Gambar 2.6.</b> Peralatan <i>Wireline logging</i> (Schön, J, 2015).....	16
<b>Gambar 2.7.</b> <i>Borehole Environment</i> (Schlumberger Log Interpretation Charts 2013 Edition).....	18
<b>Gambar 2.8.</b> Contoh Interpretasi <i>Triple Combo log</i> (Appgeos, 2024) .....	20
<b>Gambar 2.9.</b> SP Log: a) interaksi elektrokimia dari Formasi terhadap zona yang terisi oleh <i>water base mud</i> ; b) contoh log ( <i>sand baseline</i> dan <i>shale baseline</i> ) (Schön, J, 2015).....	21
<b>Gambar 2.10.</b> <i>Sand/shale sequence</i> (Schlumberger, 1989) .....	22
<b>Gambar 2.11.</b> <i>Gamma ray log detector</i> (Bateman, R. M, 2020).....	24
<b>Gambar 2.12.</b> Contoh defleksi GR log pada setiap <i>lithology</i> (Bateman, R. M, 2020) .....	24
<b>Gambar 2.13.</b> Contoh grafik koreksi untuk GR log pada LWD, (SLB Chartbook, 2013).....	25
<b>Gambar 2.14.</b> Respon <i>Gamma Ray Log</i> pada Berbagai Litologi (Dr. Paul Glover, 2000).....	26
<b>Gambar 2.15.</b> Beberapa tipe dari ( <i>mechanical</i> ) <i>caliper tools</i> (Bigelow, 2002)...	27
<b>Gambar 2.16.</b> Respon <i>Caliper Log</i> Pada Lubang Bor (Glover, 2000) .....	28
<b>Gambar 2.17.</b> Respon Resistivity Log pada Fluida (Dr. Paul Glover, 2000).....	29

## DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)

<b>Gambar 2.18.</b> Perbandingan distribusi <i>lines</i> pada <i>Microlaterolog</i> dan <i>microlog</i> , Log Interpretation Principles (Schlumberger, 1989) .....	31
<b>Gambar 2.19.</b> Presentasi dari <i>Proximity-Microlog</i> (Schlumberger, 1989) .....	32
<b>Gambar 2.20.</b> <i>Basic two coil induction log system</i> (Schlumberger, 1989) .....	33
<b>Gambar 2.21.</b> Skematik dari dua <i>receiver Sonic Log</i> (Schlumberger, 1989).....	36
<b>Gambar 2.22.</b> Defleksi Sonic Log, (Rider, 2000) .....	37
<b>Gambar 2.23.</b> Skematik <i>dual spacing Formation Density Logging Device</i> (FDC) (Schlumberger, 1989) .....	39
<b>Gambar 2.24.</b> “Spine and ribs” plot, faktor koreksi <i>density log</i> terhadap <i>mud cake</i> (Schlumberger, 1989) .....	39
<b>Gambar 2.25.</b> Neutron log dan fasilitas kalibrasinya (Schön, J, 2015) .....	41
<b>Gambar 2.26.</b> Defleksi Neutron Log, (Rider, 2000).....	42
<b>Gambar 2.27.</b> <i>Routine Core Analysis</i> (RCAL) dan <i>Special Core Analysis</i> (SCAL) (Schön, J, 2015).....	44
<b>Gambar 2.28.</b> <i>Drilling Bit and Coring Bit</i> (SLB, 2015).....	45
<b>Gambar 2.29.</b> <i>Core barrel drill</i> (IODP, 2014).....	47
<b>Gambar 2.30.</b> <i>Sidewall Coring Gun</i> (SLB, 2015).....	48
<b>Gambar 2.31.</b> Visualisasi Porositas Absolut dan Porositas Efektif Batuan (Clark, 1969).....	51
<b>Gambar 2.32.</b> Konsep dasar darcy (Darcy).....	53
<b>Gambar 2.33.</b> <i>Cementation exponent plot presentation</i> (Core Analysis: A Best Practice Guide Volume 64, 2015) .....	55
<b>Gambar 2.34.</b> Penentuan Turtuosity (a) dan Faktor Sementasi (m) (Bateman, 1985) .....	57
<b>Gambar 2.35.</b> <i>Example composite resistivity index versus Sw (logarithmic scale)</i> (Core Analysis: A Best Practice Guide Volume 64, 2015) .....	58
<b>Gambar 2.36.</b> Kurva Permeabilitas Efektif Pada Sistem Minyak-Air (Dake, 1988) .....	59
<b>Gambar 2.37.</b> <i>Quick look flowchart</i> (Asquith dan Krygowsky, 2004) .....	60

## DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)

<b>Gambar 2.38.</b> Respon Gamma Ray Untuk Berbagai Mineral (Dewan, 1985) ....	62
<b>Gambar 2.39.</b> Contoh <i>Pickett Plot</i> , (Dewan, 1983).....	66
<b>Gambar 2.40.</b> Contoh dalam Penentuan <i>Cut-off</i> Porositas dan <i>Vshale</i> (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011).....	67
<b>Gambar 2.41.</b> Contoh dalam Penentuan <i>Cut-off</i> Data yang <i>Miss</i> (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011).....	68
<b>Gambar 2.42.</b> Contoh Penentuan <i>Cut-Off</i> Menggunakan Laju Alir (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011).....	69
<b>Gambar 2.43.</b> Contoh dalam Penentuan <i>Cut-off</i> Sw (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011).....	69
<b>Gambar 2.44.</b> Schematic <i>net pay</i> (Schön, J, 2015) .....	70
<b>Gambar 2.45.</b> Contoh Tabulasi <i>Reservoir Lumping</i> (Dadang Rukmana, dkk, 2011) .....	70
<b>Gambar 3.1.</b> Flowcart Proses Penentuan Jumlah Cadangan Hidrokarbon Mula-Mula.....	76
<b>Gambar 4.1.</b> Input Data Project Sumuran.....	78
<b>Gambar 4.2.</b> Input data <i>Well core analysis</i> .....	79
<b>Gambar 4.3.</b> Input data <i>core model</i> .....	79
<b>Gambar 4.4.</b> Input data <i>Well log</i> .....	80
<b>Gambar 4.5.</b> Zona Prospek pada Sumur "MA-01".....	81
<b>Gambar 4.6.</b> <i>Frequency gamma ray Zone of Interest</i> .....	83
<b>Gambar 4.7.</b> <i>Crossplot Gamma Ray</i> Normalisasi dengan <i>VSH</i> .....	84
<b>Gambar 4.8.</b> <i>Triangle Volan</i> .....	86
<b>Gambar 4.9.</b> <i>Pickett Plot</i> Resistivitas Formasi Bekasap.....	89
<b>Gambar 4.10.</b> <i>Shale Resistivity Crossplot</i> .....	90
<b>Gambar 4.11.</b> Permeabilitas hasil analisis dengan data <i>core</i> .....	92
<b>Gambar 4.12.</b> <i>Core</i> permeabilitas vs <i>Single Regression</i> .....	93
<b>Gambar 4.13.</b> <i>Core</i> permeabilitas vs <i>Multiple Regression</i> .....	93
<b>Gambar 4.14.</b> <i>Cut-off VSH</i> .....	94

**DAFTAR GAMBAR**  
**(Lanjutan)**

<b>Gambar 4.15.</b> <i>Cut-off</i> Porositas.....	95
<b>Gambar 4.16.</b> <i>Cut-off</i> Saturasi .....	97

## DAFTAR TABEL

	Halaman
<b>Tabel 2.1.</b> Tabel klasifikasi porositas, Koesoemadinata (1980) .....	51
<b>Tabel 2.2.</b> Klasifikasi Faktor Sementasi Batuan, ( <i>Amyx, 1960</i> ).....	55
<b>Tabel 4.1.</b> Ketersediaan data sumuran.....	77
<b>Tabel 4.2.</b> Ketersediaan data log sumuran.....	77
<b>Tabel 4.3.</b> Data Marker pada Sumur "MA-01".....	80
<b>Tabel 4.4.</b> Keterangan Titik <i>Triangle Volan</i> .....	85
<b>Tabel 4.5.</b> Respon RHOB dan NPHI Terhadap Matriks Mineral, (Baker Huges, 1996).....	86
<b>Tabel 4.6.</b> <i>Wireline Equation Respons</i> , (Schlumberger, 1989).....	86
<b>Tabel 4.7.</b> Keterangan Parameter Saturasi.....	90
<b>Tabel 4.8.</b> <i>Cut-off Vsh</i> .....	95
<b>Tabel 4.9.</b> <i>Cut-off</i> Porositas .....	96
<b>Tabel 4.10.</b> <i>Cut-off</i> Saturasi Air.....	96
<b>Tabel 4.11.</b> <i>Reservoir Lumping</i> "MA-01" .....	98
<b>Tabel 4.12.</b> Perhitungan OGIP Sumur "MA-01".....	99

## DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
<b>Lampiran A.</b> <i>Header Log &amp; Chart Log</i> Sumur “MA-01” .....	107
<b>Lampiran B.</b> <i>Data Core</i> Sumur “MA-01” .....	108
<b>Lampiran C.</b> Hasil Analisa Petrofisik Sumur “MA-01 .....	109
<b>Lampiran D.</b> Tabulasi Hasil <i>Reservoir Lumping</i> “MA-01” .....	116
<b>Lampiran E.</b> Perbandingan Nilai Dari Beberapa Metode .....	119

## DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
OGIP	<i>Original Gas in Place</i>	1
Vsh	<i>Volume Shale</i>	1
TOC	<i>Total Organic Carbon</i>	13
PI	<i>Production Index</i>	13
MWD	<i>Measurement While Drilling</i>	16
LWD	<i>Logging While Drilling</i>	16
PLT	<i>Production Logging Tools</i>	17
SP	<i>Spontaneous Potential</i>	20
GR	<i>Gamma Ray</i>	20
LLD	<i>Laterolog Deep</i>	30
LLS	<i>Laterolog Shallow</i>	30
ILD	<i>Induction Log Deep</i>	30
ILM	<i>Induction Log Medium</i>	30
MSFL	<i>Microspherically Focused Log</i>	30
RCAL	<i>Routine Core Analysis</i>	49
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>	53
LAMBANG		
Sw	Saturasi air	1
$d_i$	Diameter invasi	18
$d_h$	Diameter lubang bor	18
GRlog	Nilai <i>gamma ray</i> pada kedalaman pembacaan	26
GRmax	Nilai <i>gamma ray</i> maksimum	26
GRmin	Nilai <i>gamma ray</i> minimum	26
Rw	Resistivitas air formasi	29
Rmf	Resistivitas mud filtrate	29
Rxo	Resistivitas zona terinvasi	29
Rt	Resistivitas formasi sebenarnya	29

**DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG  
(Lanjutan)**

Fc	<i>Formation factor</i>	30
Rmc	Resistivitas <i>mud cake</i>	31
$\phi$	Porositas	50
k	Permeabilitas	52
$\mu$	Viskositas fluida	52
$\Delta P$	Perbedaan tekanan	52
Q	Laju alir fluida	52
L	Panjang media aliran	52
m	<i>Cementation exponent</i>	54
n	<i>Saturation exponent</i>	54
a	<i>Tortuosity factor</i>	54
RI	<i>Resistivity Index</i>	57
A	Luas area <i>reservoir</i>	97
h	Ketebalan <i>net pay</i>	97
Bgi	Faktor volume formasi gas awal	97

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi merupakan upaya yang dilakukan untuk memenuhi kebutuhan energi. Kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi dilakukan untuk mengetahui dan menganalisa keberadaan cadangan minyak dan gas bumi yang terdapat di bawah permukaan dengan menggunakan metode geologi dan geofisika. Data yang dihasilkan dari metode tersebut digunakan untuk menentukan apakah wilayah tersebut layak untuk dianalisis lebih lanjut. Salah satu jenis data yang digunakan adalah data *logging*, yang memungkinkan untuk mengetahui karakteristik fisik batuan dan kandungan fluida di bawah permukaan. Selain itu, interpretasi data log juga dilakukan untuk mengevaluasi formasi.

Sumur “MA-01” pada Lapangan “ALV” dilakukan analisa untuk mengetahui potensi hidrokarbon di dalamnya. Analisa pada sumur “MA-01” dilakukan dengan menganalisis data bawah permukaan menggunakan interpretasi data log secara kualitatif dan kuantitatif. Analisa secara kualitatif bertujuan untuk menentukan zona *permeable* dan *non permeable*, menentukan letak kedalaman *top* dan *bottom* lapisan *porous* serta memperkirakan jenis kandungan pada lapisan tersebut. Sedangkan pada analisa kuantitatif bertujuan untuk menentukan sifat-sifat petrofisik batuan meliputi *volume shale*, porositas, dan saturasi air. Kemudian dilakukan penentuan nilai *cut off* serta divalidasi menggunakan data *core* agar hasilnya lebih representatif seperti hasil sesungguhnya.

Penelitian terhadap sumur “MA-01” pada Lapangan “ALV” dilakukan agar dapat menentukan letak zona prospek hidrokarbon serta dapat memperkirakan juga jumlah cadangan mula-mula. Meskipun demikian, penelitian ini berfokus untuk mengetahui zona prospek hidrokarbon dan jumlah potensi hidrokarbon mula-mula yang ada pada sumur “MA-01”.

## 1.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang diangkat dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana proses identifikasi zona prospek hidrokarbon pada Sumur “MA-01” berdasarkan analisis kualitatif maupun kuantitatif?
2. Pada sumur “MA-01”, berapakah tebal lapisan dan pada interval berapa terdapat zona prospek dengan pertimbangan nilai *Volume shale*, porositas dan saturasi air?
3. Berapa nilai *cut off volume shale*, porositas, dan saturasi air pada lapisan-lapisan tersebut?
4. Berapakah cadangan hidrokarbon mula-mula pada sumur “MA-01” Lapangan “ALV”?

## 1.3. Tujuan

Tujuan yang hendak dicapai dalam penelitian adalah:

1. Melakukan identifikasi zona prospek hidrokarbon secara kualitatif dan kuantitatif berdasarkan data log dan data *core*.
2. Menentukan ketebalan lapisan prospek pada interval Bekasap di Sumur “MA-01”.
3. Menentukan nilai *cut-off* untuk *volume shale*, porositas, dan saturasi air.
4. Mengestimasi besarnya cadangan hidrokarbon mula-mula pada Sumur “MA-01”.

## 1.4. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah yang dibahas dalam penelitian skripsi ini meliputi hal-hal sebagai berikut:

1. Penelitian ini terbatas pada satu sumur ”MA-01” yang berada pada lapangan ”ALV”.
2. Penentuan zona prospek dilakukan berdasarkan hasil interpretasi data log sumur dengan menggunakan pendekatan kombinasi data log dan data *core*.
3. Analisis kualitatif dan kuantitatif difokuskan pada interval Formasi Bekasap yaitu *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap*.
4. Perhitungan cadangan hidrokarbon mula-mula dilakukan dengan menggunakan metode volumetrik.

### 1.5. Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian terletak di Lapangan “ALV” pada Formasi *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap*, Cekungan Sumatra Tengah, Provinsi Riau, sebagaimana diperlihatkan pada **Gambar 1.1**.



**Gambar 1.1.** Lokasi Penelitian (*Google Earth*)

### 1.6. Luaran Penelitian

Dari penelitian ini, diharapkan menghasilkan:

1. Ketebalan lapisan zona prospek pada *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap*.
2. Nilai *cut-off volume shale*, porositas, dan saturasi air.
3. Besarnya jumlah hidrokarbon mula-mula.

### 1.7. Manfaat Penelitian

Penelitian ini mempunyai manfaat sebagai berikut:

1. UPN “Veteran” Yogyakarta
  - Memberikan kontribusi akademik bagi Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
  - Mengembangkan kemampuan mahasiswa dalam beradaptasi dengan lingkungan kerja profesional.
2. Mahasiswa

- Memberikan pengalaman langsung dalam pelaksanaan evaluasi cadangan hidrokarbon.
- Mengaplikasikan serta mengembangkan ilmu yang diperoleh selama perkuliahan beserta pengembangannya.

## BAB II

### TINJAUAN UMUM DAN LANDASAN TEORI

#### 2.1. Tinjauan Umum

##### 2.1.1. Letak Geografis Lapangan ALV

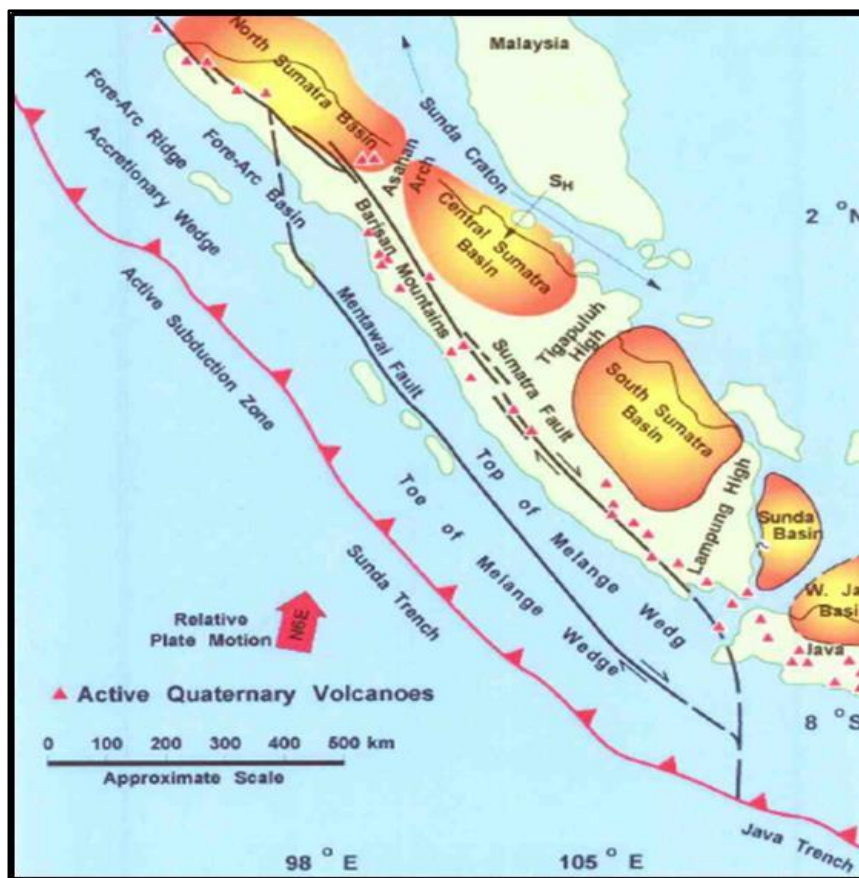
Lapangan “ALV” secara geologi terletak di wilayah Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang berkembang sepanjang tepi Paparan Sunda di bagian barat daya Asia Tenggara (Heidrick dan Aulia, 1993). Cekungan ini dikenal sebagai salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia, dengan sumber produksi utama berasal dari batuan sedimen berumur Tersier. Secara tektonik, cekungan ini berada pada zona busur belakang Pulau Sumatera. Secara regional, Cekungan Sumatera Tengah dibatasi oleh Bukit Barisan di bagian barat dan barat daya, Semenanjung Malaysia di bagian timur, Busur Asahan di bagian utara, Dataran Tinggi Tigapuluh di bagian tenggara, serta Paparan Sunda di bagian timur laut. Sementara itu, batas bagian selatan cekungan ini hingga saat ini belum terdefiniskan secara jelas (Heidrick dan Aulia, 1993). Proses pembentukan Cekungan Sumatera Tengah dipengaruhi oleh aktivitas subduksi Lempeng Samudra Hindia yang menunjam ke bawah Lempeng Benua Asia, sehingga menghasilkan struktur geologi yang kompleks (Mertosono dan Nayoan, 1974).



**Gambar 2.1.** Lokasi Lapangan “ALV” (Google Earth)

### 2.1.2. Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Tektonik Cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh keberadaan blok-blok patahan yang disertai dengan mekanisme *transcurrent faulting*, pengangkatan struktural, *gravity tectonic*, pergeseran (*gliding*), serta lipatan akibat gaya kompresi. Sistem patahan tersebut umumnya berorientasi Utara–Selatan dan membentuk susunan struktur berupa *horst* dan *graben*. Di dalam cekungan ini terdapat dua pola struktur utama, yaitu pola struktur yang lebih tua dengan arah dominan Utara–Selatan serta pola struktur yang lebih muda yang berkembang dengan orientasi Barat Laut–Tenggara (Mertosono dan Nayoan, 1974) seperti yang ditunjukkan **Gambar 2.2**.

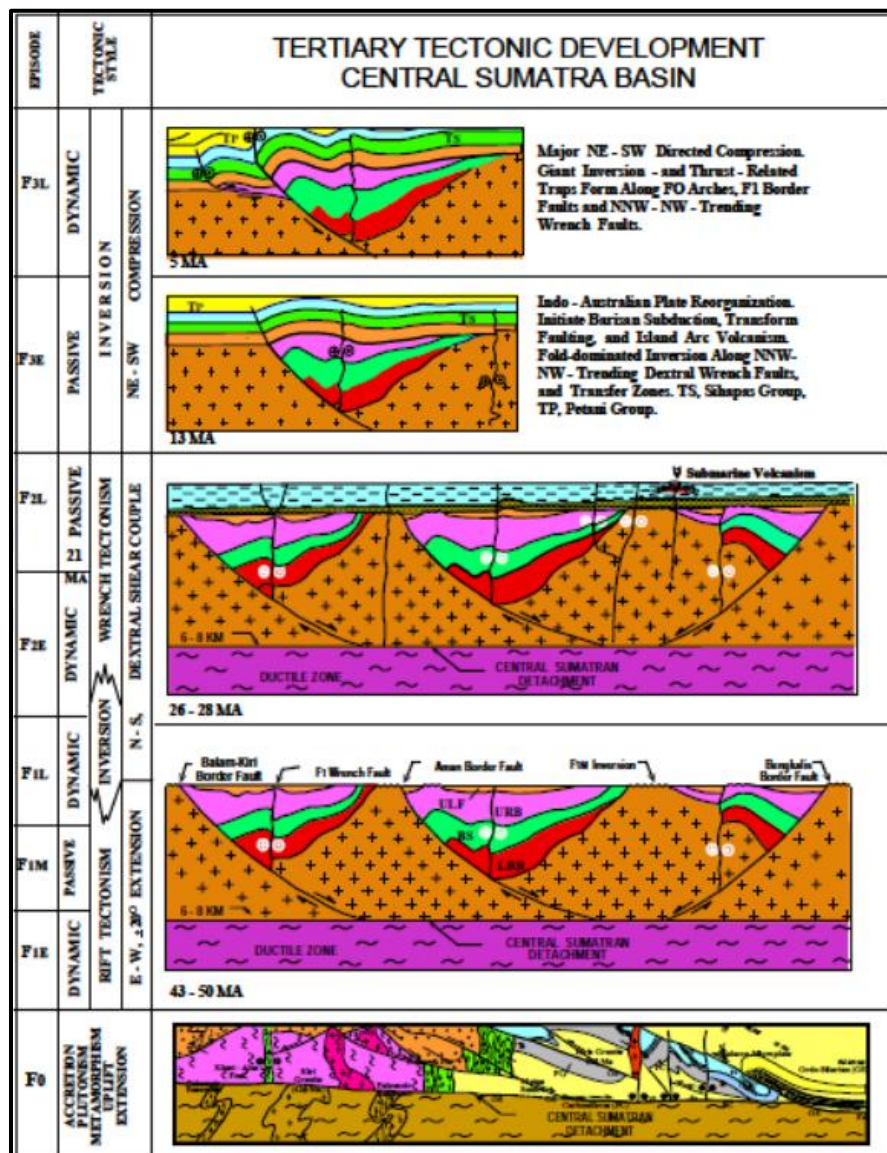


**Gambar 2.2.** Fisiografi Cekungan di Daerah Sumatera (Heidrick & Aulia, 1993)

#### 2.1.2.1. Sistem Tektonik

Selanjutnya, Heidrick dan Aulia (1993) mengemukakan bahwa evolusi struktur di Cekungan Sumatera Tengah secara geometris dan kinematis berlangsung melalui

empat fase tektonik utama yang diberi notasi F0, F1, F2, dan F3 dengan bentuk pada gambar 2.3.



Gambar 2.3. Empat Fasa Tektonik Cekungan Sumatera tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

**A. Fase Tektonik F0 (fase deformasi pada periode Pra-Eosen, sekitar 345–65 juta tahun lalu)**

Pada fase awal ini, batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Sumatera Tengah tersusun atas kombinasi lempeng samudera dan lempeng benua. Batuan dasar tersebut relatif dangkal, sehingga sedimen penutupnya sangat mudah mengalami deformasi akibat aktivitas tektonik. Proses ini menghasilkan pola pembentukan batuan dasar dengan orientasi dominan utara–selatan, barat laut–tenggara, serta timur laut–barat daya

(Heidrick dan Aulia, 1993). Pembentukan struktur ini berkaitan dengan terbentuknya Lempeng Benua Sunda yang berasal dari penggabungan beberapa lempeng mikro seperti Mergui, Malaka, dan Mutus.

**B. Fase Tektonik F1 (fase *rifting* pada periode Eosen hingga Oligosen, sekitar 50–26 juta tahun lalu)**

Fase ini berlangsung sejak Eosen awal hingga Oligosen akhir dan ditandai oleh perkembangan kerangka tektonik utama melalui proses *rifting*. Berdasarkan konsep tektonik lempeng regional, aktivitas tektonik pada fase ini dipicu oleh tumbukan Lempeng Samudera Hindia terhadap Lempeng Benua Asia. Peristiwa tersebut menyebabkan terbentuknya cekungan-cekungan tempat pengendapan Formasi Pematang sebagai hasil dari aktivitas ekstensional yang dominan.

**C. Fase Tektonik F2 (fase *sagging* dan transgresi pada periode Miosen awal hingga Miosen tengah, sekitar 26–13 juta tahun lalu)**

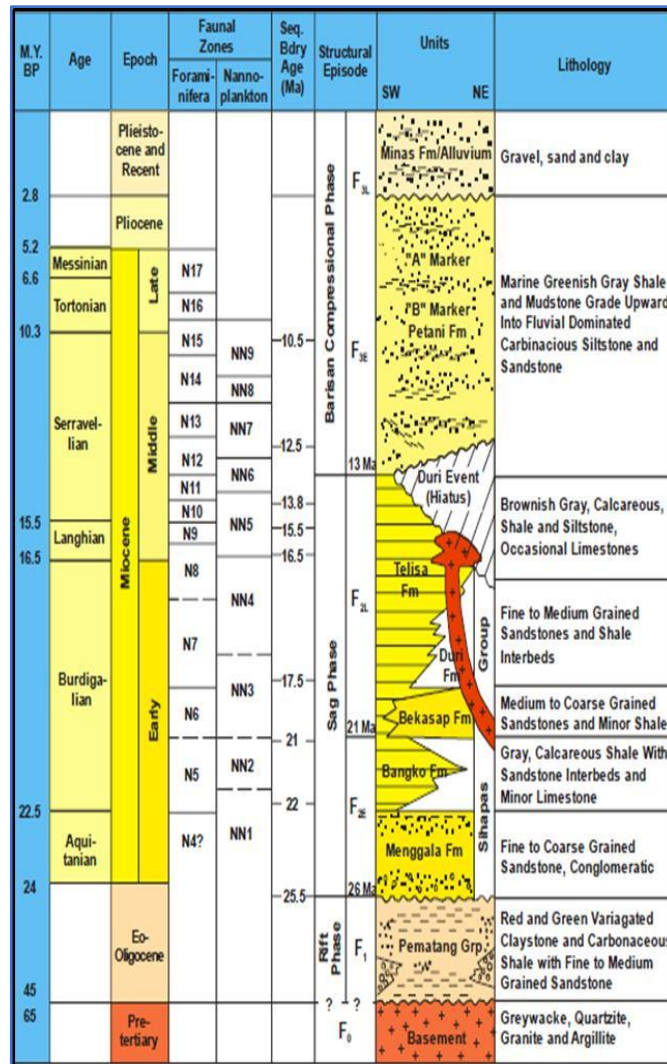
Fase ini terjadi pada akhir Oligosen hingga Miosen tengah dan dikenal sebagai fase *sagging*. Secara umum, pada periode ini cekungan mengalami penurunan secara menyeluruh yang disertai dengan masuknya laut (*transgresi*), sehingga terjadi pengendapan sedimen *transgresif* yang membentuk Kelompok Sihapas. Perkembangan tektonik pada fase ini menunjukkan berakhirnya aktivitas *rifting*, yang ditandai dengan dimulainya akumulasi endapan sag basin. Selain itu, aktivitas tektonik juga ditunjukkan oleh kemunculan sesar-sesar mendatar yang berkembang mengikuti arah sesar-sesar utama berorientasi utara–selatan yang telah terbentuk sebelumnya.

**D. Fase Tektonik F3 (fase kompresi sejak Miosen akhir, sekitar 13 juta tahun lalu hingga sekarang)**

Fase terakhir ini berlangsung sejak Miosen akhir hingga Resen dan dikenal sebagai fase kompresi. Pada periode ini terjadi berbagai peristiwa tektonik regional, di antaranya awal proses subduksi sepanjang Palung Sunda. Selain itu, berkembang pula busur vulkanik tipe Andean di sepanjang batas barat daya Sundaland serta dimulainya proses *sea floor spreading* di Laut Andaman.

### 2.1.2.2. Stratigrafi

Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah tersusun atas beberapa satuan formasi dan kelompok batuan yang berkembang secara berurutan dari tua hingga muda, meliputi batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, serta Formasi Minas. Di antara satuan tersebut, Formasi Menggala yang termasuk dalam Kelompok Sihapas berperan sebagai reservoir utama hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah. Batuan induk (*source rock*) yang memasok hidrokarbon berasal dari lapisan yang lebih tua, yaitu Formasi Brown Shale yang merupakan bagian dari Kelompok Pematang. Sementara itu, peran batuan penyekat (*seal*) dipegang oleh Formasi Banko yang memiliki litologi dominan berupa serpih (*shale*) dan terletak tepat di atas Formasi Menggala pada **Gambar 2.4**.



**Gambar 2.4.** Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

### **A. Batuan Dasar (Pra-Tersier)**

Batuan dasar yang berperan sebagai landasan struktural Cekungan Sumatera Tengah dapat diklasifikasikan menjadi tiga kelompok utama berdasarkan Eubank dan Makki (1981) dalam Heidrick dan Aulia (1993). Kelompok pertama adalah *Malacca Terrane* yang dikenal pula sebagai *Quartzite Terrane*, tersusun atas kuarsit, batugamping kristalin, sekis, dan serpih. Kelompok kedua yaitu *Mutus Assemblage*, yang berfungsi sebagai zona pemisah antara *Quartzite Terrane* dan *Deep-Water Assemblage*. Selanjutnya, kelompok ketiga adalah *Greywacke Terrane* yang terletak di bagian barat daya zona Mutus dan tersusun oleh batuan greywacke, *pebbly mudstone*, serta kuarsit.

### **B. Kelompok Pematang (Eosen–Oligosen)**

Kelompok Pematang merupakan satuan stratigrafi tertua berumur Paleogen di Cekungan Sumatera Tengah dan berperan sebagai batuan induk utama hidrokarbon yang mengisi berbagai perangkap minyak bumi di cekungan ini. Secara stratigrafi, Kelompok Pematang terbagi menjadi tiga formasi, yaitu Formasi *Lower Red Bed*, Formasi *Brown Shale*, dan Formasi *Upper Red Bed*.

- Formasi *Lower Red Bed* tersusun atas batulempung, batulanau, batupasir arkosik, konglomerat, serta konglomerat yang mengalami deformasi, yang diendapkan pada lingkungan dataran aluvial hingga fluvial.
- Formasi *Brown Shale* terletak secara stratigrafi di atas Formasi *Lower Red Bed* dan didominasi oleh serpih berwarna coklat yang terbentuk dalam lingkungan pengendapan lakustrin. Serpih pada formasi ini kaya akan material organik, memiliki laminasi yang baik, serta diendapkan pada kondisi perairan tenang. Kandungan organik yang tinggi menjadikan Formasi *Brown Shale* sebagai batuan induk utama hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah. Selain itu, formasi ini juga tersusun oleh endapan kipas delta dan turbidit, yang membentuk jebakan stratigrafi dan menjadi target eksplorasi penting.
- Formasi *Upper Red Bed* berada di atas Formasi *Brown Shale* dan tersusun oleh batupasir, konglomerat, serta batulempung berwarna merah kehijauan. Batupasir pada formasi ini menjadi salah satu target eksplorasi. Pengendapan formasi ini berlangsung pada tahap akhir fase *rifting* (F1),

dimana peningkatan suplai klastika dan laju sedimentasi menyebabkan cekungan terisi penuh dan lingkungan pengendapan berubah menjadi fluvial hingga aluvial.

### C. Kelompok Sihapas (Eosen Awal–Miosen Awal)

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang pada akhir Oligosen hingga Miosen awal dan membentuk sekuen transgresif yang semakin menghalus ke arah atas. Kedua kelompok ini memiliki hubungan genetik yang erat. Kelompok Sihapas didominasi oleh endapan batupasir dan serpih yang menyebar luas di seluruh cekungan dan ditutupi oleh sedimen laut dalam bagian atas berupa Formasi Telisa yang menandai puncak proses transgresi. Kelompok Sihapas terbagi menjadi lima formasi, yaitu Formasi Menggala, Formasi Banko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, dan Formasi Telisa.

- Formasi Menggala merupakan formasi tertua dalam Kelompok Sihapas dengan umur Miosen awal. Litologinya terdiri atas batupasir halus hingga kasar yang bersifat konglomeratan. Lingkungan pengendapannya berkisar dari sistem sungai beranyam (*braided river*) hingga lingkungan *non-marine*, dengan ketebalan mencapai sekitar 1200 ft (Dawson et al., 1997).
- Formasi Banko diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan berumur Miosen awal. Formasi ini didominasi oleh serpih abu-abu yang berselingan dengan batupasir halus hingga sedang. Lingkungan pengendapan utama berupa *open marine shelf* yang dipengaruhi oleh proses intertidal hingga laut dangkal, dengan ketebalan sekitar 300 ft.
- Formasi Bekasap terletak selaras di atas Formasi Banko dan juga berumur Miosen awal. Litologinya berupa batupasir yang mengandung glaukonit pada bagian atasnya serta sisipan serpih, batugamping tipis, dan lapisan tipis batubara. Lingkungan pengendapan meliputi estuarin, intertidal, inner neritic hingga *middle–outer neritic*, dengan ketebalan sekitar 1300 ft (Dawson et al., 1997).
- Formasi Duri diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap dan diperkirakan berumur Miosen awal. Litologi penyusunnya berupa batupasir berukuran halus hingga sedang yang diselengi serpih dan sedikit batugamping. Lingkungan pengendapannya berupa sistem *barrier bar*

*complex* dan *delta front*, dengan ketebalan maksimum mencapai sekitar 900 ft.

- Formasi Telisa merupakan satuan paling atas dalam Kelompok Sihapas yang diendapkan secara selaras dan berumur Miosen. Formasi ini didominasi oleh batulempung yang berselingan dengan batulanau, batugamping, serta batupasir. Lingkungan pengendapan utamanya adalah lingkungan laut (*marine*) dengan ketebalan mencapai sekitar 1600 ft.

#### **D. Formasi Petani (Miosen Tengah–Miosen Akhir)**

Formasi Petani diendapkan secara selaras di atas Formasi Telisa dan berumur Miosen tengah hingga Miosen akhir. Formasi ini didominasi oleh lapisan batulempung dengan sisipan batupasir dan batulanau. Batupasir umumnya terkonsolidasi baik dan terbentuk dalam lingkungan pengendapan laut (*marine*).

#### **E. Formasi Minas (Pleistosen–Sekarang)**

Formasi Minas merupakan satuan termuda yang diendapkan secara selaras di atas Formasi Petani dan berumur Miosen akhir hingga Pliosen. Litologinya didominasi oleh batupasir dengan sisipan tipis batulempung, serta dijumpai butiran sekunder berupa material vulkanik, karbonatan, fragmen litik, glaukonit, dan mineral mafik. Lingkungan pengendapan formasi ini berkembang pada sistem deltaik.

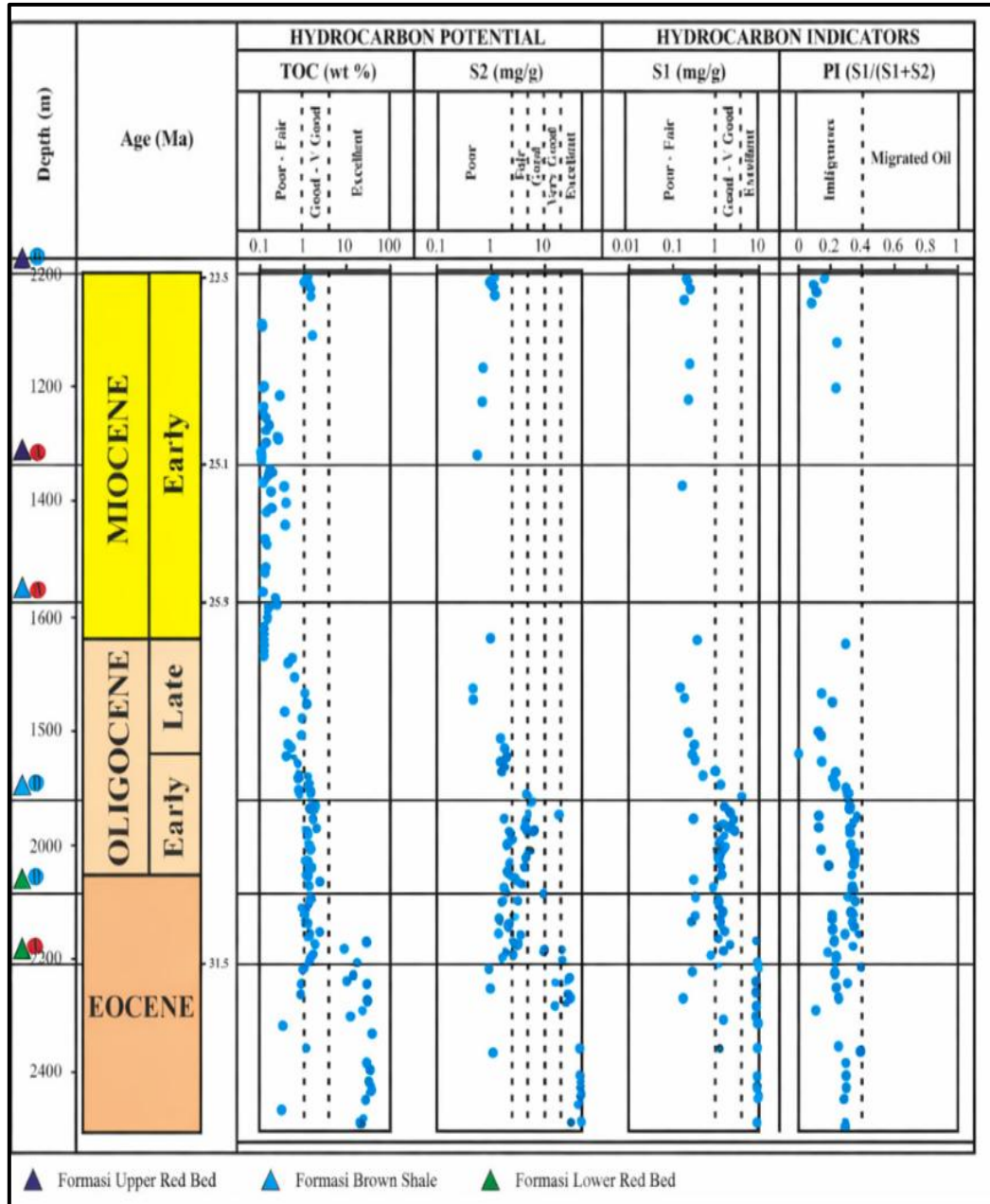
### **2.1.3. Petroleum System**

Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan hidrokarbon yang paling produktif di Indonesia. Sistem hidrokarbon (*petroleum system*) yang berkembang di cekungan ini tersusun atas beberapa unsur utama, yaitu batuan induk (*source rock*), batuan *reservoir* (*reservoir rock*), batuan tudung (*cap rock*), *seal*, serta proses migrasi hidrokarbon (*migration*). Unsur-unsur tersebut saling berkaitan dan berperan penting dalam pembentukan serta akumulasi hidrokarbon. Sistem petroleum Cekungan Sumatera Tengah:

#### **A. Batuan Induk (*Source Rock*)**

Batuan induk pada Cekungan Sumatera Tengah berasal dari endapan lakustrin pada fasies *Brown Shale*. Pada fasies ini terdapat dua jenis fasies organik, yaitu fasies *algal-amorphous* (tipe I dan I–II) serta fasies *carbonaceous* (tipe II dan III). Fasies *algal-amorphous* bersifat *oil prone* karena didominasi material organik dari alga

yang mudah menghasilkan minyak bumi, dan umumnya berkembang pada bagian atas *Brown Shale*. Sementara itu, fasies *carbonaceous* didominasi oleh sisa tumbuhan darat sehingga cenderung menghasilkan gas bumi serta sedikit kondensat atau minyak ringan dengan data pada **Gambar 2.5**.



**Gambar 2.5.** *Hydrocarbon Potensial* (Azam Abdullah, Heri asep, 2025)

Berdasarkan hasil analisis geokimia yang ditunjukkan pada grafik, potensi batuan induk di Cekungan Sumatera Tengah dapat dievaluasi melalui parameter TOC, S1, S2, dan *Production Index* (PI). Nilai *Total Organic Carbon* (TOC) pada Formasi

*Brown Shale* umumnya berada pada kategori sedang hingga sangat baik, yang menunjukkan kandungan material organik yang cukup melimpah sebagai batuan induk hidrokarbon.

Parameter S2 yang merepresentasikan potensi hidrokarbon yang masih dapat dihasilkan oleh kerogen menunjukkan nilai yang bervariasi dari sedang hingga tinggi, terutama pada interval *Brown Shale*, sehingga mengindikasikan kemampuan batuan ini dalam menghasilkan minyak dan gas bumi. Nilai S1 yang relatif rendah hingga sedang menunjukkan keberadaan hidrokarbon bebas dalam jumlah terbatas, yang menandakan sebagian hidrokarbon telah terbentuk namun belum mengalami akumulasi besar di dalam batuan induk. Sementara itu, nilai *Production Index* (PI) yang umumnya rendah hingga menengah mengindikasikan tingkat kematangan termal batuan induk berada pada tahap awal hingga menengah dalam proses pembentukan hidrokarbon. Secara keseluruhan, data tersebut memperkuat bahwa fasies *Brown Shale* merupakan batuan induk utama di Cekungan Sumatera Tengah dengan kualitas cukup baik hingga sangat baik sebagai penghasil hidrokarbon.

#### **B. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)**

Sekitar 85% hidrokarbon di Cekungan Sumatera Tengah diproduksi dari Kelompok Sihapas. Kelompok ini terdiri dari lima formasi, yaitu Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, dan Formasi Telisa. Batuan penyusunnya didominasi oleh *sandstone* dengan sisipan *shale* yang memiliki porositas dan permeabilitas cukup baik sebagai media penyimpan hidrokarbon. Kelompok Sihapas diendapkan pada lingkungan delta, sehingga membentuk tubuh-tubuh pasir yang berperan sebagai *reservoir* utama.

#### **C. Batuan Penyekat (*Cap Rock*)**

Batuan penyekat utama berasal dari Formasi Telisa yang tersusun atas batu serpih kaya fosil *foraminifera*. Sifat batuan yang halus dan kedap menjadikannya efektif dalam menahan pergerakan hidrokarbon dari batuan *reservoir* di bawahnya.

Selain itu, paleosol yang terbentuk setelah pengendapan *Upper Red Bed* akibat proses regresi dan erosi *subaerial* juga dapat berfungsi sebagai batuan penyekat tambahan.

#### **D. Perangkap (*Trap*)**

Perangkap utama yang berkembang di Cekungan Sumatera Tengah adalah perangkap struktur, seperti sesar dan lipatan antiklin. Kondisi ini dipengaruhi oleh aktivitas tektonik yang cukup intens, sehingga menghasilkan banyak struktur geologi yang berpotensi menjebak hidrokarbon.

Selain perangkap struktur, perangkap stratigrafi juga terbentuk akibat perubahan fasies selama pengendapan Kelompok Sihapas dari arah darat menuju laut. Namun secara umum, perangkap struktur merupakan tipe yang paling dominan.

#### **E. Migrasi (*Migration*)**

Migrasi hidrokarbon terjadi sejak Miosen Tengah bersamaan dengan pengendapan Formasi Telisa. Pada periode ini, Formasi *Brown Shale* sebagai batuan induk telah mengalami pematangan dan mulai menghasilkan hidrokarbon.

Struktur geologi yang terbentuk akibat deformasi sebelumnya menjadi jalur migrasi, sehingga hidrokarbon dapat berpindah dari batuan induk menuju batuan *reservoir*. Migrasi umumnya berlangsung secara lateral karena keberadaan Formasi Telisa yang bersifat kedap membatasi migrasi vertikal.

### **2.2. Landasan Teori**

#### **2.2.1. Wireline Logging**

Tujuan akhir dari *logging* sumur dalam industri *oil and gas* adalah untuk menentukan keberadaan cadangan hidrokarbon yang dapat diproduksi atau *Original Gas in Place* (OGIP). *Logging, electro logging or well logging* adalah perekaman terus-menerus parameter fisik formasi seiring dengan kedalaman.

Tujuan utama *wire line logging* adalah:

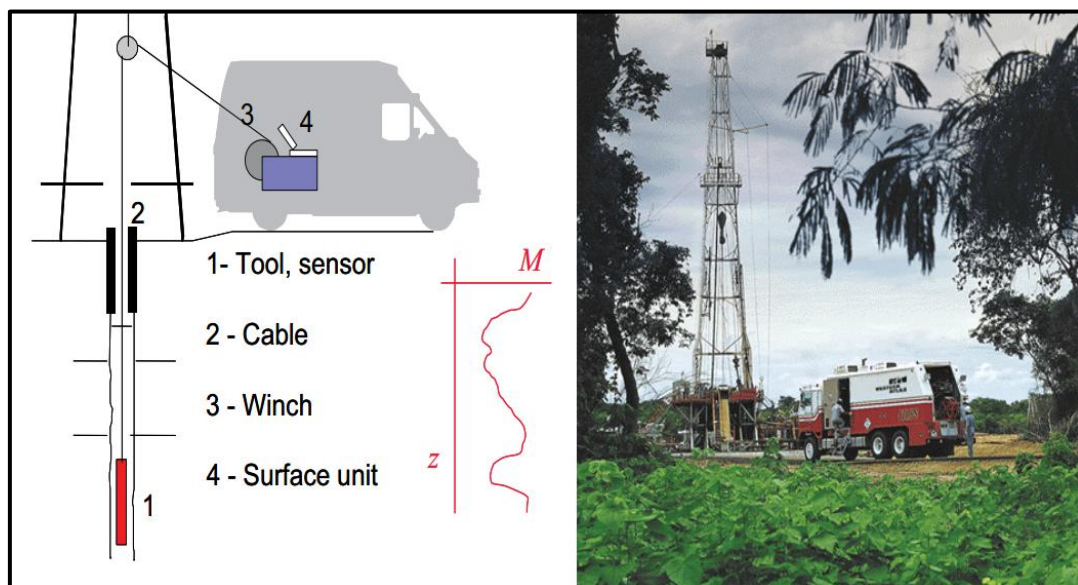
1. Identifikasi *reservoir*
2. Perkiraan cadangan hidrokarbon di tempat (*hydrocarbon in place*).
3. Perkiraan hidrokarbon yang dapat diekstraksi (*recoverable hydrocarbon*).

Jenis operasi *logging* yang akan dilakukan di berbagai rig ditentukan berdasarkan kebutuhan sumur. Pekerjaan ini dilakukan oleh unit *logging* yang dipasang, peralatan *wireline logging* terdiri dari seperangkat probe, kabel dengan *winch* (alat penggulung), sensor kedalaman, serta unit pengukuran dan pengendalian di

permukaan. Pada teknik *Measurement While Drilling* (MWD) dan *Logging While Drilling* (LWD), pelatan log merupakan bagian dari rangkaian pipa bor (*drill string*). Sinyal pengukuran dikirim ke permukaan melalui pulsa lumpur (*mud pulses*). Konfigurasi *wireline logging* terdiri dari komponen utama berikut:

- Alat atau *probe* yang dilengkapi sensor, pemancar, dan sumber,
- Kabel yang terhubung dengan *probe* melalui konektor kabel. Kabel ini memberikan informasi kedalaman posisi alat, menyalurkan energi ke bawah, dan mengirimkan data hasil pengukuran ke atas,
- *Winch* yang dilengkapi dengan penghitung kedalaman,
- Unit permukaan untuk mengendalikan proses pengukuran, menampilkan (visualisasi), dan menyimpan data hasil pengukuran.

Alat *logging* diturunkan ke dalam sumur dengan bantuan kabel *logging*. Untuk menurunkan alat dengan kabel *logging*, digunakan dua roda giling. Roda bawah diikat ke lantai *derrick* dan ditempatkan dekat mulut sumur, sedangkan roda atas digantung pada blok bergerak sehingga alat-alat dapat diturunkan ke dalam sumur. Alat-alat dirakit dan dihubungkan ke kabel *logging* melalui soket tali di *catwalk*, lalu diuji/dikalibrasi sebelum diturunkan ke dalam sumur. Alat diturunkan ke kedalaman yang diinginkan dan data diperoleh saat alat ditarik kembali. Pada **gambar 2.6** menunjukkan tahapan pada operasi *logging*.



**Gambar 2.6.** Peralatan *Wireline logging* (Schön, J, 2015)

Prosedur *logging* mencakup langkah-langkah berikut

1. Parkir unit *logging*
2. Pemasangan rig (Pemasangan roda atas dan bawah)
3. Penumpukan alat dan pengujian sebelum menurunkan alat
4. Penurunan alat ke sumur pada kedalaman yang diinginkan
5. Proses *logging*
6. Penarikan alat ke permukaan
7. Pembongkaran rig

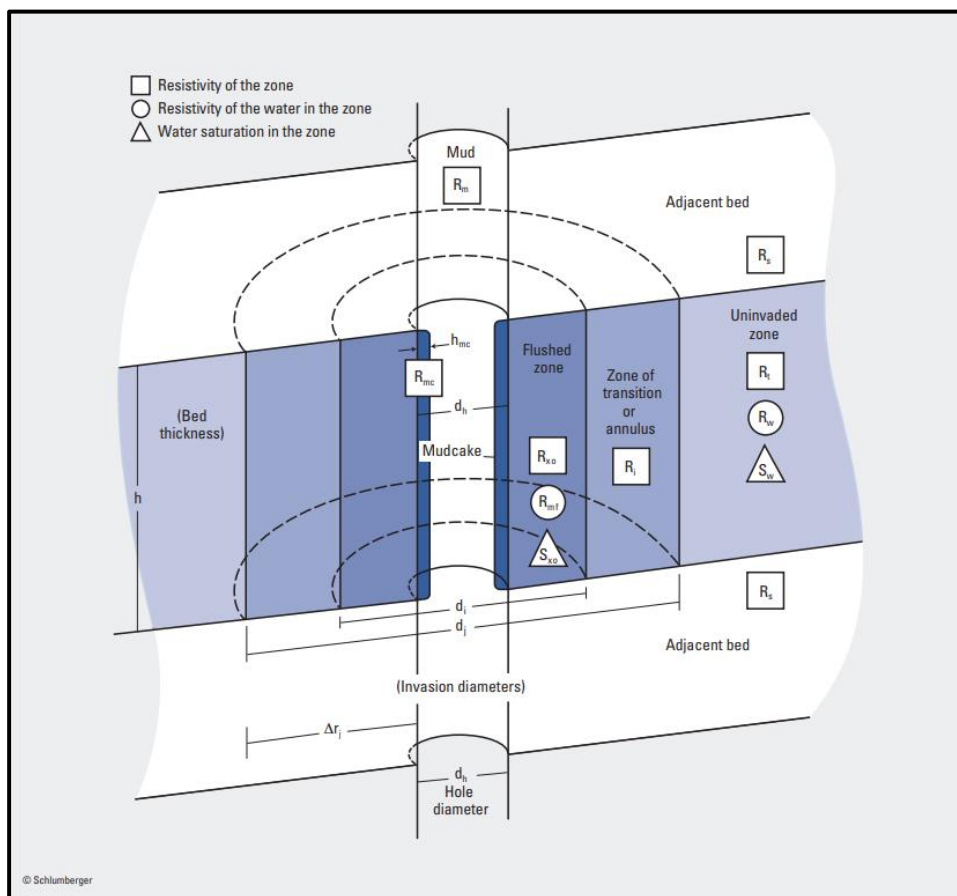
*Well logs* adalah hasil dari beberapa pengukuran geofisika yang direkam di dalam lubang sumur. *Well log* menyajikan grafik kontinu dari parameter formasi terhadap kedalaman. Hasil pengukuran menggunakan berbagai metode ini disebut *log* dan terdiri dari beberapa kurva (*trace*). Setiap kurva menunjukkan variasi parameter fisik yang diukur dengan metode tertentu sebagai fungsi kedalaman. Penilaian Formasi merupakan proses mengekstraksi sifat-sifat *reservoir* dari kumpulan data *log* tersebut. *Well logs* mencakup informasi kunci tentang formasi yang dibor, yaitu:

- Untuk mengidentifikasi zona produktif hidrokarbon.
- Untuk mendefinisikan parameter petrofisik seperti porositas, permeabilitas, saturasi hidrokarbon, dan litologi zona.
- Untuk menentukan kedalaman, ketebalan, suhu, dan tekanan formasi *reservoir*.
- Untuk membedakan antara zona minyak, gas, dan air dalam *reservoir*.
- Untuk mengukur mobilitas hidrokarbon.

*Well logging services* secara umum dibagi menjadi *open hole logging*, *cased hole logging*, *production logging and other services*. *open hole logging* merupakan prosedur *logging* yang dilakukan pada saat belum dipasangkan *casing* pada sumur pemboran sedangkan *cased hole logging* merupakan prosedur *logging* yang dilakukan pada saat sudah dipasangkan *casing* pada sumur pemboran, sedangkan *production logging* yang di *Running* sepaket pada *set Production Logging Tools* (PLT) dilakukan pada saat sumur sudah berproduksi dan memiliki fungsi untuk Perekaman produksi, menyediakan pengukuran parameter fluida produksi di dalam sumur, memberikan informasi tentang jenis pergerakan fluida di dalam dan sekitar lubang sumur, Evaluasi efisiensi *Completion* sumur, Pemantauan dan profilasi

produksi dan injeksi, Mendeteksi *thief zones & channeled cement*, *Single layer and multilayer well test evaluation*, Identifikasi batas *reservoir* untuk pengembangan lapangan, Mendeteksi masalah *mechanical, breakthrough*, dan *coning*.

Semua pengukuran dalam lubang sumur dilakukan dalam lingkungan (*borehole environment*) yang tidak homogen, lubang sumur itu sendiri menimbulkan efek ketidakseragaman. Efek ini harus “dikoreksi” untuk menentukan sifat formasi yang “sebenarnya”. Oleh karena itu, diameter lubang (*caliper*) dan sifat lumpur bor memengaruhi hasil pengukuran dan diperlukan dalam proses koreksi. Infiltrasi menciptakan ketidakseragaman tambahan secara radial, pada batuan berpori dan permeabel, infiltrasi membentuk profil radial yang khas. Pada zona terinvasi (*invaded zone*), sebagian besar fluida asli tergantikan oleh filtrat lumpur, pada zona tak terinvasi (*uninvaded zone*) atau zona asli (*virgin zone*), fluida asli tidak terkontaminasi oleh filtrat lumpur. Ketidakseragaman vertikal akibat ketebalan lapisan menghasilkan, misalnya, efek *shoulder bed*.



**Gambar 2.7.** *Borehole Environment* (Schlumberger Log Interpretation Charts 2013 Edition)

**Gambar 2.7** menunjukkan kondisi lubang bor, dimana profil radial terdiri dari lumpur bor, *mud cake*, zona terinfiltrasi (*flushed zone*), dan zona asli (*virgin zone*).

Rasio  $d_i/d_h$  adalah perbandingan diameter invasi terhadap diameter lubang sumur.

$d_i/d_h = 2$  untuk batuan berporositas tinggi

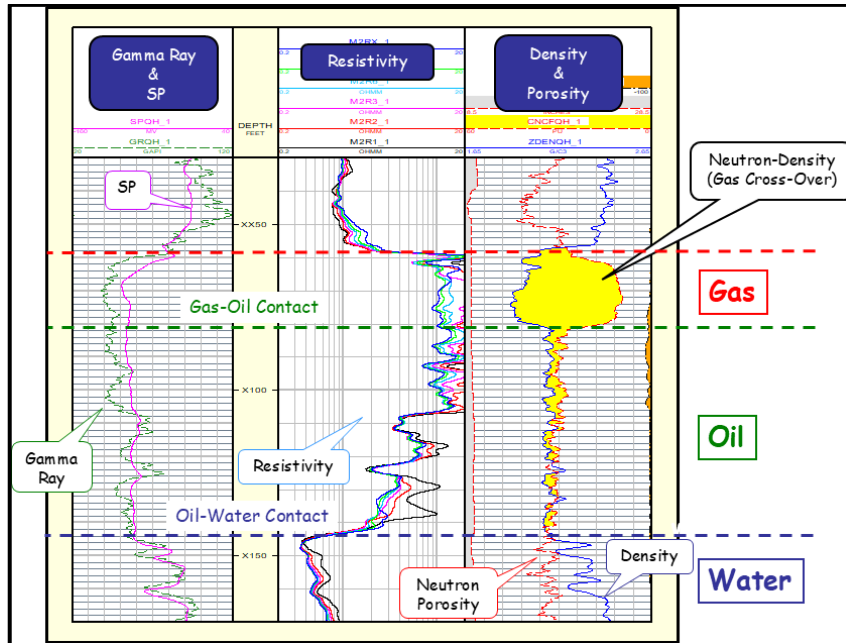
$d_i/d_h = 5$  untuk batuan berporositas menengah

$d_i/d_h = 10$  untuk batuan berporositas rendah

Dalam kondisi homogen, data terukur merepresentasikan sifat rata-rata atau “tampak” (*apparent*). Untuk karakterisasi formasi secara kuantitatif, diperlukan sifat “sebenarnya” dari zona asli dan zona terinvasi, karakteristik alat dijelaskan oleh fungsi respons, resolusi vertikal, dan radius investigasi. Respons diferensial  $g(r)$  memberikan kontribusi ternormalisasi dari silinder dengan jari-jari  $r$ ,  $G(r) = 0,5$  sering digunakan sebagai radius investigasi 50%,  $r_{50}$  berarti 50% dari total respons berasal dari dalam radius tersebut.

*Triple Combo Log* selalu dijalankan terlebih dahulu dan mengumpulkan sebagian besar data log petrofisika dan litologi dasar (densitas, porositas, resistivitas, sinar gamma). Alat ini juga mengukur lebar lubang bor, yang merupakan indikator penting kualitas lubang bor dan log. Log porositas, densitas, dan resistivitas mengumpulkan informasi petrofisika dan geoteknik tentang formasi yang ditembus. Pada sedimen, tren umum pada log-log ini didominasi oleh peningkatan *consolidation* seiring dengan kedalaman. Penyimpangan dari tren ini disebabkan oleh perubahan litologi, litifikasi (pengikatan), *underconsolidation* (misalnya, tekanan fluida pori yang tinggi), atau adanya *hydrates gas* (hidrat di ruang pori meningkatkan resistivitas dan kecepatan sonik). Keuntungan utama log ini dibandingkan dengan pengukuran *core* yang setara adalah bahwa log mencatat sifat in-situ, sedangkan *core* diperluas dan didekompresi dan dapat mengalami *end-effects and biscuiting*.

Secara khusus, *Triple Combo* memang dirancang untuk mengukur densitas formasi, porositas, resistivitas dalam/menengah/permukaan, radiasi gamma alami, ukuran lubang, dan suhu fluida, semuanya dalam satu kali pengukuran *logging*, namun istilah “Triple Combo” berasal dari tiga pengukuran utama yang dikumpulkan oleh alat *logging*: densitas, porositas, dan resistivitas dengan contoh pada **Gambar 2.8**.



**Gambar 2.8.** Contoh interpretasi *Triple Combo log* (Appgeos, 2024)

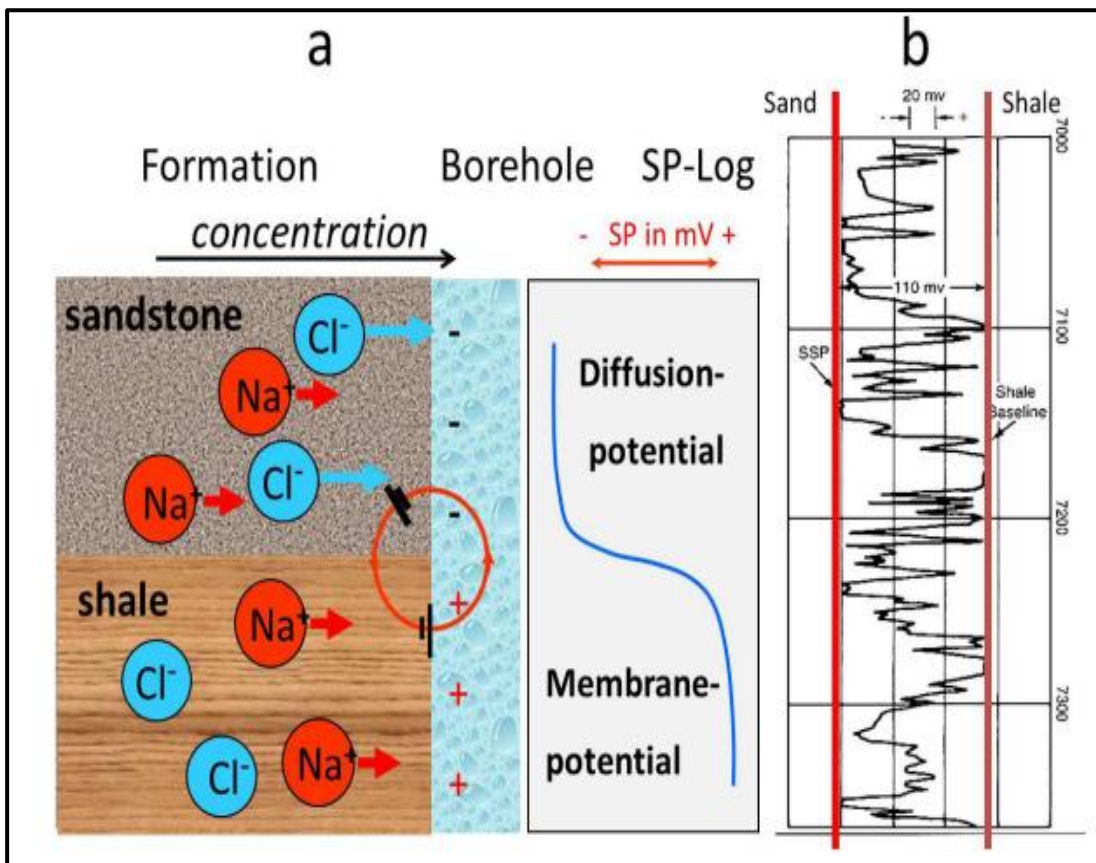
### 2.2.2.1. Lithology Tools

*Lithology tools* digunakan untuk menentukan jenis litologi batuan. Alat-alat ini berfungsi untuk membedakan batuan yang bersifat berpori dan permeabel dengan batuan yang tidak berpori dan impermeabel. Tiga jenis alat yang umum digunakan untuk membedakan kedua tipe batuan tersebut adalah *Spontaneous Potential Log*, *Gamma Ray Log*, dan *Caliper Log*.

#### A. *Spontaneous Potential Log*

*Spontaneous potential* (SP) adalah potensial listrik alami dengan tegangan yang sangat kecil (dalam satuan mV) yang teramati pada *mud-filled borehole* yang diisi *water base mud*. Tegangan ini diukur oleh elektroda di dalam lubang bor relatif terhadap elektroda referensi. Pengukuran SP umumnya dilakukan secara bersamaan dengan log resistivitas pada kondisi *open hole* yang menggunakan *water base mud*. Asal mula terbentuknya *spontaneous potential* adalah proses pertukaran muatan listrik yang digerakkan oleh perbedaan konsentrasi (salinitas) antara air formasi  $C_w$  dan filtrat lumpur  $C_{mf}$ . Perbedaan konsentrasi ini (yang pada kebanyakan kasus  $C_w > C_{mf}$ ) menyebabkan pergerakan ion yang dikendalikan oleh sifat elektrokimia dari:

- Batupasir yang *permeabel* menghasilkan potensial difusi negatif  $E_D$  sebagai akibat dari mobilitas ion positif  $\text{Na}^+$  yang lebih tinggi.
- Shale yang tidak *permeabel* menghasilkan potensial membran positif  $E_M$  sebagai akibat dari pemblokiran anion (selektivitas ion) oleh mineral lempung.



**Gambar 2.9.** SP Log: a) interaksi elektrokimia dari formasi terhadap zona yang terisi oleh *water base mud*; b) contoh log (*sand baseline* dan *shale baseline*) (Schön, J, 2015)

Pada **Gambar 2.9** menunjukkan prinsip kerja dan defleksi SP log, dimana SP sebagai pengukuran relatif menggabungkan pengaruh dari kedua komponen tersebut. Perbedaan maksimum antara nilai yang paling negatif dan paling positif disebut sebagai static spontaneous potential (SSP).

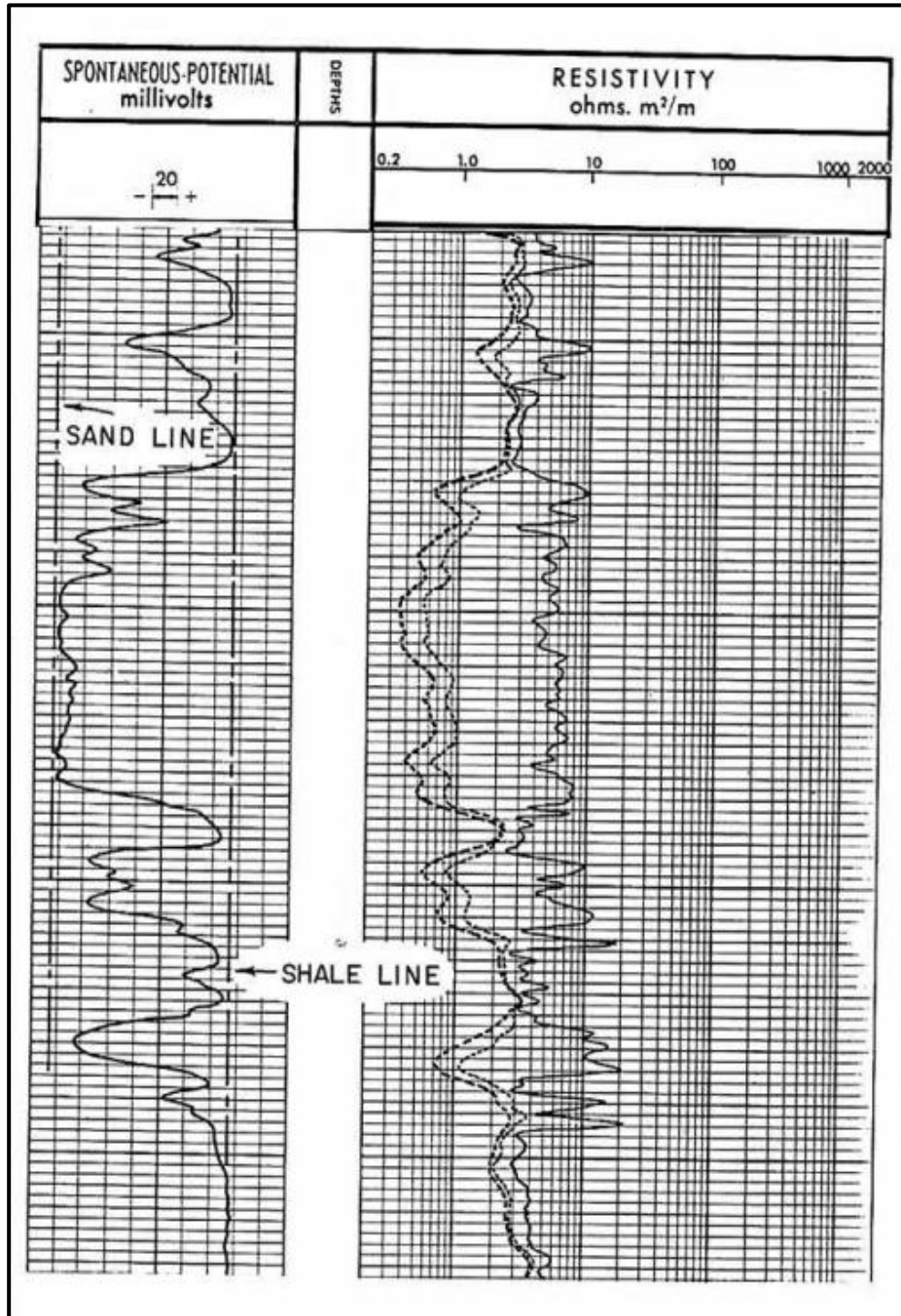
$$SSP = |E_D| + |E_M| = k_{SP} \cdot \log\left(\frac{c_w}{c_{mf}}\right) \dots \dots \dots (2-1)$$

Parameter  $K_{SP}$  dikendalikan oleh temperatur, jenis garam terlarut (elektrolit), serta aktivitas membran serpih (*shale*), nilainya sekitar 71 mV pada temperatur 25 derajat

Celsius untuk NaCl. Persamaan empiris berikut dapat digunakan (Desbrandes, 1985):

$$k_{SSP} \text{ (in mV)} = 65 + 0.24 \cdot T \text{ (in } ^\circ\text{C)} \dots\dots\dots(2-2)$$

$$k_{SSP} \text{ (in mV)} = 61 + 0.133 \cdot T \text{ (in } ^\circ\text{F)} \dots\dots\dots(2-3)$$



**Gambar 2.10.** Sand/shale sequence (Schlumberger, 1989)

Kurva SP dipengaruhi oleh beberapa faktor (diagram koreksi dapat menghilangkan sebagian besar pengaruh tersebut (Schlumberger, 1989):

- Ketebalan lapisan dan ukuran lubang bor
- Kedalaman invasi (diagram koreksi)
- Hidrokarbon ( $S_w < 1$  menyebabkan penurunan magnitudo SP pada zona *reservoir*)

Sering kali dapat diamati terjadinya “pergeseran *baseline* serpih (*shale baseline shift*)” sebagai akibat perubahan mineralogi lempung, mineralisasi air, dan/atau temperatur terhadap kedalaman. Terdapat dua aplikasi utama dari log SP:

1. Profil litologi, pembedaan pasir–serpih, dan pendeteksian zona permeabel: Penyimpangan kurva SP dari “*baseline* serpih” yang relatif stabil pada zona *reservoir* bernilai negatif jika  $R_{mf} > R_w$ , bernilai positif jika  $R_{mf} < R_w$ , dan bernilai nol jika  $R_{mf} = R_w$ . Perkiraan kandungan serpih juga dapat dilakukan dengan menggunakan hubungan berikut:

$$V_{shale} = \frac{SP_{clean} - SP_{log}}{SP_{clean} - SP_{shale}} \dots\dots\dots(2-4)$$

- $SP_{clean}$  adalah defleksi SP maksimum pada *clean zone* (basah) di dekat *interest zone*.
- $SP_{shale}$  adalah nilai SP pada *shale baseline*.
- $SP_{log}$  adalah nilai SP pada *interest zone* (log).

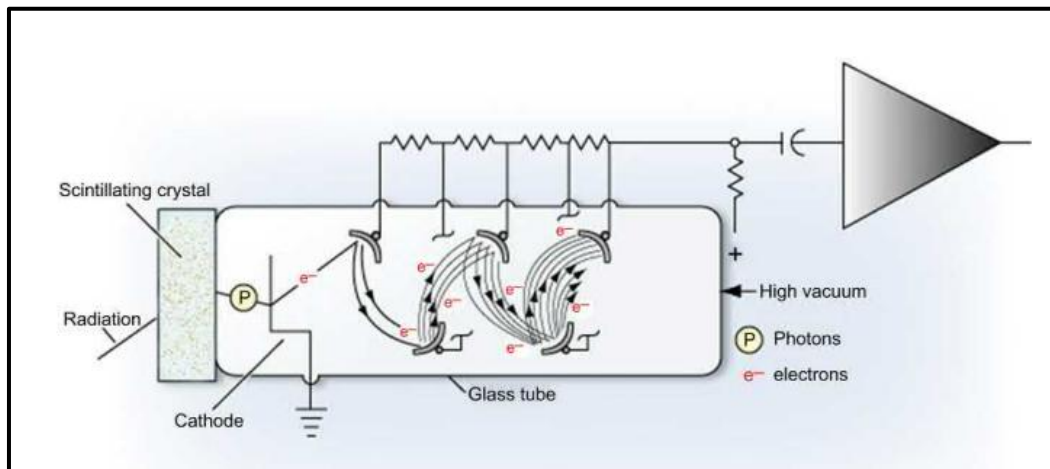
2. Perhitungan  $R_w$ , karena resistivitas listrik spesifik dan konsentrasi elektrolit berbanding terbalik dengan pendekatan yang baik, maka rasio  $C_w/C_{mf}$  dapat digantikan oleh rasio  $R_{mf}/R_w$ .

$$SSP = k_{SP} \cdot \log\left(\frac{C_w}{C_{mf}}\right) = k_{SP} \cdot \log\left(\frac{R_{mf}}{R_w}\right) \dots\dots\dots(2-5)$$

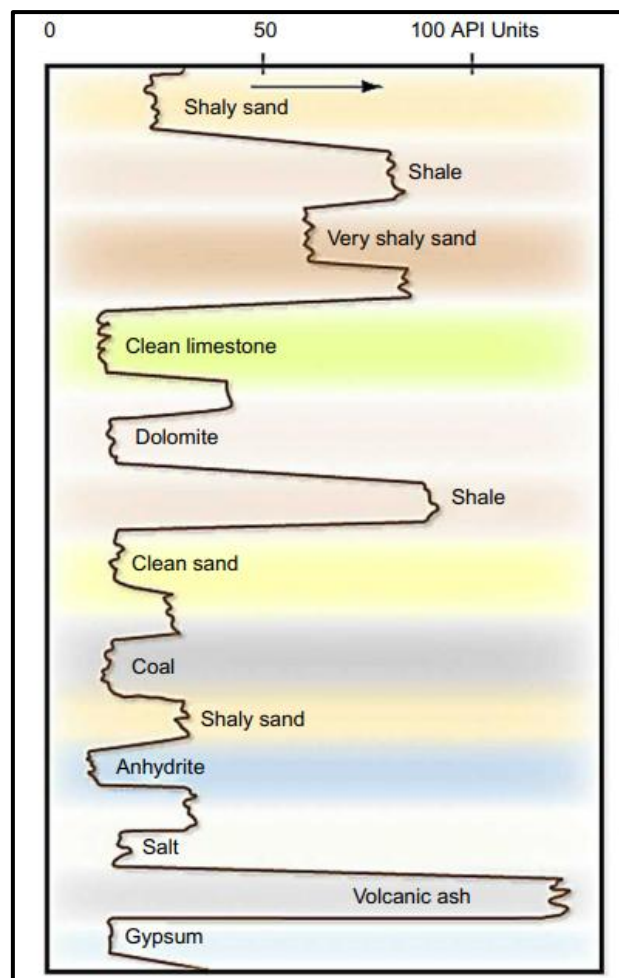
**B. Gamma Ray Log**

Alat *gamma ray* standar tidak mengandung sumber dan hanya merespons emisi gamma dari lingkungan sumur. Kalium (K40), Uranium (U238), dan Thorium (232) adalah bahan radioaktif utama. Jenis detektor utama adalah detektor *Geiger-Muller* atau penghitung skintilasi dengan kristal NaI, CsI, atau BGO (*fotomultiplier*, untuk mengukur radiasi gamma yang masuk). Detektor ini tidak dilindungi dan oleh

karena itu akan menerima radiasi dari segala arah dengan ilustrasi pada **Gambar 2.11** dan menghasilkan defleksi *lithology* pada **Gambar 2.12**.



**Gambar 2.11.** *Gamma ray log detector* (Bateman, R. M, 2020)

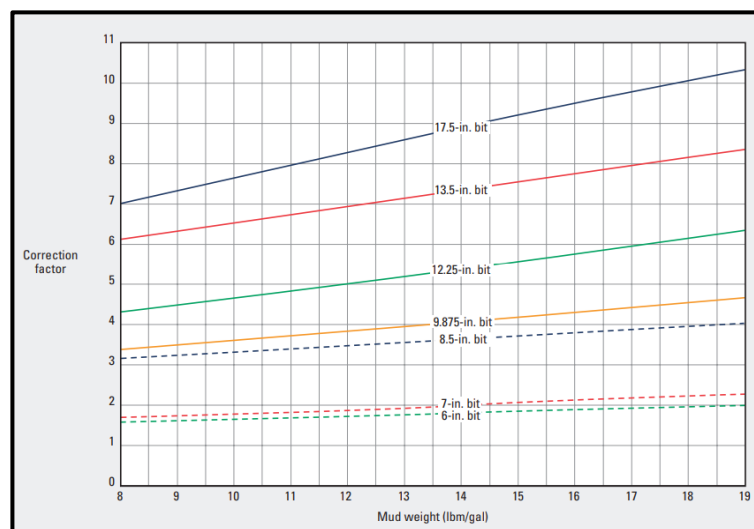


**Gambar 2.12.** Contoh defleksi GR log pada setiap *lithology* (Bateman, R. M, 2020)

Mengingat standar industri untuk memastikan bahwa alat-alat dari perusahaan *logging* yang berbeda yang menggunakan detektor radiasi dan pengukur dengan ukuran berbeda sekarang akan memberikan pembacaan API sinar *gamma* yang sama di formasi yang sama, tetap ada efek mengganggu dari ukuran lubang, berat lumpur, dan ukuran serta berat casing, jika ada. Saat ini, *environment effect* ini ditangani dengan rapi “di belakang layar” dan analisis tidak perlu khawatir tentang melakukan koreksi pada pengukuran GR mentah. Namun, sekarang koreksi tersebut harus dilakukan secara manual menggunakan grafik yang disiapkan oleh perusahaan *logging*. Dengan asumsi faktor lain tetap sama, besarnya koreksi dalam pembacaan GR log adalah:

- Perubahan ukuran lubang dari 8½ inci menjadi 9 5/8 inci menghasilkan penurunan nilai GR teramati sekitar  $\approx 20\%$ .
- Perubahan berat lumpur dari 8 menjadi 12 lb/gal menghasilkan penurunan sekitar  $\approx 40\%$ .
- Perubahan dari lubang terbuka ke lubang ber-casing dengan casing 7 inci menghasilkan penurunan sekitar  $\approx 60\%$ .

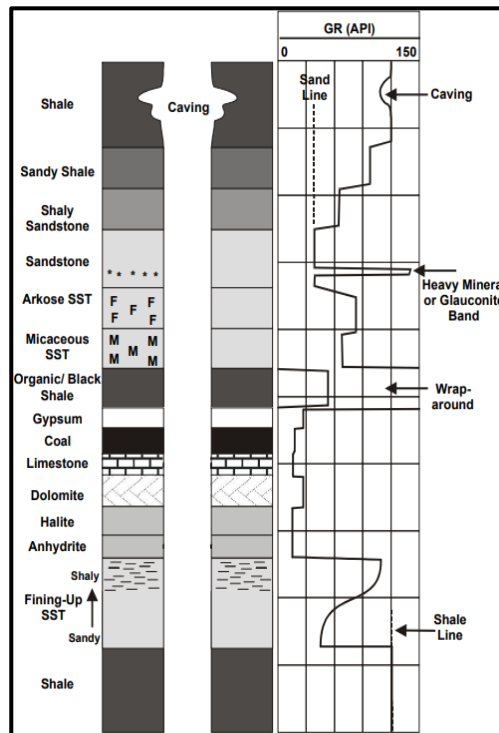
Meskipun cukup signifikan, pengaruh *borehole environment* ini tidak perlu terlalu mempengaruhi analisis log apabila yang dipertimbangkan hanya penyimpangan relatif nilai GR. Perhitungan *Vshale* tidak dipengaruhi oleh nilai absolut satuan GR API yang digunakan, selama nilai referensi “*clean*” dan “*shale*” telah ditetapkan.



**Gambar 2.13.** Contoh grafik koreksi untuk GR log pada LWD, (SLB Chartbook, 2013)

Pada **Gambar 2.13** tersedia salah satu contoh tabel koreksi GR log pada buku SLB Chartbook (2013), grafik diatas menggunakan faktor koreksi untuk pengukuran sinar gamma saat pengeboran (LWD) alat atau alat telemetri elektromagnetik E-Pulse. Koreksi ini sudah diterapkan pada sinar gamma yang disajikan pada log. Dengan cara menyantumkan berat lumpur pemboran kemudian ditabrakkan pada sumbu X grafik dan didapatkan *GR correction factor*.

Lapisan yang bersifat porous dan permeabel dapat diidentifikasi dengan mengamati respon kurva *gamma ray log*. Lapisan porous dan permeabel umumnya ditandai oleh nilai GR yang rendah, sedangkan lapisan yang tidak porous dan tidak permeabel biasanya menunjukkan nilai GR yang tinggi. Karakteristik log GR tersebut dapat dilihat pada **Gambar 2.14**.



**Gambar 2.14.** Respon *Gamma Ray Log* pada Berbagai Litologi (Dr. Paul Glover, 2000)

$$V_{shale} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots(2-6)$$

Keterangan:

$GR_{log}$  = Pembacaan defleksi kurva GR log di tiap kedalaman

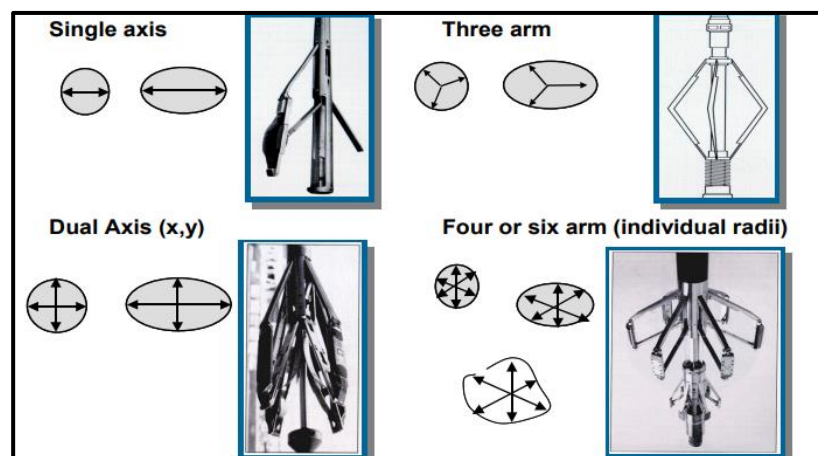
$GR_{max}$  = Pembacaan defleksi maksimal dari kurva GR log

$GR_{min}$  = Pembacaan defleksi minimal dari kurva GR log

### C. *Caliper Log*

*Caliper log* merupakan alat yang digunakan untuk mengetahui diameter maupun geometri lubang bor. Ketika *drill bit* mulai melakukan aktivitas pengeboran, setiap jenis litologi akan memberikan respon yang berbeda saat ditembus oleh mata bor. Jika batuan yang ditembus bersifat keras (*hard rock*), maka lubang bor yang terbentuk cenderung lebih sempit. Sebaliknya, apabila batuan yang dibor bersifat lunak, maka lubang bor yang dihasilkan akan berdiameter lebih besar. *Caliper log* memiliki dua prinsip seperti pada **Gambar 2.15**, yaitu:

- Sistem mekanik: Satu atau lebih *pad* ditekan ke dinding lubang sumur selama pergerakan ke atas. Sudut antara mekanisme *pad* dan sumbu alat merupakan ukuran jarak pad dari sumbu alat. Alat caliper dengan 2-lengan, 3-lengan, 4-lengan, dan 6-lengan digunakan. Alat yang lebih canggih menghasilkan diameter pada berbagai azimuth dengan orientasi dari sistem gyro. Sering kali pad juga membawa sistem pengukuran lain (misalnya *microresistivity*).
- Sistem akustik: *Ultrasonic Caliper* atau *Acoustic borehole televiewer* menghasilkan waktu tempuh dua arah berbentuk melingkar dari sistem pemancar-penerima yang berputar menuju dinding lubang sumur. Konversi menjadi jarak melalui kecepatan gelombang lumpur memberikan caliper azimuthal yang detail.

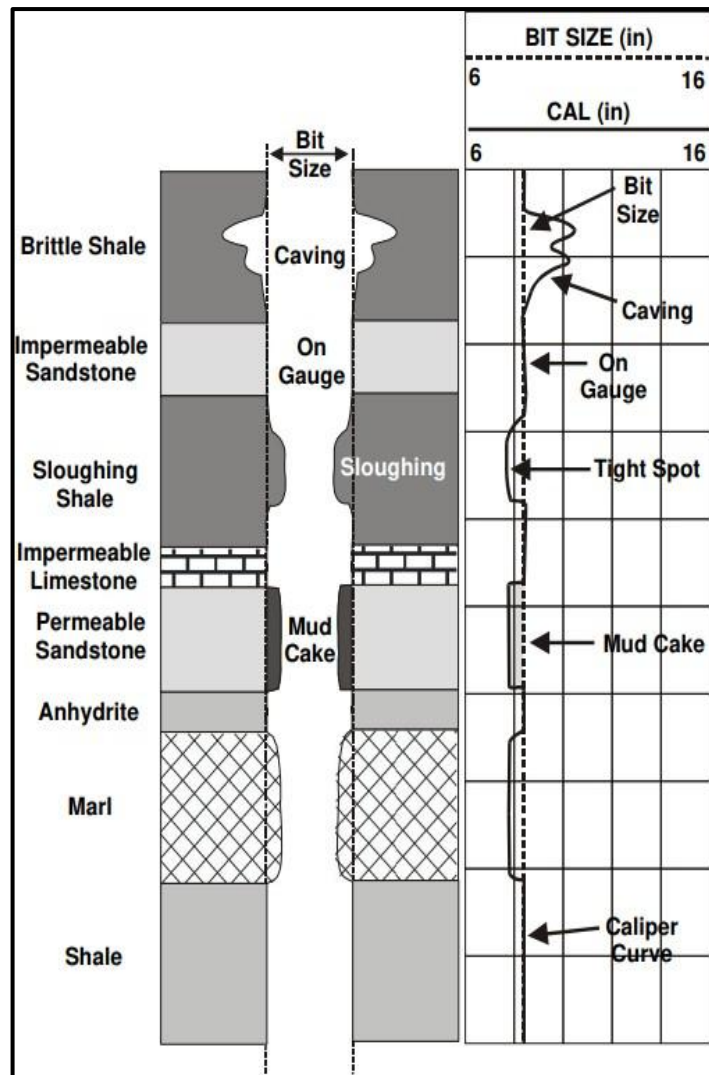


**Gambar 2.15.** Beberapa tipe dari (*mechanical*) *caliper tools* (Bigelow, 2002)

Aplikasi terpenting dari *caliper log* yang membuatnya bisa menjadi *lithology tools* adalah:

- Geometri dan stabilitas lubang sumur, *breakout*
- Indikasi zona permeabel (*mud cake*)
- Ketebalan *mud cake*
- Indikasi zona terfraktur
- Volume lubang sumur (untuk operasi sementasi)

Dengan contoh defleksi dan analisa seperti pada **Gambar 2.16**.

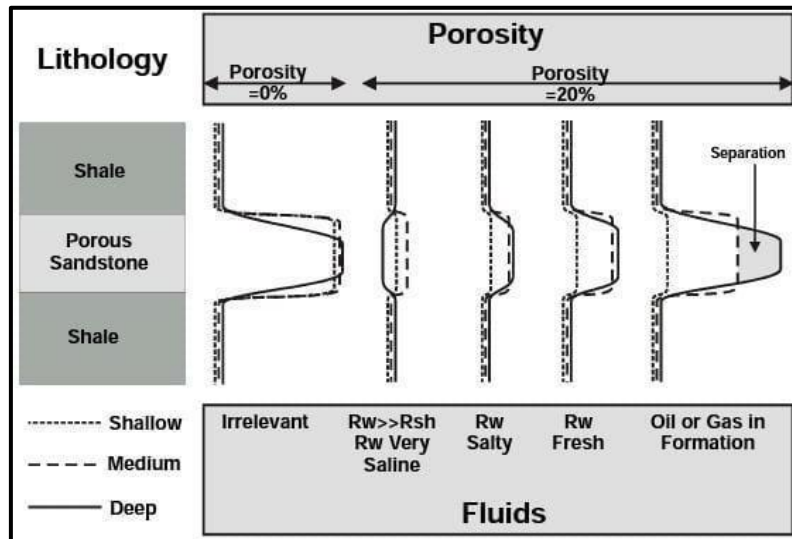


**Gambar 2.16.** Respon Caliper Log Pada Lubang Bor (Glover, 2000)

#### 2.2.2.2. Resistivity Tools

*Resistivity tools* adalah perangkat yang digunakan untuk mengukur nilai resistivitas pada formasi batuan serta material atau fluida yang terkandung di dalamnya. Secara

umum, pengukuran menggunakan log resistivitas dilakukan dengan cara menggabungkan beberapa jenis log resistivitas agar dapat menentukan nilai resistivitas formasi pada berbagai radius investigasi, yaitu radius *shallow*, *medium*, dan *deep*.



**Gambar 2.17.** Respon Resistivity Log pada Fluida (Dr. Paul Glover, 2000)

Pada **Gambar 2.17** terlihat bahwa pengukuran resistivitas dilakukan pada batuan, fluida, dan hidrokarbon yang masing-masing memiliki nilai resistivitas yang berbeda. Pada umumnya, batuan memiliki nilai resistivitas yang tinggi, kemudian diikuti oleh gas dan minyak, sedangkan air tawar dan air asin memiliki nilai resistivitas yang rendah.

Pada formasi yang mengandung air dengan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) yang rendah, infiltrasi filtrat lumpur pemboran yang memiliki resistivitas lebih tinggi ( $R_{mf}$ ) menyebabkan terjadinya peningkatan resistivitas batuan pada zona terinvasi ( $R_{xo}$ ) dibandingkan dengan zona yang tidak terinvasi ( $R_o$ ). Pada formasi yang mengandung hidrokarbon, nilai resistivitas asli ( $R_t$ ) relatif tinggi sebagai akibat dari rendahnya saturasi air ( $S_w$ ). Proses infiltrasi menggantikan sebagian fluida asli (air dan hidrokarbon) sehingga mengakibatkan penurunan resistivitas batuan pada zona terinvasi ( $R_{xo}$ ).

- a. Nilai  $R_{xo}$  pada formasi yang mengandung hidrokarbon sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan nilai yang bersesuaian pada formasi yang jenuh air. Hal ini disebabkan oleh adanya volume hidrokarbon sisa ( $1 - S_{xo}$ ) di dalam ruang pori yang tidak sepenuhnya tergantikan oleh filtrat lumpur pemboran.

Kondisi ini memberikan informasi penting mengenai bagian hidrokarbon yang masih dapat bergerak.

- b. Besarnya nilai  $R_t$  pada formasi yang mengandung hidrokarbon dikendalikan oleh porositas, saturasi air, dan salinitas air formasi. Oleh karena itu, nilai  $R_t$  dapat rendah pada air formasi dengan salinitas tinggi meskipun saturasi hidrokarbonnya tinggi.

Berbagai jenis log resistivitas secara dominan mencakup zona-zona berikut dalam suatu formasi:

1. Resistivitas *flushed zone* ( $R_{xo}$ ) secara dominan dikendalikan oleh *Microlog* (ML), *Microlaterolog* (MLL), dan *Microspherically Focused Log* (MSFL).
2. Resistivitas *uninvaded zone* ( $R_t$ ) secara dominan dikendalikan oleh *Laterolog deep* (LLD), *Laterolog-3* (LL 3), dan *Induction log deep* (ILD). Namun seluruh alat pembacaan resistivitas dalam juga dipengaruhi oleh zona *flushed* karena arus listrik melewati zona tersebut. *Laterolog shallow* (LLS) dan *Induction log medium* (ILM) membaca efek campuran antara *uninvaded zone* dan *invaded zone*.

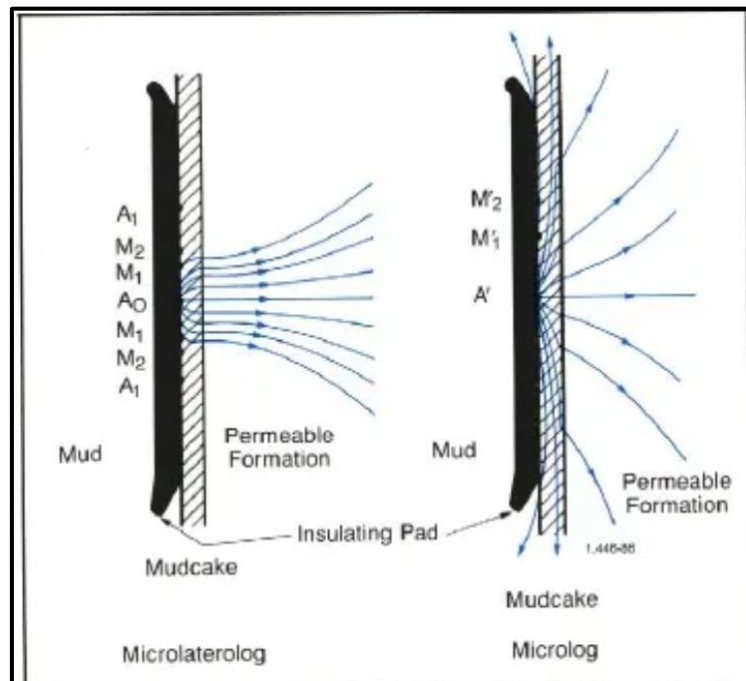
#### A. **Microresistivity Log**

Peralatan *microresistivity* digunakan untuk mengukur resistivitas zona terinvasi (*flushed zone*),  $R_{xo}$ , serta untuk mengidentifikasi lapisan yang permeabel dengan mendeteksi keberadaan *mud cake*. Pengukuran  $R_{xo}$  penting karena beberapa alasan. Ketika invasi bersifat sedang hingga dalam, pengetahuan mengenai  $R_{xo}$  memungkinkan pengukuran resistivitas dalam dikoreksi menjadi resistivitas formasi yang sebenarnya. Selain itu, beberapa metode perhitungan saturasi memerlukan rasio  $R_{xo}/R_t$ . Pada *clean formation*, nilai  $F_c$  dapat dihitung dari  $R_{xo}$  dan  $R_{mf}$  apabila  $S_{xo}$  diketahui atau dapat diperkirakan. Untuk mengukur  $R_{xo}$ , alat harus memiliki kedalaman investigasi yang sangat dangkal karena zona terinvasi dapat hanya meluas beberapa inci dari dinding lubang bor. Karena pembacaan tidak boleh dipengaruhi oleh lubang bor, digunakan alat tipe *sidewall-pad*. *Pad* yang membawa elektroda berjarak pendek ditekan ke dinding formasi sehingga mengurangi efek *short-circuiting* oleh lumpur. Arus listrik dari elektroda pada *pad* harus melewati *mud cake* untuk mencapai *flushed zone*.

Pembacaan *microresistivity* dipengaruhi oleh *mud cake*, pengaruh ini bergantung pada resistivitas *mud cake* ( $R_{mc}$ ) dan ketebalannya ( $h_{mc}$ ). Selain itu, *mud cake* dapat bersifat anisotropik, di mana resistivitas *mud cake* sejajar dinding lubang bor lebih kecil dibandingkan resistivitas yang horizontal *mud cake*. Anisotropi *mud cake* meningkatkan pengaruh *mud cake* terhadap pembacaan *microresistivity* sehingga ketebalan *mud cake* efektif atau elektrik menjadi lebih besar dibandingkan ketebalan yang ditunjukkan oleh *log caliper*.

Peralatan *microresistivity* generasi lama terdiri dari alat dengan dua *pad* yang dipasang berlawanan arah. Salah satunya adalah *pad microlog*, sedangkan yang lainnya adalah *pad microlaterolog* atau *Proximity*, tergantung pada kondisi lumpur dan *mud cake*. Pengukuran dari kedua *pad* tersebut direkam secara bersamaan.

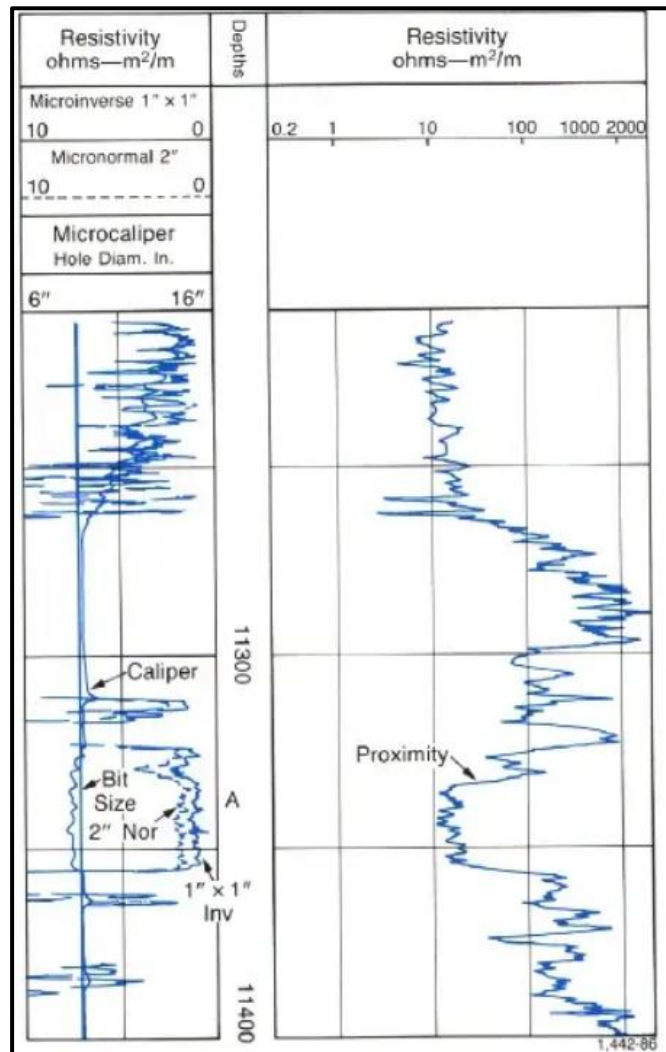
Peralatan *microresistivity* yang lebih baru mencakup alat *microlog* dan *MicroSFL*. Dipasang pada perangkat caliper bertenaga, *microlog* dapat dijalankan secara bersamaan dengan kombinasi alat *logging Litho-Density*, CNL, DIL, NGS, atau EPT. Alat *MicroSFL* juga dapat dijalankan bersamaan dengan layanan lainnya dan paling umum dikombinasikan dengan peralatan DLL atau DIL.



**Gambar 2.18.** Perbandingan distribusi *lines* pada *Microlaterolog* dan *microlog*, Log Interpretation Principles (Schlumberger, 1989)

Log *microresistivity* diskalakan dalam satuan resistivitas.

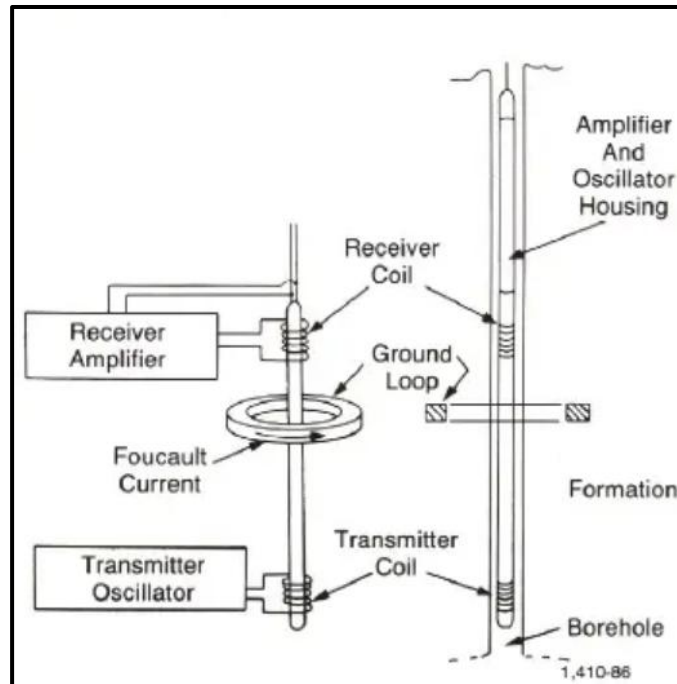
- Apabila direkam sendiri, *microlog* biasanya ditampilkan pada Track 2 dan 3 dalam skala linear. *Microcaliper* ditampilkan pada Track 1 dalam skala linear.
- Log *microlaterolog* dan *Proximity* direkam pada skala logaritmik empat dekade di sisi kanan track kedalaman. Log caliper direkam pada Track 1. Apabila *microlog* juga direkam, maka *microlog* ditampilkan pada Track 1 dalam skala linear dengan contoh chartlog SLB pada **Gambar 2.19**.
- Pengukuran *MicroSFL* juga direkam pada grid logaritmik. Apabila dijalankan bersama log DLL atau DIL, maka hasilnya ditampilkan pada film yang sama dan menggunakan skala resistivitas yang sama.



**Gambar 2.19.** Presentasi dari *Proximity-Microlog* (Schlumberger, 1989)

## B. Induction Log

Peralatan induksi modern memiliki banyak kumparan pemancar dan penerima. Namun, prinsip kerjanya dapat dipahami dengan mempertimbangkan hanya satu kumparan pemancar dan satu kumparan penerima. **Gambar 2.20** menunjukkan contoh Induction log dari SLB.



**Gambar 2.20.** Basic two coil induction log system (Schlumberger, 1989)

Arus bolak-balik berfrekuensi tinggi dengan intensitas konstan dialirkan melalui kumparan pemancar. Medan magnet bolak-balik yang terbentuk akan menginduksi arus listrik pada formasi di sekitar lubang bor. Arus ini mengalir dalam bentuk *loop* tanah melingkar yang koaksial terhadap kumparan pemancar dan selanjutnya menghasilkan medan magnet yang menginduksi tegangan pada kumparan penerima. Karena arus bolak-balik pada kumparan pemancar memiliki frekuensi dan amplitudo yang konstan, arus *loop* tanah yang terbentuk berbanding lurus dengan konduktivitas formasi. Tegangan yang diinduksikan pada kumparan penerima juga berbanding lurus dengan arus *loop* tanah tersebut, sehingga berbanding lurus pula dengan konduktivitas formasi. Terdapat kopling langsung antara kumparan pemancar dan penerima. Sinyal yang berasal dari kopling ini dihilangkan dengan menggunakan kumparan penyeimbang (*bucking coils*). Alat induksi bekerja paling baik ketika fluida lubang bor bersifat isolator, bahkan berupa

udara atau gas. Alat ini juga dapat bekerja dengan baik pada lubang bor yang berisi lumpur konduktif, kecuali jika resistivitas lumpur terlalu rendah, resistivitas formasi terlalu tinggi, atau diameter lubang bor terlalu besar.

Log induksi akan memberikan hasil yang baik apabila diterapkan pada kondisi-kondisi berikut:

1. Formasi berupa susunan batuan pasir dengan selingan serpih (*sandy shale*) dengan nilai  $R_t$  kurang dari 100 *ohm-meter*.
2. Ketebalan lapisan lebih besar dari 5 ft.
3. Perbandingan antara resistivitas filtrat lumpur ( $R_{mf}$ ) terhadap resistivitas air formasi ( $R_w$ ) lebih dari 20.
4. Nilai resistivitas zona terinvasi ( $R_{xo}$ ) lebih besar dibandingkan nilai  $R_t$ .

### C. *Lateral Log*

Pada metode *Lateral Log* digunakan tiga buah elektroda untuk mengidentifikasi resistivitas formasi yang tidak terpengaruh oleh lumpur pemboran ( $R_t$ ). Elektroda A berfungsi sebagai elektroda arus yang mengalirkan arus konstan ke dalam formasi, sedangkan elektroda M dan N digunakan untuk mengukur beda potensial yang terbentuk pada permukaan lingkaran ekuipotensial dengan pusat di elektroda A. Di antara elektroda M dan N terdapat sebuah titik O, dengan jarak antara A dan O sebesar 18 kaki 8 inci. Besarnya beda tegangan yang terukur antara elektroda M dan N mencerminkan sifat resistivitas formasi yang diselidiki.

$$V = \frac{R \times i}{4 \times \pi} \times \left( \frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) \dots\dots\dots(2-7)$$

Keterangan:

AN = Jarak antara elektrode A ke N, inchi

Untuk memperoleh hasil pengukuran yang lebih akurat, metode *laterolog* dirancang untuk meminimalkan pengaruh lubang bor, ketebalan lapisan, serta keberadaan batas antar lapisan. Berdasarkan jumlah elektroda yang digunakan dan karakteristik resistansi yang dihasilkan, alat *laterolog* diklasifikasikan menjadi *Laterolog 3* (LL3), *Laterolog 7* (LL7), dan *Deep Laterolog* (LLd). *Laterolog 3* umumnya digunakan untuk menentukan  $R_t$ , sedangkan *Shallow Laterolog* (LL) dan *Spherically Focused Log* (SFL) digunakan untuk menentukan resistivitas zona terinvasi ( $R_i$ ) dan resistivitas *flushed zone* ( $R_{xo}$ ).

#### D. *Normal Log*

Representasi paling sederhana dari Normal Log mengasumsikan bahwa nilai yang terbaca pada alat merepresentasikan kondisi lingkungan di sekitar elektroda yang sebanding dengan resistansi batuan pada pengukuran R-ohm. Dalam rangkaian ini, elektroda A dan B berfungsi sebagai elektroda arus, sedangkan elektroda M dan N berperan sebagai elektroda potensial. Arus listrik dialirkan melalui elektroda A ke dalam formasi, kemudian beda tegangan yang timbul diukur antara elektroda M dan N. Nilai beda tegangan tersebut selanjutnya dikonversi menjadi nilai resistivitas dalam satuan ohm-meter (ohm/m). Tinggi rendahnya nilai resistivitas suatu batuan pada dasarnya ditentukan oleh keberadaan atau ketiadaan material yang bersifat konduktif secara listrik di dalam batuan tersebut. Besarnya arus dan potensial yang terjadi dapat dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$V = \frac{R \times i}{4 \times \pi \times AM} \dots\dots\dots(2-8)$$

Keterangan:

V = Intensitas arus konstan dari elektrode A, volt

AM = Jarak antara elektrode A ke M , inci

R = Tahanan formasi, ohm meter

$\pi$  = Konstanta (3,14)

Terdapat dua konfigurasi standar dari 4-electrode normal tools, yaitu:

1. Short Normal dengan jarak elektroda L = 16 inci  $\approx$  0,40 m
2. Long Normal dengan jarak elektroda L = 64 inci  $\approx$  1,60 m.

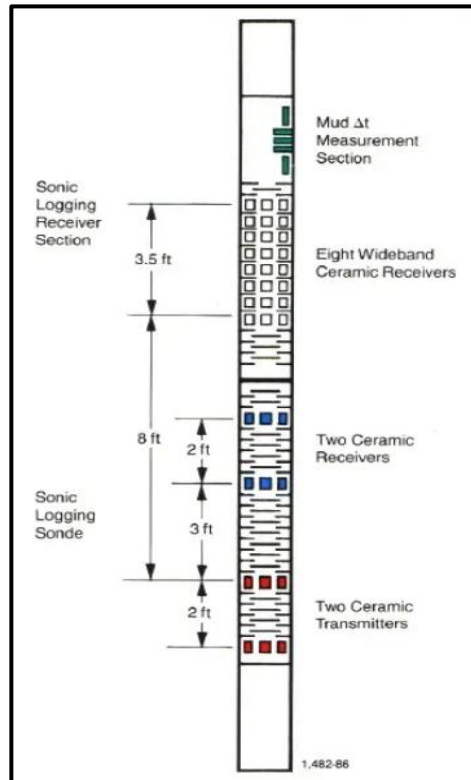
#### 2.2.2.3. *Porosity Tools*

Porositas batuan dapat diperoleh dari log sonik, log densitas, atau log neutron. Pada semua alat tersebut, respon alat dipengaruhi oleh porositas formasi, fluida, dan matriks batuan. Jika pengaruh fluida dan matriks diketahui atau dapat ditentukan, maka respon alat dapat dikorelasikan dengan porositas. Oleh karena itu, alat-alat ini sering disebut sebagai log porositas. Ketiga log tersebut merespons karakteristik batuan yang berada tepat di sekitar lubang bor. Kedalaman penyelidikannya sangat dangkal hanya beberapa inci atau kurang sehingga umumnya berada di dalam zona *flushed*. Pengukuran petrofisik lainnya, seperti mikroresistivitas, magnetisme

nuklir, atau perambatan elektromagnetik, juga kadang digunakan untuk menentukan porositas. Namun, alat-alat tersebut juga sangat dipengaruhi oleh fluida yang mengisi pori-pori batuan.

### A. *Sonic Log*

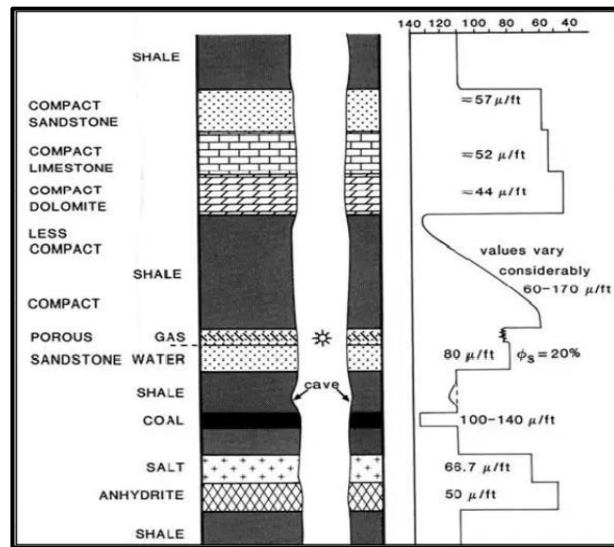
Porositas formasi batuan ditentukan melalui pengukuran interval *transit time*, yaitu waktu yang diperlukan gelombang suara untuk merambat sejauh satu kaki di dalam batuan formasi, dengan menggunakan *Sonic Log*. Perangkat *Sonic Log* terdiri dari satu pemancar (*transmitter*) sebagai sumber gelombang suara dan dua penerima (*receiver*). Bentuk gelombang ini direkam menggunakan delapan *receiver* yang terletak pada jarak 8 hingga 1 1/2 kaki dari *transmitter* dengan skema alat seperti pada **Gambar 2.21**.



**Gambar 2.21.** Skematik dari dua *receiver Sonic Log* (Schlumberger, 1989)

Gelombang suara yang dipancarkan oleh transmitter akan merambat ke dalam batuan formasi, dengan kecepatan yang dipengaruhi oleh berbagai faktor, antara lain sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, tingkat porositas, serta tekanan formasi. Gelombang tersebut kemudian kembali menuju lubang bor dan diterima oleh dua *receiver* secara berurutan. *Receiver* pertama menangkap gelombang pada saat

kedatangan awal, sedangkan *receiver* kedua menerimanya pada waktu berikutnya. Selisih waktu penerimaan gelombang ini dicatat oleh alat dalam satuan mikrodetik per kaki ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ), yang selanjutnya dapat dikonversikan menjadi kecepatan rambat gelombang suara dalam satuan kaki per detik ( $\text{ft}/\text{sec}$ ) dan menghasilkan defleksi seperti pada **Gambar 2.22**.



**Gambar 2.22.** Defleksi Sonic Log, (Rider, 2000)

Litologi serta tingkat porositas suatu lapisan batuan berpengaruh langsung terhadap nilai interval waktu transit ( $\Delta t$ ). Dengan demikian, apabila litologi batuan telah diketahui, maka variasi nilai  $\Delta t$  terutama ditentukan oleh besarnya porositas. Berdasarkan hubungan tersebut, log *sonic* dapat dimanfaatkan untuk menentukan porositas batuan formasi.

Pada batuan formasi yang homogen, terkonsolidasi dengan baik, dan memiliki distribusi porositas yang relatif kecil, hubungan antara porositas dan waktu transit dapat dinyatakan menggunakan persamaan Wyllie sebagai berikut:

$$V = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots(2-9)$$

Keterangan

- $\Phi$  = Porositas batuan formasi (fraksi atau %)
- $\Delta t_{log}$  = Waktu transit hasil pengukuran Sonic Log ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )
- $\Delta t_{ma}$  = Waktu transit matriks batuan ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )
- $\Delta t_f$  = Waktu transit fluida pori atau filtrat lumpur, umumnya 189  $\mu\text{s}/\text{ft}$

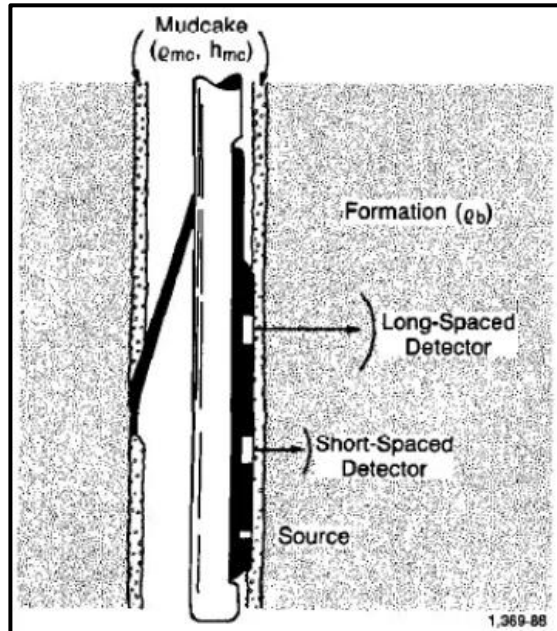
## B. *Density Log*

*Density log* memiliki fungsi utama sebagai log porositas. Kegunaan lainnya meliputi identifikasi mineral pada endapan evaporit, deteksi gas, penentuan densitas hidrokarbon, evaluasi batuan pasir berserpih (*shaly sands*) dan litologi yang kompleks, penentuan potensi *oil shale*, perhitungan tekanan *overburden*, serta penentuan sifat mekanik batuan.

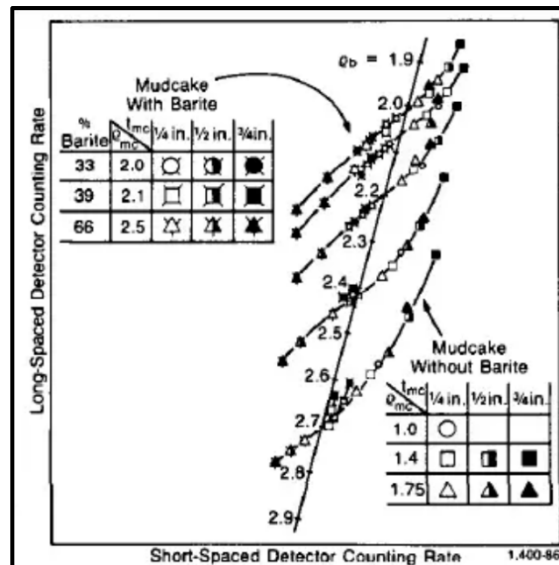
Sumber radioaktif yang ditempatkan menempel pada dinding lubang bor melalui *skid*, sisi lubang bor memancarkan sinar *gamma* dengan jumlah menengah ke dalam formasi. Sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel berkecepatan tinggi yang bertumbukan dengan elektron di dalam formasi. Pada setiap tumbukan, sinar *gamma* kehilangan sebagian energinya kepada elektron, namun tidak seluruhnya, kemudian melanjutkan perambatannya dengan energi yang lebih kecil. Jenis interaksi ini dikenal sebagai hamburan Compton (*Compton scattering*). Sinar *gamma* yang terhambur dan mencapai detektor pada jarak tertentu dari sumber akan dihitung dan digunakan sebagai indikator densitas formasi. Jumlah tumbukan hamburan Compton berbanding lurus dengan jumlah elektron di dalam formasi. Oleh karena itu, respons alat *density log* pada dasarnya ditentukan oleh densitas elektron formasi. Densitas elektron berhubungan langsung dengan densitas *bulk* sebenarnya ( $\rho_b$ ), yang selanjutnya bergantung pada densitas matriks batuan, porositas formasi, serta densitas fluida yang mengisi pori-pori batuan.

Untuk meminimalkan pengaruh kolom lumpur, sumber dan detektor yang dipasang pada *skid* dilengkapi dengan pelindung (*shield*). Buka pelindung tersebut ditekan ke dinding lubang bor menggunakan lengan pendorong (*eccentering arm*). Gaya yang diberikan oleh lengan ini, serta desain *skid* berbentuk bajak, memungkinkan alat memotong *mud cake* yang lunak. Setiap *mud cake* atau lumpur yang masih tersisa di antara alat dan formasi akan “terbaca” sebagai bagian dari formasi dan harus diperhitungkan dalam interpretasi. Koreksi diperlukan apabila kontak antara *skid* dan formasi tidak sempurna, misalnya akibat keberadaan *mud cake* atau ketidakrataan dinding lubang bor. Pada kondisi yang tidak menguntungkan, koreksi ini dapat bernilai cukup besar. Apabila hanya satu detektor digunakan, koreksi menjadi sulit dilakukan karena bergantung pada ketebalan, berat, bahkan komposisi *mud cake*, serta sifat formasi. Pada alat *Formation Density Compensated (FDC)* digunakan dua

detektor dengan jarak dan kedalaman investigasi yang berbeda. Plot antara laju hitung detektor jarak jauh dan jarak dekat digunakan untuk mengoreksi densitas bulk yang terukur. Titik-titik untuk nilai densitas bulk ( $\rho_b$ ) tertentu dengan berbagai kondisi *mud cake* akan berada pada atau sangat dekat dengan suatu kurva rata-rata.



**Gambar 2.23.** Skematis *dual spacing Formation Density Logging Device (FDC)* (Schlumberger, 1989)



**Gambar 2.24.** “Spine and ribs” plot, faktor koreksi *density log* terhadap *mud cake* (Schlumberger, 1989)

Tempat terbaik untuk penggunaan *density log* adalah pada formasi pasir yang tidak terkonsolidasi dengan porositas antara 20–40%. Pada kondisi ini, respons *density log* paling sensitif terhadap perubahan porositas sehingga hasil pengukuran lebih akurat dan representatif terhadap kondisi formasi sebenarnya. *Density log* mengukur densitas bulk batuan ( $\rho_b$ ), yang nilainya dipengaruhi oleh densitas matriks batuan, porositas, serta densitas fluida pengisi pori. Oleh karena itu, terdapat hubungan langsung antara hasil pengukuran *density log* dengan porositas dan litologi batuan.

Hubungan antara densitas bulk batuan, porositas, dan litologi dapat dinyatakan dengan persamaan berikut:

$$V = (1 - \Phi) \rho_{ma} + \Phi \rho_f \dots \dots \dots (2-10)$$

atau dituliskan untuk menghitung porositas:

$$\Phi_{FDL} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots \dots \dots (2-11)$$

Keterangan:

- $\phi$  = Porositas batuan formasi (fraksi atau %)
- $\rho_b$  = Densitas bulk batuan dari *density log* (g/cc)
- $\rho_{ma}$  = Densitas matriks batuan (g/cc), bergantung pada litologi
- $\rho_f$  = Densitas fluida pengisi pori (*mud filtrat*) (g/cc)

Koreksi terhadap persamaan porositas *density* diperlukan untuk menghilangkan pengaruh keberadaan batuan serpih (*clay/shale*) yang dapat menyebabkan nilai porositas *density* menjadi lebih besar dari kondisi sebenarnya. Kehadiran serpih dalam suatu formasi akan mempengaruhi respon *density log* karena perbedaan densitas matriks dan kandungan air terikat pada mineral lempung. Oleh karena itu, koreksi porositas *density* terhadap pengaruh serpih pada batuan formasi dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut:

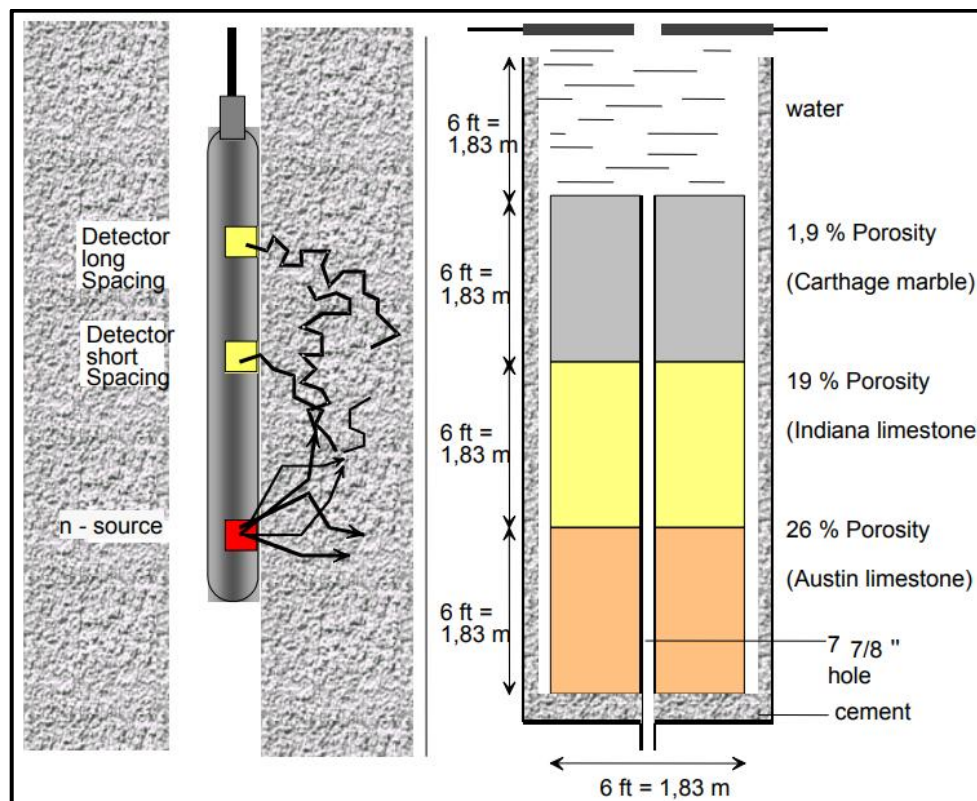
$$\Phi_{FDL_{corr}} = \Phi_{FDL} - (V_{clay} \times \Phi_{D_{corr}}) \dots \dots \dots (2-12)$$

### C. Neutron Log

Alat ini bekerja dengan menyinari formasi secara terus-menerus menggunakan partikel neutron dengan energi tinggi yang dipancarkan dari sumber radioaktif. Partikel neutron, yang memiliki massa kira-kira sama dengan massa atom hidrogen,

akan bertumbukan dengan material formasi menyerupai tumbukan bola biliar. Ketika neutron bertabrakan dengan material yang massanya sama atau hampir sama, seperti atom hidrogen, maka terjadi kehilangan energi yang paling besar. Besarnya kehilangan energi ini ditentukan oleh perbedaan massa antara proton dan partikel lainnya dalam formasi. Hubungan antara pembacaan neutron yang terukur dengan porositas ditentukan melalui proses kalibrasi. Sebagian besar alat dikalibrasi terhadap batugamping (“limestone-calibrated”). Oleh karena itu, kurva kalibrasi menghubungkan respon pembacaan neutron dengan porositas batugamping yang jenuh oleh air tawar. Perbedaan komposisi mineral dan jenis fluida pori akan menyebabkan penyimpangan terhadap nilai porositas yang didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori dan volume sampel.

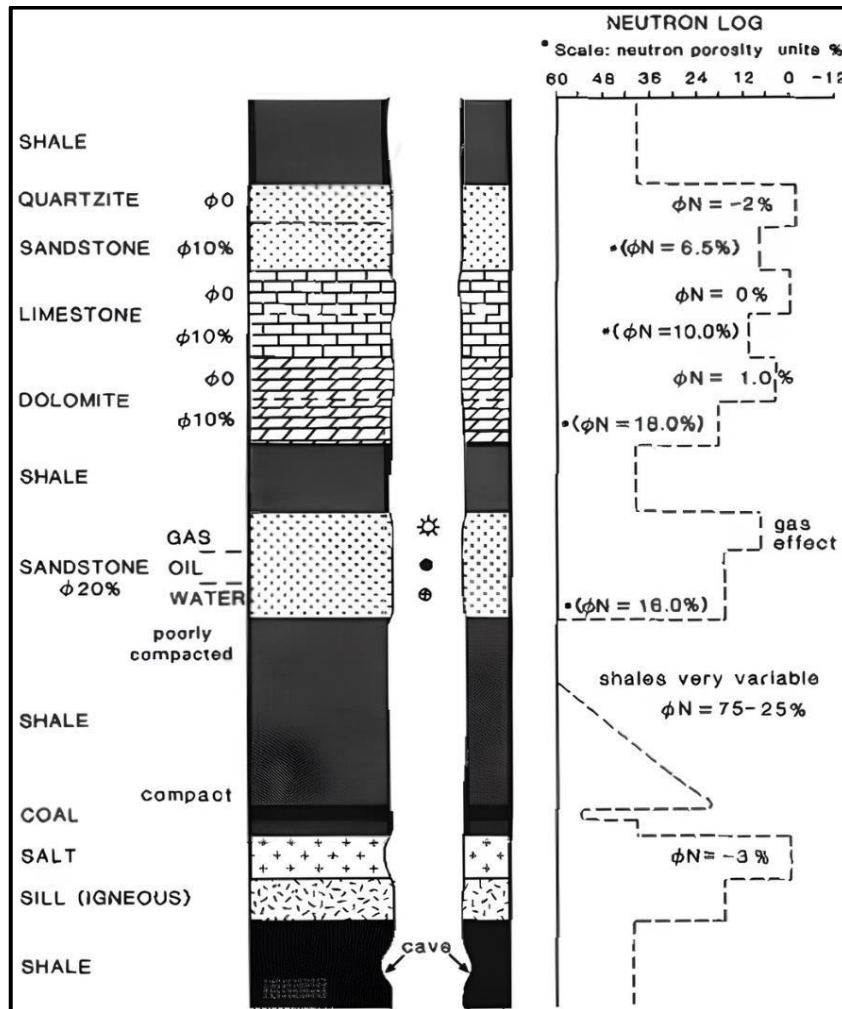
Contoh alat yang digunakan adalah SNP – *Sidewall Neutron Porosity Tool* (Schlumberger) – dan CNL – *Compensated Neutron Log* (Schlumberger). Dengan contoh alat pada **Gambar 2.25** dan contoh defleksi pada **Gambar 2.26**.



**Gambar 2.25.** Neutron log dan fasilitas kalibrasinya (Schön, J, 2015)

Karena alat *neutron* dikalibrasi untuk matriks batugamping dan fluida pori berupa air tawar, maka hanya pada kondisi inilah porositas neutron yang terukur sama dengan porositas sebenarnya. Untuk formasi dan/atau fluida pori yang berbeda, diperlukan koreksi, yaitu:

- Material matriks lain (batupasir, dolomit) memiliki efek *neutron* yang berbeda dibandingkan batugamping.
- Serpih (*shale*) khususnya mengandung hidrogen dalam jumlah tinggi sehingga menghasilkan nilai porositas neutron yang tinggi, maka diperlukan koreksi serpih, *neutron log* juga dapat digunakan sebagai indikator serpih.
- Fluida pori selain air tawar memiliki konsentrasi hidrogen yang berbeda. Hal ini dinyatakan dalam bentuk *hydrogen index*.



Gambar 2.26. Defleksi Neutron Log, (Rider, 2000)

Setelah mengalami kehilangan energi akibat tumbukan berulang, neutron akan tersebar tidak merata di dalam formasi dan pada akhirnya dapat ditangkap oleh *core* unsur penyusun batuan seperti hidrogen, klorin, silikon, dan unsur lainnya. Proses penangkapan neutron ini, yang dikenal sebagai penangkapan sinar gamma, kemudian direkam oleh detektor yang dipasang pada jarak sekitar 10 hingga 18 inci dari sumber radioaktif. Apabila kandungan atom hidrogen dalam formasi tinggi, sebagian besar neutron akan dengan cepat kehilangan energinya dan tertangkap di area yang dekat dengan sumber. Sebaliknya, jika kandungan hidrogen dalam formasi rendah, neutron akan bergerak lebih jauh ke dalam formasi sebelum akhirnya terdeteksi, sehingga jarak perambatan neutron menjadi lebih panjang.

### **2.2.2. Coring dan Analisa Core**

*Coring* merupakan kegiatan mengambil sampel *core* dari dalam sumur. Terdapat dua jenis pengambilan *core*:

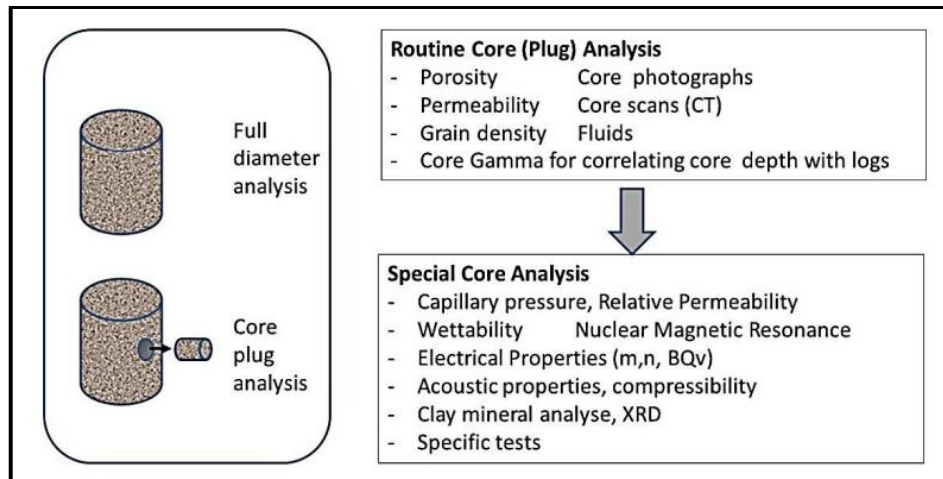
1. *Core* konvensional (atau *rotary*): *core* berdiameter penuh berkisar antara 1<sup>3</sup>/<sub>4</sub> inci (4,5 cm) hingga 5<sup>1</sup>/<sub>4</sub> inci (13,5 cm). Catatan: Kehilangan *core* dapat mengindikasikan batuan *reservoir* yang baik.
2. *Sidewall core* (pengambilan *core* dinding sumur secara perkusif maupun *rotary*).

*Core* berdiameter penuh merupakan sampel batuan berbentuk silinder dengan diameter sekitar 1,75 hingga 5,25 inci. Untuk pengukuran di laboratorium, *core* dipotong menjadi beberapa plug (sekitar 1 inci diameter dan 3 inci panjang). Opsi yang lebih murah adalah *sidewall coring*.

*Conventional coring* dilakukan saat zona yang menjadi fokus sedang dibor; *sidewall coring* dilakukan setelah zona tersebut selesai dibor. Setiap metode menghasilkan sampel batuan yang berbeda secara signifikan, dan masing-masing memerlukan strategi, prosedur, dan peralatan pengeboran *core* yang berbeda.

Analisa *core* merupakan komponen penting dalam karakterisasi *reservoir* dan sangat berkaitan dengan analisis log. Tugas utamanya adalah memvalidasi deskripsi *reservoir* yang diperoleh dari log, menentukan parameter analisis yang kritis, dan analisis *core* merupakan satu-satunya sumber untuk beberapa data petrofisik. Selain itu, dalam beberapa kasus juga dilakukan analisis fluida *reservoir*. Pekerjaan yang direkomendasikan untuk analisis *core* disusun oleh American Petroleum Institute

(API, 1998). Karena memerlukan waktu rig tambahan, pengambilan *core* sangat mahal oleh karena itu biasanya hanya interval *reservoir* yang diambil *core*-nya. Penentuan langsung sifat *reservoir* dilakukan melalui analisis *core* di laboratorium *core*. Dibedakan antara *Routine Core Analysis* (RCAL) dan *Special Core Analysis* (SCAL).



**Gambar 2.27.** *Routine Core Analysis* (RCAL) dan *Special Core Analysis* (SCAL)  
(Schön, J, 2015)

Inti batuan (*core*) berguna untuk:

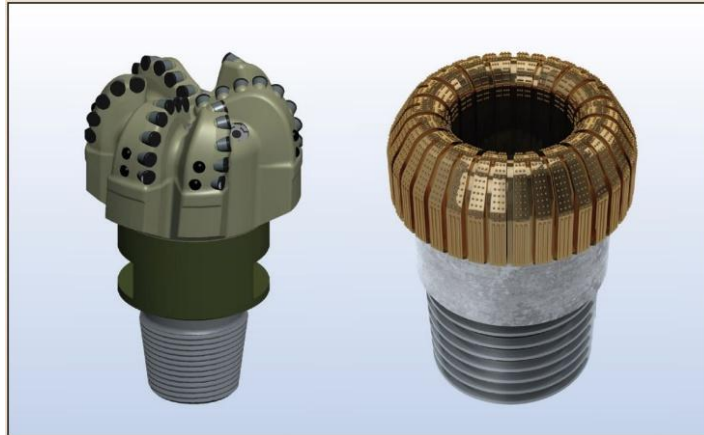
1. Penentuan langsung sifat *reservoir* seperti porositas dan permeabilitas (juga untuk validasi pengukuran log)
2. Kalibrasi pengukuran log (misalnya permeabilitas dari NMR)
3. Penentuan sifat petrofisik fundamental untuk interpretasi log (misalnya parameter Archie  $m$  dan  $n$ , densitas *bulk*).

Keterbatasan dan permasalahan dalam pengukuran *core* meliputi:

1. *Core* hanyalah bagian kecil dari batuan dan belum tentu mewakili *reservoir* atau bagian yang lebih besar. Hal ini berkaitan dengan tingkat homogenitas.
2. Proses *coring* dan *recovery* mengubah kondisi tegangan dan temperatur dan dapat mengubah struktur batuan.
3. Proses pemotongan *plug*, pembersihan, dan pengeringan dapat mengubah sifat kebasahan (*wettability*) *plug*.

### 2.2.2.1. Conventional Coring

*Conventional cores*, adalah bagian batuan yang diambil secara terus-menerus dari formasi batuan melalui proses yang mirip dengan pengeboran konvensional. Perbedaan utama antara kedua operasi ini terletak pada jenis mata bor yang digunakan pengeboran *core* menggunakan *hollow bit* dan *core barrel* dalam *Bottom Hole Assembly* (BHA).



**Gambar 2.28.** *Drilling Bit and Coring Bit (SLB, 2015)*

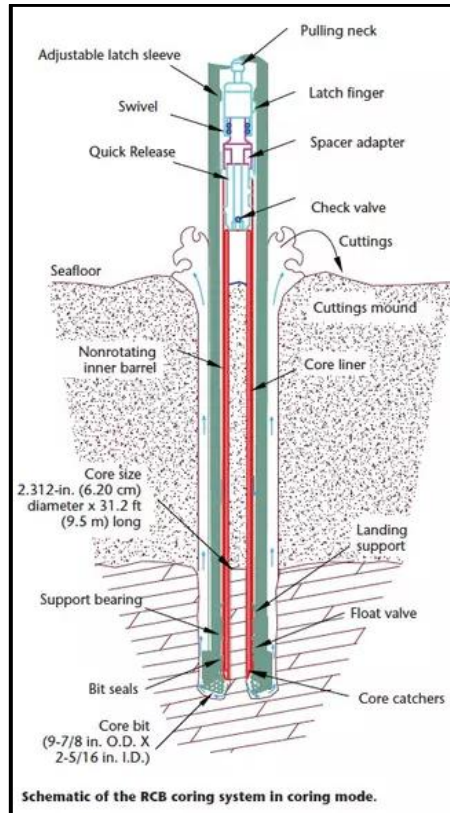
Pada **Gambar 2.28** merupakan contoh bit untuk pengeboran versus *coring bit* dari SLB. Sementara bit pengeboran (kiri) dirancang untuk menggerus batu di permukaan bit, permukaan toroidal *coring bit* (kanan) menggunakan desain pemotong tetap yang meninggalkan bagian tengah lubang bor utuh. Bit berongga ini menciptakan *core* silinder dari formasi yang melewati tengah bit dan disimpan di dalam liner di dalam BHA.

Selama operasi pengeboran *core* konvensional, operator terlebih dahulu mengebor sumur hingga mencapai zona yang menjadi sasaran menggunakan mata bor konvensional dan rangkaian bor. Pemantauan secara ketat diperlukan pada kemajuan pengeboran untuk menentukan waktu yang tepat untuk memulai operasi *coring*. Waktu pengambilan keputusan ini sangat kritis karena jika *coring* dimulai terlalu dini, operator akan membuang waktu rig untuk mendapatkan *core* yang tidak diperlukan di atas zona yang menjadi target jika *coring* dimulai terlalu lambat, bor telah menembus zona tersebut dan mungkin melewatkan bagian paling kritis dari formasi. Cara paling sering digunakan dalam mengetahui lokasi atau zona yang

ingin diambil menggunakan *conventional coring* adalah dengan menggunakan korelasi dengan data sumur tetangga atau yang biasa disebut *key well*.

Setelah diberikan perintah untuk memulai *coring*, operator pengeboran menarik mata bor dari lubang, dan tim pengeboran mengganti BHA pengeboran dengan *coring bit* dan *core barrel*. *Coring bit* berongga menggiling batuan, meninggalkan *core* silinder batu di pusatnya. *Core* ini disimpan di dalam *core barrel*, yang dipasang tepat di atas mata bor. *Core barrel* terdiri dari *inner barrel* dan *outer barrel* serta *core catcher*. Tabung-tabung ini terhubung ke swivel yang memungkinkan *inner barrel* tetap statis sementara *outer barrel* berputar bersama *coring bit*. Fluida pemboran dapat mengalir antara *inner* dan *outer barrel*. Penangkap *core* mencegah *core* terlepas melalui mata bor berongga saat peralatan pengeboran pengambilan *core* (BHA) ditarik ke permukaan. Diameter dan panjang *core* sesuai dengan panjang *core barrel* atau liner-nya, yang sesuai dengan panjang pipa bor standar. Saat *core barrel* penuh, tim pengeboran menarik pipa pemboran ke permukaan dan mengambil *core barrel*. Seorang *core recovery specialist* meletakkan *barrel liner* di rak pipa. Liner, yang berisi *core* di dalamnya, kemudian diberi tanda kedalaman dan garis orientasi. Liner logam biasanya dipotong menjadi segmen dan disegel di setiap ujungnya untuk dikirim ke laboratorium analisa *core*.

**Gambar 2.29** merupakan contoh operasional dari *core barrel*.



**Gambar 2.29.** *Core barrel drill* (IODP, 2014)

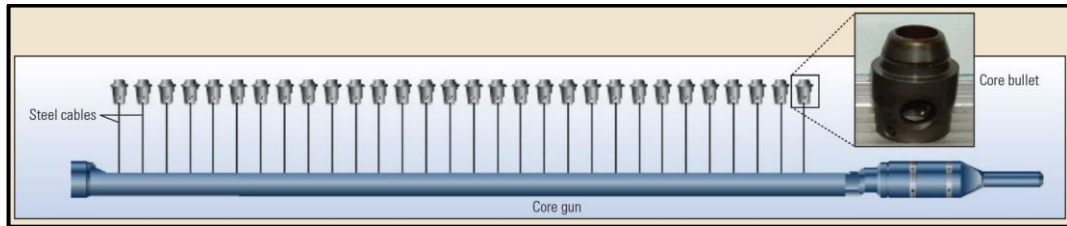
Operasi *conventional coring* seringkali memberikan sampel *core* terbaik untuk pengujian, analisis, dan evaluasi *reservoir*. Namun, waktu yang dibutuhkan untuk memotong dan mengumpulkan *core* utuh dapat memengaruhi efisiensi pengeboran. Tergantung pada tujuan pengeboran *core* dan batasan biaya, beberapa proyek eksplorasi dan produksi (E&P) mungkin menganggap *conventional coring* tidak diperlukan.

#### **2.2.2.2. Sidewall Coring**

*Sidewall cores* (SWCs), yaitu sampel *core* yang diambil dari dinding sumur, dapat menjadi alternatif yang lebih ekonomis dibandingkan dengan *conventional cores*. SWCs biasanya diperoleh menggunakan alat *wireline*, dan satu kali penurunan *wireline* dapat mengumpulkan SWCs dari beberapa *interest zone*.

Setelah pengebor mencapai titik casing atau mencapai kedalaman total (TD), pipa pengeboran ditarik keluar dari sumur, dan sumur diukur sebelum casing dipasang. *Sidewall cores* biasanya diperoleh setelah *logging* dilakukan, biasanya mendekati akhir pekerjaan *openhole wireline logging*. Hal ini memberi waktu untuk memilih

kedalaman *core* setelah mengkorelasikan dengan data log untuk mengidentifikasi zona yang layak untuk pengambilan sampel. *Wireline gamma ray* atau *spontaneous potential logs* digunakan untuk mengkorelasikan kedalaman *openhole log* dengan kedalaman *core*. Perangkat *Sidewall coring* dikendalikan dari *surface logging unit* dan dapat mengambil sampel dari sisi lubang sumur hingga 90 kedalaman yang dipilih.



**Gambar 2.30.** *Sidewall Coring Gun* (SLB, 2015)

*Percussion sidewall coring gun*. *Core bullet* ditembakkan dari senapan pengeboran menggunakan muatan peledak yang ditempatkan di belakang setiap peluru. Kabel baja yang terpasang pada setiap peluru membantu mengeluarkan peluru dari formasi setelah ditembakkan. Senapan pengeboran diangkat ke permukaan bersama *core bullets* yang masih terpasang, dan teknisi mengambil sampel *core* serta menyegelnya dalam botol.

Karena ukurannya yang kecil dibandingkan dengan *conventional cores*, SWC yang diambil dari formasi heterogen mungkin tidak memiliki sifat yang mewakili formasi pada skala *reservoir*. *Core* dari mana SWC diambil juga mungkin kekurangan fitur-fitur penting yang dibutuhkan untuk menganalisis *reservoir*, terutama dalam urutan pasir-*shale* berlapis, *shale* organik, dan *reservoir* yang retak.

Dua jenis alat *wireline sidewall coring*, *percussion* dan *rotary*. *Percussion coring tool*, atau *core gun*, dilengkapi dengan tabung *core* berbentuk peluru yang dipasang pada carrier (di atas). *Core gun* menggunakan muatan peledak kecil untuk mendorong *core barrel* ke dinding sumur guna mengambil sampel formasi. Di sisi lain, *Rotary sidewall coring* menggunakan bit pengeboran kecil yang diarahkan secara horizontal untuk memotong plug dari dinding lubang bor (di bawah). Dari kedua metode tersebut, *percussion coring* telah menjadi yang paling umum; namun, dalam beberapa lingkungan, terutama *reservoir* batuan keras, eksplorasi lepas

pantai, dan *unconventional resource plays, petrophysicists* mungkin lebih memilih bekerja dengan sampel *core* yang diperoleh melalui alat *rotary coring tools*.

*Core gun* menghasilkan SWC dengan panjang sekitar 2,86 hingga 4,45 cm [1,125 hingga 1,75 in.] dan diameter 1,75 hingga 2,54 cm [0,688 hingga 1 in.]. Setiap *core barrel*, atau *bullet*, ditembakkan secara berurutan atas perintah dari permukaan setelah alat ditempatkan pada kedalaman sampel yang diinginkan. *Bullet* dihubungkan ke *gun body* menggunakan kabel baja fleksibel, yang memudahkan pengambilan *sidewall core*. Setelah *bullet* tertanam dalam formasi, operator kabel menggunakan berat *gun* dan gaya yang diterapkan oleh unit *wireline log* untuk melepaskan *bullet* dan *core*nya dari dinding sumur. Setelah *core* ditembakkan, *gun* ditarik ke permukaan, di mana *logging specialists* menggunakan *plunger* untuk mendorong setiap sampel dari tabungnya ke dalam botol sampel. Botol-botol tersebut disegel dan diberi label dengan kedalaman sampel, kemudian dikemas dan dikirim ke laboratorium untuk analisis.

Alat *Rotary sidewall coring* menggunakan *diamond-tipped drill bits*, yang merupakan versi miniatur dari mata bor yang digunakan dalam operasi *conventional coring*. Pada setiap titik pengeboran, assembly mata bor berputar dari posisi transportasi yang terbenam di dalam alat ke posisi tegak lurus terhadap badan alat. Mata bor memotong potongan bulat *core* langsung dari dinding lubang bor. Alat ini kemudian memotong potongan tersebut dan menariknya ke area penyimpanan di dalam badan alat. Proses ini diulang hingga perangkat penampung *core* terisi penuh. *Core* dari *older-generation rotary coring tools* biasanya berdiameter kurang dari 2,54 cm [1 in.]; namun, beberapa *rotary coring tools* berkapasitas besar mampu mengebor hingga 50 *core*, masing-masing berukuran 6,4 cm [2,5 in.] panjang dan 3,8 cm [1,5 in.] diameter. Alat ini menghasilkan sampel *core* dengan volume lebih banyak tiga kali lipat dibandingkan dengan *percussion SWCs*.

### **2.2.2.3. Routine Core Analysis**

Andersen dkk. (2013) menyatakan: “Deskripsi dasar material *core* diperoleh dari analisis rutin. Layanan ini mencakup pengukuran porositas, saturasi, dan permeabilitas untuk menjawab tiga pertanyaan mendasar tentang *reservoir*: apakah

batuan memiliki ruang terisi fluida (porositas); apakah ruang tersebut mengandung hidrokarbon (saturasi); dan apakah fluida hidrokarbon tersebut dapat diproduksi (permeabilitas)? *Logging gamma* pada *core* memberikan keterkaitan antara kedalaman *core* dan kedalaman *logging* sumur, dan pemindaian tomografi terkomputasi (CT) pada *core* menunjukkan heterogenitas *core*. Foto *core* yang diambil dengan cahaya putih dan ultraviolet digunakan untuk dokumentasi dan deskripsi *core*.”

### A. Porositas

Porositas adalah suatu ukuran yang menunjukkan besar rongga dalam batuan. Porositas juga dapat didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk menyimpan fluida. Hal tersebut ditunjukkan sebagai perbandingan volume pori batuan dengan volume total batuan. Porositas batuan dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu:

- Bentuk butir (*Grain*)
- Susunan butiran
- Distribusi ukuran partikel (Sortasi)
- Sementasi
- Kompaksi

Menurut waktu pembentukannya, porositas dibagi menjadi 2 bagian, yaitu:

#### 1. Porositas Primer

Porositas primer yaitu porositas yang terjadi bersamaan dengan proses peendapan (deposisi) batuan.

#### 2. Porositas Sekunder.

Porositas sekunder yaitu porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan atau setelah batuan terbentuk.

Sedangkan Menurut sudut *reservoir*-nya, porositas dapat dibagi menjadi:

#### 1. Porositas Absolut

Perbandingan antara seluruh volume pori batuan dengan volume total batuan yang dinyatakan dalam persen. Porositas absolut sendiri merupakan porositas total atau total ruang kosong yang terdapat di batuan.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% \dots \dots \dots (2-13)$$

Keterangan:

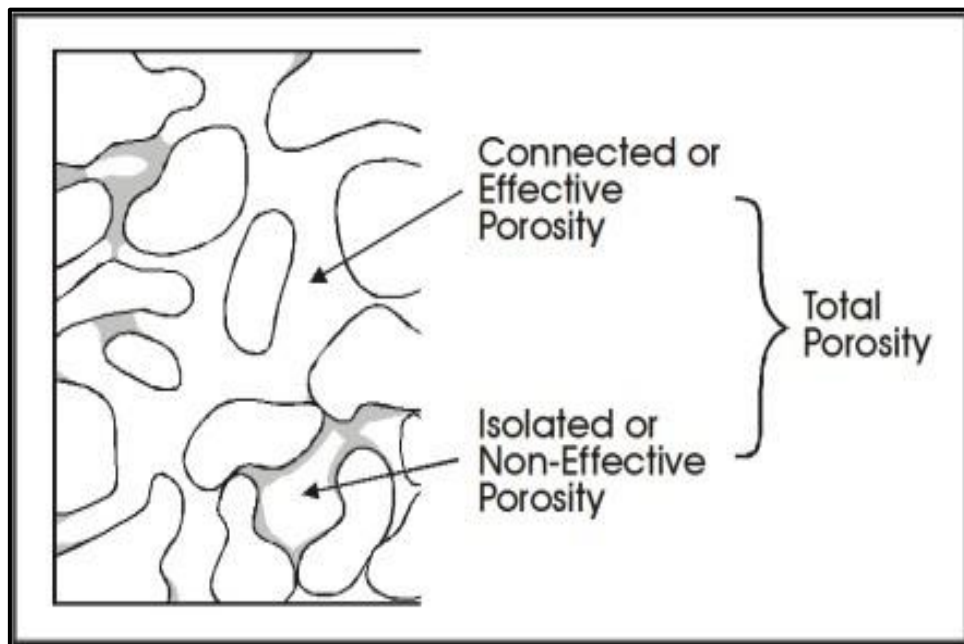
$V_p$  = Volume pori batuan ( $\text{cm}^3$ )

$V_b$  = Volume total batuan ( $\text{cm}^3$ )

## 2. Porositas Efektif

Adalah perbandingan antara volume pori yang berhubungan dengan volume total batuan yang dinyatakan dalam persen. Porositas efektif menjadi indikasi kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida melalui pori-pori yang saling berhubungan.

$$\Phi = \frac{V_p \text{ yang berhubungan}}{V_b} \times 100\% \dots \dots \dots (2-14)$$



**Gambar 2.31.** Visualisasi Porositas Absolut dan Porositas Efektif Batuan  
(Clark, 1969)

**Tabel 2.1.** Tabel klasifikasi porositas (Koesoemadinata, 1980)

Porositas (%)	Pemerian
0 – 5	Dapat diabaikan ( <i>neiglible</i> )
5 – 10	Buruk ( <i>poor</i> )
10 – 15	Cukup ( <i>fair</i> )
15 – 20	Baik ( <i>good</i> )
20 – 25	Sangat Baik ( <i>very good</i> )
>25	Istimewa ( <i>excellent</i> )

## B. Saturasi

Saturasi didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori fluida tertentu dengan volume pori-pori batuan secara keseluruhan. Terdapat tiga jenis saturasi

yang dijumpai pada batuan *reservoir*, saturasi air ( $S_w$ ), saturasi minyak ( $S_o$ ), dan saturasi gas ( $S_g$ ). Jumlah keseluruhan nilai saturasi pada batuan adalah 1, maka dapat dituliskan:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \dots\dots\dots(2-15)$$

Jika di dalam *reservoir* hanya memiliki dua jenis fluida pengisi pori saja maka persamaan mengikuti dengan jenis fluida pengisi pori yang ada. Contohnya pada *reservoir* dengan tipe minyak-air, maka persamannya menjadi:

$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots(2-16)$$

Pengaruh proses geologi, gaya kapiler, karakteristik batuan *reservoir*, serta sifat fluida *reservoir* menyebabkan sebagian fluida tidak dapat dikeluarkan dari dalam *reservoir*. Jumlah fluida yang tertahan tersebut dinyatakan dalam bentuk saturasi, yang meliputi:

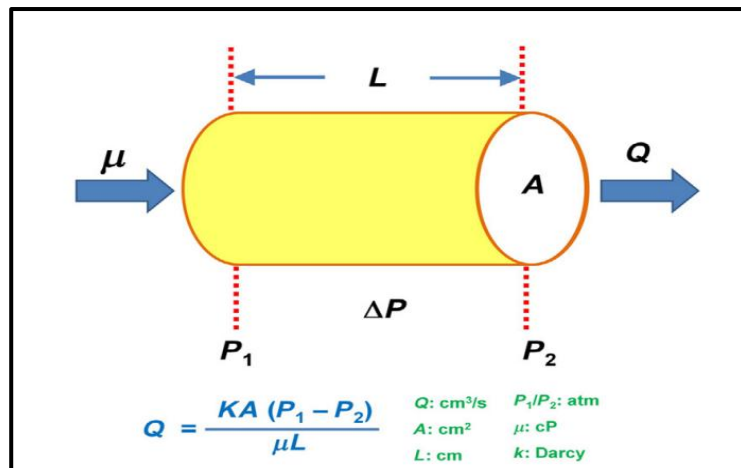
1.  $S_{wirr}$  (*Irreducible Water Saturation*) merupakan nilai saturasi air minimum di mana air sudah tidak dapat bergerak atau diproduksi lagi. Kondisi ini terjadi karena selama proses akumulasi hidrokarbon ke dalam batuan *reservoir*, saturasi air terus berkurang hingga mencapai nilai terendah yang tidak lagi dapat dikeluarkan dari pori-pori batuan.
2.  $S_{wi}$  (*Initial Water Saturation*) adalah saturasi air awal yang mengisi *reservoir* sebelum terjadinya proses produksi.
3.  $S_{wc}$  (*Connate Water Saturation*) adalah saturasi air yang terperangkap di dalam pori-pori batuan sejak proses pembentukan batuan sedimen dan melekat pada permukaan butir batuan.
4.  $S_{or}$  (*Residual Oil Saturation*) merupakan saturasi minyak sisa yang masih melekat pada batuan dan tidak dapat mengalir atau diproduksi.
5.  $S_{gr}$  (*Residual Gas Saturation*) adalah saturasi gas yang terjebak di dalam pori-pori batuan dan tidak mampu mengalir.

### C. Permeabilitas Absolut

Ada tiga definisi utama permeabilitas dalam *core analysis*, yaitu permeabilitas absolut, permeabilitas efektif dan permeabilitas relatif. Karena alasan historis yang sedikit hubungannya dengan kenyataan evaluasi *reservoir*, program RCA menggunakan kondisi lingkungan dan pengukuran permeabilitas absolut terhadap

udara atau nitrogen. Permeabilitas absolut adalah permeabilitas terhadap fase tunggal di mana hanya fase tersebut yang mengisi ruang pori (misalnya udara, minyak, atau air garam).

Metode ini murah, cepat, dan praktis. Sayangnya, *air permeability* pada *ambient conditions* memiliki sedikit hubungan dengan permeabilitas *reservoir*, meskipun metode ini menyoroiti tren dan distribusi permeabilitas. Program SCAL memberikan kesempatan untuk menentukan permeabilitas pada kondisi yang lebih mendekati situasi *reservoir*. Sampel *core* sumur biasanya dibersihkan dan dikeringkan sebelum analisis, untuk menghilangkan kontaminan minyak, air asin, dan lumpur bor. Pembersihan dan pengeringan, terutama pada pasir berlapis lempung, dapat menyebabkan kerusakan pada tekstur batuan yang harus diatasi jika data yang andal diperlukan.



**Gambar 2.32.** Konsep dasar darcy (Darcy)

Mengubah persamaan Darcy untuk aliran tak kompresibel dalam hal kepekaan, k, maka:

$$k = \frac{Q_m \mu L}{A(P_1 - P_2)} \dots \dots \dots (2-17)$$

Permeabilitas gas, kg, dalam satuan Darcy (di mana 1 D = 1000 mD) dapat diperkirakan dari:

$$k = \frac{2Q_a P_a \mu_a L}{A(P_1^2 - P_2^2)} \dots \dots \dots (2-18)$$

**2.2.2.4. Special Core Analysis**

Pemahaman *reservoir* secara mendetail memerlukan pengukuran tambahan yang

dilakukan di laboratorium *Special Core Analysis* (SCAL). Pengukuran listrik menghasilkan eksponen Archie untuk kalibrasi pengukuran *electrical porosity log* dan saturasi serta *Nuclear Magnetic Resonance* (NMR). Pengukuran *core* menentukan nilai *cutoff* spesifik formasi untuk waktu relaksasi dari log NMR. Pengukuran tekanan kapiler dengan metode injeksi merkuri, sentrifus, atau *porous plate* menunjukkan distribusi throat pori dan digunakan untuk mengevaluasi distribusi saturasi sebagai fungsi ketinggian dalam formasi. Permeabilitas relatif menentukan karakter aliran multifasa formasi dan dapat dilakukan pada kondisi tekanan dan temperatur normal maupun tinggi. Wettability ditentukan dengan metode Amott-Harvey atau USBM (Tiab dan Donaldson, 2014; API, 1998).

#### A. Faktor Sementasi (m)

Eksponen *cementation* (sering disebut sebagai eksponen porositas) ditentukan oleh jenis dan derajat *cementation* yang mengikat butiran batuan bersama-sama dan dapat bervariasi secara numerik. Archie mengatakan bahwa faktor *cementation* kemungkinan berkisar antara 1,8 hingga 2,0 untuk batuan pasir yang terkonsolidasi dan untuk pasir yang tidak terkonsolidasi dan bersih sekitar 1,3.

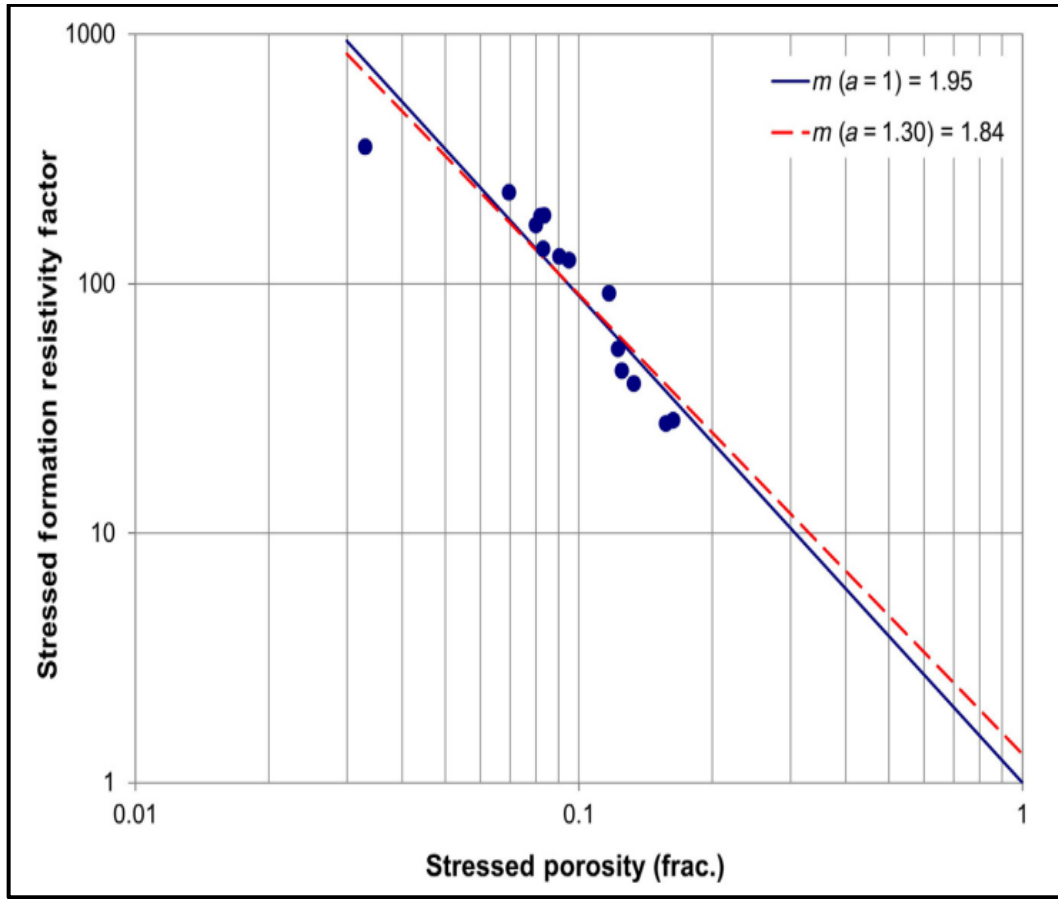
*Formation Resistivity Factor* (FRF) ditentukan di setiap stasiun tegangan konfinemen dari:

$$k = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots (2-19)$$

Di mana baik  $R_o$  maupun  $R_w$  dinormalisasi ke kondisi suhu standar. Untuk setiap sampel, eksponen sementasi,  $m$ , ditentukan dari *formation resistivity factor* dan *stressed porosity* (fraksional) di setiap pengujian yang ditentukan untuk setiap sampel:

$$m = - \frac{\log(F)}{\log(\Phi_{stress})} \dots\dots\dots (2-20)$$

Dari data log, *core*, serta mengelompokkan data uji FRF *core*. *Cementation exponent*  $m$  untuk kelompok sampel tertentu (misalnya berdasarkan zona atau lithofacies) ditentukan melalui regresi linier seperti pada contoh **Gambar 2.33**.



**Gambar 2.33.** *Cementation exponent plot presentation* (Core Analysis: A Best Practice Guide Volume 64, 2015)

Analisis pasangan data  $F$  dan  $f_{stress}$  bilogaritmik, pada tegangan in situ yang dipilih, menggunakan persamaan Archie:

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \dots\dots\dots (2-21)$$

atau

$$\log(F) = \log(a) - m \log(\Phi) \dots\dots\dots (2-22)$$

Di mana  $m$  adalah nilai mutlak dari *slope* regresi terbaik yang disesuaikan dengan titik data logaritmik, dan  $\log(a)$  adalah intersep jika data logaritmik digambarkan pada koordinat Kartesius. Jika konstanta  $a$  ditetapkan sama dengan 1, maka  $m$  ditentukan melalui teknik regresi “*forced-fit*”.

**Tabel 2.2.** Klasifikasi Faktor Sementasi Batuan, (*Amyx, 1960*)

Porositas (%)	Pemerian
1.3	<i>Unconsolidated rock</i>
1.4 – 1.5	<i>Very slightly cemented</i>

1.6 – 1.7	<i>Slightly cemented</i>
1.8 – 1.9	<i>Moderately cemented</i>
2.0 – 2.2	<i>Highly cemented</i>

---

**B. Faktor Tortuositas**

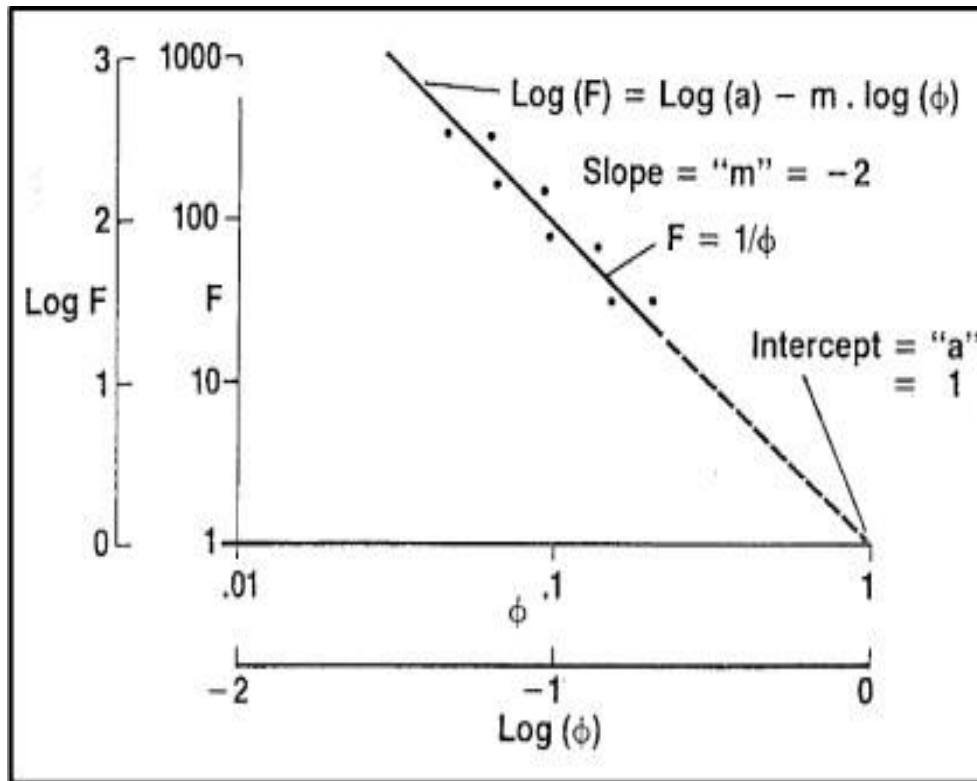
Wyllie (1952) mengembangkan hubungan antara faktor pembentukan dan sifat-sifat lain batuan, seperti porositas dan tortuosity. Tortuosity dapat didefinisikan sebagai  $(L_a/L)^2$ , di mana  $L$  adalah panjang *core* dan  $L_a$  mewakili panjang jalur efektif melalui pori-pori. Berdasarkan model pori sederhana, hubungan berikut dapat diturunkan:

$$F = \frac{\tau}{\phi} \dots \dots \dots (2-23)$$

Faktor tortuositas merupakan parameter penting dalam perhitungan faktor resistivitas formasi pada rumus Archie, yang digunakan untuk memprediksi saturasi air. Tortuositas yang diperoleh dari pengukuran *electrical resistivity* sangat dekat dengan tortuositas yang diperoleh dari data tekanan kapiler. Tortuositas meningkat akibat dari berkurangnya jumlah butiran halus, meningkatnya faktor resistivitas formasi, dan faktor sementasi, serta berkurangnya porositas dan derajat *brine saturation*.

Faktor tortuositas pada sampel batuan pasir dan karbonat lebih besar dari nilai normal dalam literatur ( $a = 1$ ), dan hal ini disebabkan oleh ketidakhomogenan sampel *core*.

Perubahan kecil dalam pengurangan volume pori menyebabkan peningkatan besar dalam tortuositas, karena saluran pori yang lebih kecil, yang terbuka pada kondisi tegangan rendah, mungkin tertutup saat volume pori mengompak sebagai respons terhadap *overburden stress*. **Gambar 2.34** menunjukkan cara menentukan faktor *tortuosity* dan faktor sementasi.



**Gambar 2.34.** Penentuan Turtuosity (a) dan Faktor Sementasi (m) (Bateman, 1985)

### C. Eksponen Saturasi

Pada persamaan Archie eksponen saturasi (n) memberikan hubungan antara indeks resistivitas (I) dengan saturasi air pada batuan, dimana:

$$I = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \dots\dots\dots (2-24)$$

Keterangan:

$S_w$  = Saturasi air

n = Eksponen saturasi, memiliki rentang 1.4 sampai 2.2 (n = 2.0 jika tidak memiliki data).

Dalam persamaan ini,  $R_t$  dan  $R_o$  dapat diperoleh dari data *logging* sumur, sedangkan eksponen saturasi n ditentukan secara eksperimental di laboratorium. Oleh karena itu, saturasi air in situ dapat dihitung menggunakan persamaan Archie. Berdasarkan persamaan keseimbangan material untuk formasi,  $S_w + S_o + S_g = 1.0$ .

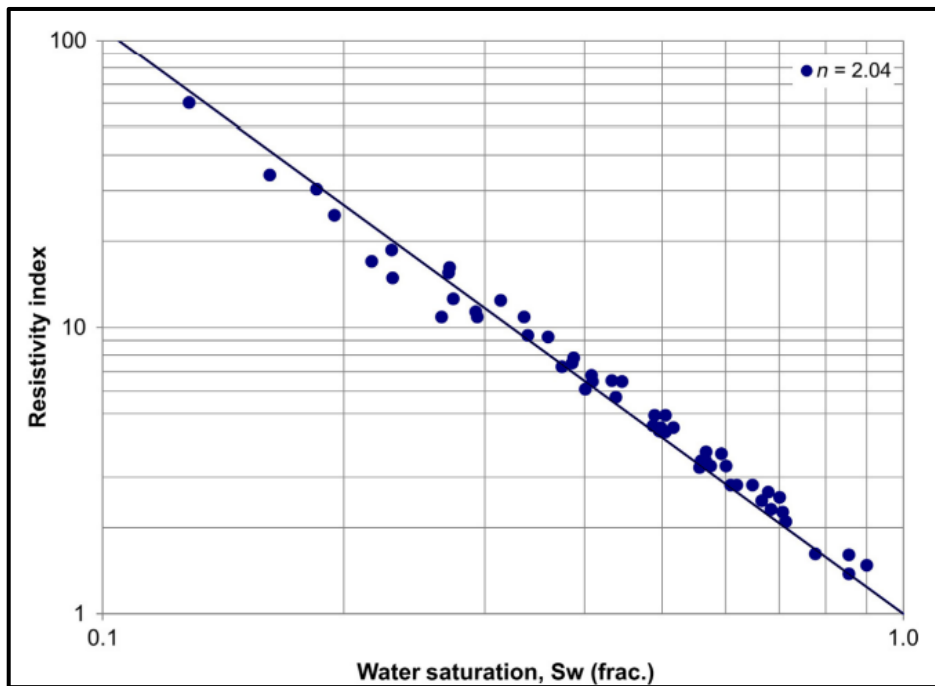
Eksponen saturasi, n, dihitung untuk setiap sumur pada setiap tingkat *brine saturation* ( $S_w$ ), menggunakan Hukum Archie:

$$I = \frac{1}{S_w^n} \dots\dots\dots (2-25)$$

Seperti pada uji FRF, data plug harus dikelompokkan ke dalam zona representatif, facies, atau jenis batuan. Eksponen saturasi komposit untuk sekelompok sampel ditentukan melalui analisis regresi linier data logaritmik I versus Sw:

$$\log(I) = -n \log(S_w) - m \log(\Phi) \dots\dots\dots (2-26)$$

Beberapa laboratorium hanya menghitung nilai n untuk setiap sampel dengan cara mengambil rata-rata dari semua nilai n yang dihitung pada setiap tingkat saturasi air individu. Hal ini tidak direkomendasikan karena kesalahan dalam perhitungan n individu dapat memiliki pengaruh besar pada nilai komposit. Misalnya, perhitungan n menjadi sangat tidak stabil pada tingkat saturasi air yang tinggi, dan jika dimasukkan dalam perhitungan rata-rata data, akan menghasilkan nilai yang salah untuk nilai komposit n. **Gambar 2.35** menunjukkan contoh grafik *Resistivity Index* vs Sw



**Gambar 2.35.** Example composite resistivity index versus Sw (logarithmic scale)  
(Core Analysis: A Best Practice Guide Volume 64, 2015)

**D. Permeabilitas Efektif dan Relatif**

Permeabilitas efektif adalah permeabilitas terhadap satu fase ketika dua atau tiga fase hadir di ruang pori. Misalnya, permeabilitas minyak (Ko) dan permeabilitas air (Kw)

pada saturasi air tertentu.

$$k_o = \frac{q_o \mu_o \Delta L}{A(P_1 - P_2)} \dots \dots \dots (2-27)$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w \Delta L}{A(P_1 - P_2)} \dots \dots \dots (2-28)$$

$$k_g = \frac{q_g \mu_g \Delta L}{A(P_1 - P_2)} \dots \dots \dots (2-29)$$

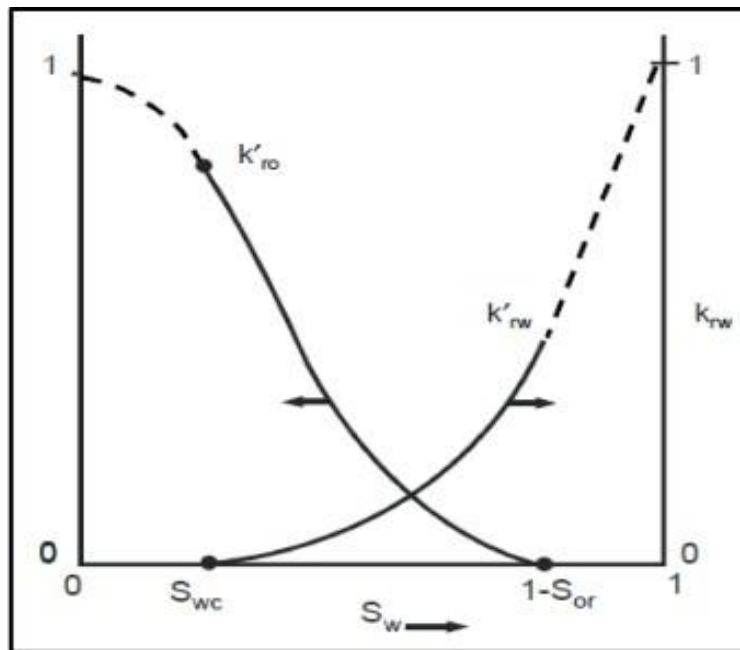
Permeabilitas relative adalah rasio antara permeabilitas efektif dan permeabilitas dasar (absolut), yang untuk laboratorium SCAL biasanya merupakan permeabilitas efektif pada titik akhir ( $K_{o0}$  pada  $S_{wir}$  atau  $K_{g0}$  pada  $S_{wir}$ ) atau permeabilitas fase tunggal (udara atau permeabilitas Klinkenberg) dalam pemodelan *reservoir*.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \dots \dots \dots (2-27)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \dots \dots \dots (2-28)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \dots \dots \dots (2-29)$$

Pada kondisi *reservoir* yang sesungguhnya, pori-pori batuan umumnya terisi oleh lebih dari satu jenis fluida. Oleh karena itu, batuan *reservoir* memiliki nilai permeabilitas relatif terhadap masing-masing fluida yang mengisi pori-porinya. Apabila nilai permeabilitas relatif tersebut diplot terhadap saturasi fluida di dalam pori-pori batuan, maka akan dihasilkan kurva permeabilitas relatif batuan.



**Gambar 2.36.** Kurva Permeabilitas Efektif Pada Sistem Minyak-Air (Dake, 1988)

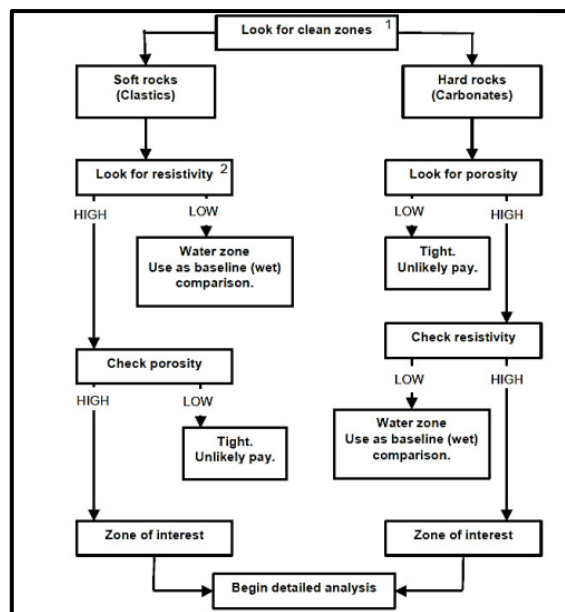
### 2.2.3. Interpretasi Log

Setelah proses *logging* dilakukan, data hasil pengukuran dapat diinterpretasikan berdasarkan bentuk kurvanya, baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Dalam rekayasa *reservoir*, evaluasi formasi merupakan tahapan yang sangat penting, terutama melalui analisis log secara kualitatif yang meliputi pengamatan visual, penentuan litologi, serta identifikasi fluida hidrokarbon, dan analisis kuantitatif yang mencakup perhitungan parameter seperti porositas ( $\emptyset$ ), resistivitas air formasi ( $R_w$ ), resistivitas formasi ( $R_t$ ), saturasi air ( $S_w$ ), dan permeabilitas ( $k$ ). Tujuan utama dari analisis ini adalah untuk memperkirakan tingkat produktivitas serta perolehan akhir hidrokarbon yang terkandung dalam *reservoir*.

#### 2.2.2.1. Analisa Kualitatif

Bentuk atau defleksi kurva yang terekam pada log merupakan dasar utama dalam analisis kualitatif. Pengamatan yang dilakukan secara *quick look* meliputi identifikasi lapisan yang bersifat permeabel, penentuan ketebalan serta batas lapisan produktif, evaluasi tingkat kehadiran serpih (*shaliness*), serta indikasi keberadaan fluida hidrokarbon dalam formasi.

Pada **Gambar 2.37** Asquith dan Krygowsky (2004) merekomendasikan diagram alir dibawah ini untuk melakukan “pemindaian log” guna mengidentifikasi zona yang menarik



**Gambar 2.37.** *Quick look flowchart* (Asquith dan Krygowsky, 2004)

### A. Indikasi Batas lapisan Produktif

Lapisan produksi dapat diidentifikasi melalui analisis log secara kualitatif dengan mengamati bentuk defleksi pada log SP, log *caliper*, dan log *gamma ray*. Masing-masing log memberikan indikasi sebagai berikut:

#### a. SP Log

Apabila terdapat perbedaan salinitas antara lumpur pengeboran dan air formasi, terutama pada penggunaan lumpur air tawar, maka lapisan yang bersifat permeabel umumnya ditunjukkan oleh defleksi kurva SP ke arah negatif atau ke kiri terhadap *shale baseline*.

#### b. Gamma Ray Log

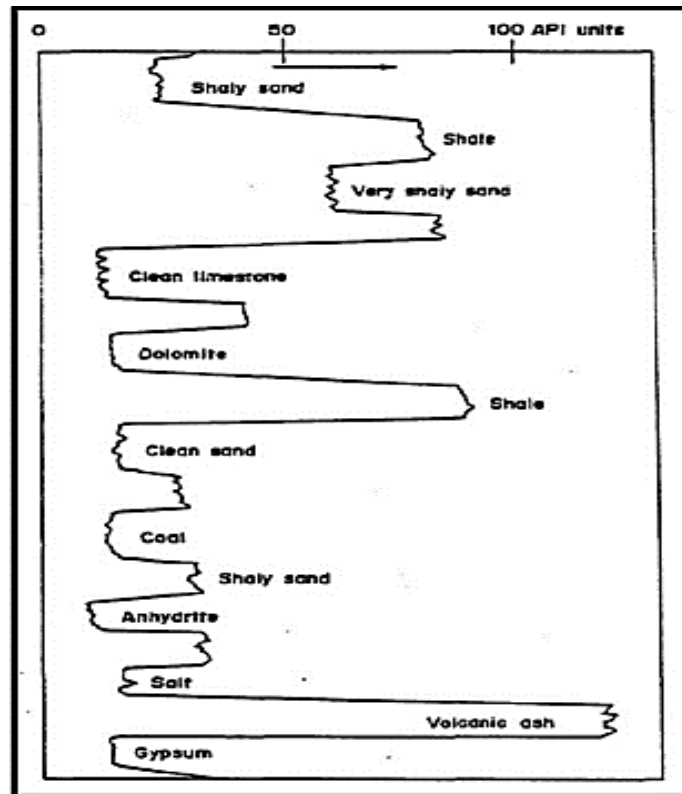
Formasi yang mengandung unsur radioaktif akan memancarkan radiasi yang terekam sebagai defleksi pada kurva *gamma ray*. Defleksi kurva yang besar menunjukkan intensitas radioaktif yang tinggi, yang umumnya berkaitan dengan lapisan *shale* atau *clay*. Sebaliknya, defleksi dengan intensitas radioaktif yang rendah menunjukkan keberadaan lapisan yang bersih dan permeabel.

#### c. Caliper Log

Pada kondisi lubang bor yang baik dan stabil, log *caliper* dapat dimanfaatkan untuk mengidentifikasi ketebalan *mud cake*. Keberadaan *mud cake* ini merupakan indikasi adanya lapisan yang berpori dan permeabel.

### B. Evaluasi Jenis Batuan

Log yang umum digunakan untuk mengevaluasi lapisan yang mengandung serpih (*shale*) adalah *Gamma Ray Log*. Pada kondisi *shale* murni (100% *shale*), *gamma ray log* akan merekam tingkat radioaktivitas alami yang tinggi. Nilai ini merepresentasikan GR maksimum (*GRmax*) dan menunjukkan keberadaan formasi *shale*. Sebaliknya, pada *reservoir* yang bersih (*clean reservoir*), tingkat radioaktivitas yang terekam relatif rendah dan dapat dianggap sebagai kondisi 0% *shale*, yang dinyatakan sebagai GR minimum (*GRmin*). Respon *gamma ray* terhadap berbagai jenis lapisan formasi menghasilkan bentuk kurva yang khas dan bervariasi, tergantung pada komposisi litologi yang menyusunnya. **Gambar 2.38** merupakan contoh respon defleksi *Gamma Ray* pada berbagai mineral.



Gambar 2.38. Respon Gamma Ray Untuk Berbagai Mineral (Dewan, 1985)

#### 2.2.2.2. Analisa Kuantitatif

Analisis *logging* secara kuantitatif mencakup perhitungan dan evaluasi parameter-parameter petrofisika, antara lain porositas, saturasi fluida, permeabilitas, serta nilai tahanan air formasi.

##### A. *Volume Shale*

Beberapa parameter hasil kombinasi alat resistivitas dan porositas diperlukan untuk menentukan nilai saturasi air ( $S_w$ ). Nilai saturasi air serta porositas terkoreksi dapat dihitung dengan pendekatan volume serpih ( $V_{sh}$ ). Namun demikian, karena tidak tersedia alat *logging* yang mampu mengukur  $V_{sh}$  secara langsung dan akurat, maka nilai  $V_{sh}$  umumnya ditentukan melalui estimasi berdasarkan beberapa indikator shale. Dari indikator-indikator tersebut, nilai  $V_{sh}$  yang digunakan biasanya adalah nilai terkecil yang diperoleh. Indikator shale yang paling sering digunakan adalah perbedaan respon antara log densitas dan neutron, serta log *gamma ray* (GR). Selain itu, log SP juga dapat digunakan sebagai indikator *shale*, namun tingkat keandalannya relatif lebih rendah dibandingkan indikator lainnya.

### 1. Vsh dari Perbedaan Density-Neutron log

$$V_{sh} = (\emptyset N - \emptyset D) (\emptyset N_{sh} - \emptyset D_{sh}) \dots\dots\dots(2-30)$$

Keterangan :

$V_{sh}$  = Volume *shale* dalam *shaly-sand*, fraksi  $\emptyset N$  = porositas neutron, fraksi

$\emptyset D$  = Porositas *density*, fraksi

$\emptyset N_{sh}$  = Porositas neutron pada lapisan *shale*, fraksi

$\emptyset D_{sh}$  = Porositas *density* pada lapisan *shale*, fraksi

Karena penerapan metode ini berdampak pada pembacaan porositas neutron ( $\emptyset N$ ) dan porositas densitas ( $\emptyset D$ ) sehingga menghasilkan estimasi volume shale ( $V_{sh}$ ) yang cenderung terlalu besar, maka metode ini tidak sesuai untuk digunakan pada formasi yang mengandung gas.

### 2. Vsh dari Gamma Ray (GR) log

Pada formasi yang mengandung *shale*, kurva *gamma ray* (GR) akan menunjukkan defleksi yang lebih besar. Oleh karena itu, indeks serpih ( $I_{sh}$ ), yang merepresentasikan kadar *shale* dalam batuan pasir, ditentukan melalui interpolasi linier antara kondisi pasir bersih dan kondisi *shale* murni.

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \dots\dots\dots(2-31)$$

Keterangan :

$I_{sh}$  = index shale (nilainya antara 0 – 1,0)

GR = pembacaan GR pada interval prospek, APIu

$GR_{cl}$  = pembacaan GR pada clean sand, APIu

$GR_{sh}$  = pembacaan GR pada interval shale, APIu

Pada kondisi di mana lapisan serpih tipis tersusun secara laminar dan bercampur dengan pasir bersih sehingga densitas formasinya relatif sama, maka fraksi volume serpih ( $V_{sh}$ ) dapat dianggap sama dengan nilai indeks serpih ( $I_{sh}$ ).

$$V_{sh} = I_{sh} \left( \frac{\rho}{\rho_{sh}} \right)^3 \dots\dots\dots(2-32)$$

Keterangan :

$\rho$  = Densitas formasi pada interval prospek, gr/cc

$\rho_{sh}$  = Densitas pada interval shale, gr/cc

Apabila log yang digunakan adalah *Spectral Gamma Ray*, maka hasil interpretasinya menjadi lebih jelas dan akurat, sehingga nilai  $V_{sh}$  dapat ditentukan secara langsung dari pembacaan log tersebut.

### 3. $V_{sh}$ dari SP Log

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{cl}}{SP_{sh} - SP_{cl}} \dots\dots\dots(2-$$

33)

Keterangan :

SP = pembacaan SP pada interval prospek, milivolt

SP<sub>cl</sub> = pembacaan SP pada clean sand, milivolt

SP<sub>sh</sub> = pembacaan SP pada interval shale, milivolt

Metode ini hanya akan memberikan hasil yang akurat pada kondisi tertentu, yaitu ketika alat resistivitas dari kombinasi log menunjukkan nilai resistivitas yang sama antara lapisan *shale* dan lapisan clean sand. Namun, kondisi tersebut jarang dijumpai di lapangan. Umumnya, lapisan clean sand memiliki nilai resistivitas yang lebih tinggi dibandingkan lapisan *shale*.

### B. *Penentuan Porositas*

- a. Penentuan porositas berdasarkan Neutron Log yang telah dikoreksi terhadap pengaruh volume serpih ( $V_{shale}$ ):

$$\varnothing N_c = \varnothing N - (V_{shale} \times \varnothing N_{shale}) \dots\dots\dots(2-34)$$

- b. Penentuan porositas berdasarkan Density Log yang telah dikoreksi terhadap pengaruh volume serpih ( $V_{shale}$ ):

$$\varnothing D_c = \varnothing D - (V_{shale} \times \varnothing N_{shale}) \dots\dots\dots(2-35)$$

- c. Penentuan porositas dengan menggunakan kombinasi antara Density Log dan Neutron Log:

$$\varnothing N_{eff} = \frac{\varnothing D_{corr} + \varnothing N_{corr}}{2} \dots\dots\dots(2-36)$$

### C. *Penentuan Resistivitas Air Formasi*

Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan untuk menentukan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ), antara lain sebagai berikut:

- 1. Analisa Air Formasi

Nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) dapat ditentukan dengan melakukan pengukuran terhadap temperatur permukaan dari sampel air formasi yang diperoleh.

Selanjutnya, nilai  $R_w$  pada kondisi temperatur formasi tempat asal sampel tersebut dapat dihitung dengan menggunakan persamaan tertentu yang mengoreksi pengaruh temperatur.

$$R_{w(T_f)} = \frac{T_{pengukuran} + 6.77}{T_{formasi} + 6.77} \times R_{w(T_s)} \dots \dots \dots (2-37)$$

## 2. Metode SP Log

Tahapan dalam menentukan nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) menggunakan metode *Spontaneous Potential* (SP) adalah sebagai berikut:

- a. Menentukan temperatur formasi ( $T_f$ ) dalam satuan derajat Fahrenheit ( $^{\circ}F$ ).
- b.  $T_f = T_f + \frac{BHT - T_s}{Depth_{BHT}} \times Depth \dots \dots \dots (2-38)$

Keterangan:

$T_s$  = Temperature formasi,  $^{\circ}F$ .

$BHT$  = Bottom Hole Temperature,  $^{\circ}F$ .

$Depth$  = Kedalaman sumur yang dianalisa, m/ft.

- c. Setelah temperatur formasi diketahui, dilakukan koreksi terhadap nilai resistivitas lumpur filtrat ( $R_{mf}$ ) yang diperoleh dari *log heading*, sehingga sesuai dengan temperatur formasi. Koreksi ini dilakukan menggunakan persamaan:

$$R_{mf@t_f} = R_{mf@T_s} + \frac{T_s}{T_f} \dots \dots \dots (2-39)$$

$$R_{mf_{corr}} = 0.85 \times R_{mf@T_s} \dots \dots \dots (2-40)$$

- d. Menentukan nilai konstanta SP dengan persamaan:  
 $SP = 61 + (0.133 \times T_f) \dots \dots \dots (2-41)$

- e. Menghitung nilai resistivitas air formasi ( $R_w$ ) dengan menggunakan persamaan yang sesuai.

$$R_{wc} = \frac{T_{mfc}}{10^{\frac{ESP}{C}}} \dots \dots \dots (2-42)$$

## 3. Metode Pickett Plot

*Pickett Plot* merupakan *crossplot* antara resistivitas dan porositas yang digambarkan pada kertas log-log, di mana resistivitas diplot pada sumbu X dan porositas pada sumbu Y. *Pickett Plot* pada dasarnya adalah representasi grafis dari persamaan *Archie* yang digunakan untuk menentukan nilai resistivitas formasi (Tiab, 2004).

$$R_t = \frac{a \times R_w}{Q^m \times S_w^n} \dots\dots\dots(2-43)$$

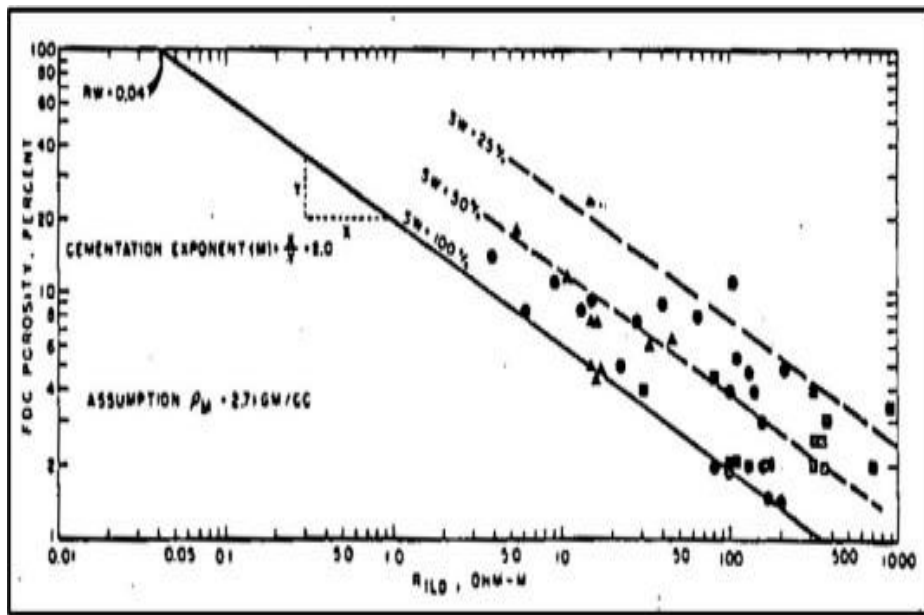
Persamaan Archie dalam penentuan resistivitas dapat dituliskan, dan jika dinyatakan dalam bentuk logaritmik menjadi:

$$\log(R_t) = \log(a \times R_w) - m \log(\phi) - n \log(S_w) \dots\dots\dots(2-44)$$

Pada zona yang sepenuhnya jenuh air, nilai saturasi air ( $S_w$ ) sama dengan 1, sehingga  $\log(S_w) = 0$ . Dengan demikian, persamaan tersebut dapat disederhanakan menjadi:

$$\log(R_t) = \log(a \times R_w) - m \log(\phi) \dots\dots\dots(2-45)$$

Bentuk persamaan ini menyerupai persamaan garis lurus  $y = b + mx$ . Dengan memplot nilai resistivitas total ( $R_t$ ) pada sumbu Y dalam skala logaritmik dan porositas ( $\phi$ ) pada sumbu X juga dalam skala logaritmik, maka nilai ( $a \cdot R_w$ ) dapat ditentukan dari titik potong garis terhadap sumbu (intersep), sedangkan nilai eksponen sementasi ( $m$ ) diperoleh dari kemiringan (slope) garis yang terbentuk (Tiab, 2004). **Gambar 2.39** merupakan contoh gambar dari *Pickett Plot*.



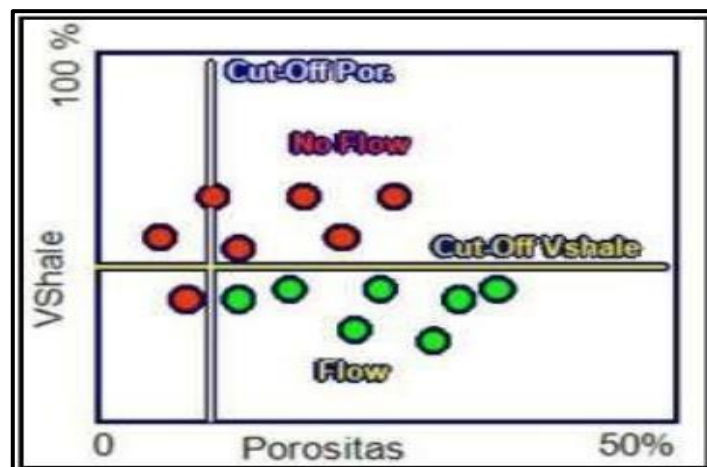
**Gambar 2.39.** Contoh *Pickett Plot*, (Dewan, 1983)

#### 2.2.4. Metode *Cut-off*

Nilai *cut-off* (pancung) properti berdasarkan sifat fisik batuan merupakan batas nilai tertentu yang digunakan untuk membedakan bagian formasi atau *reservoir* yang bersifat produktif dan tidak produktif. Apabila suatu parameter memiliki nilai di

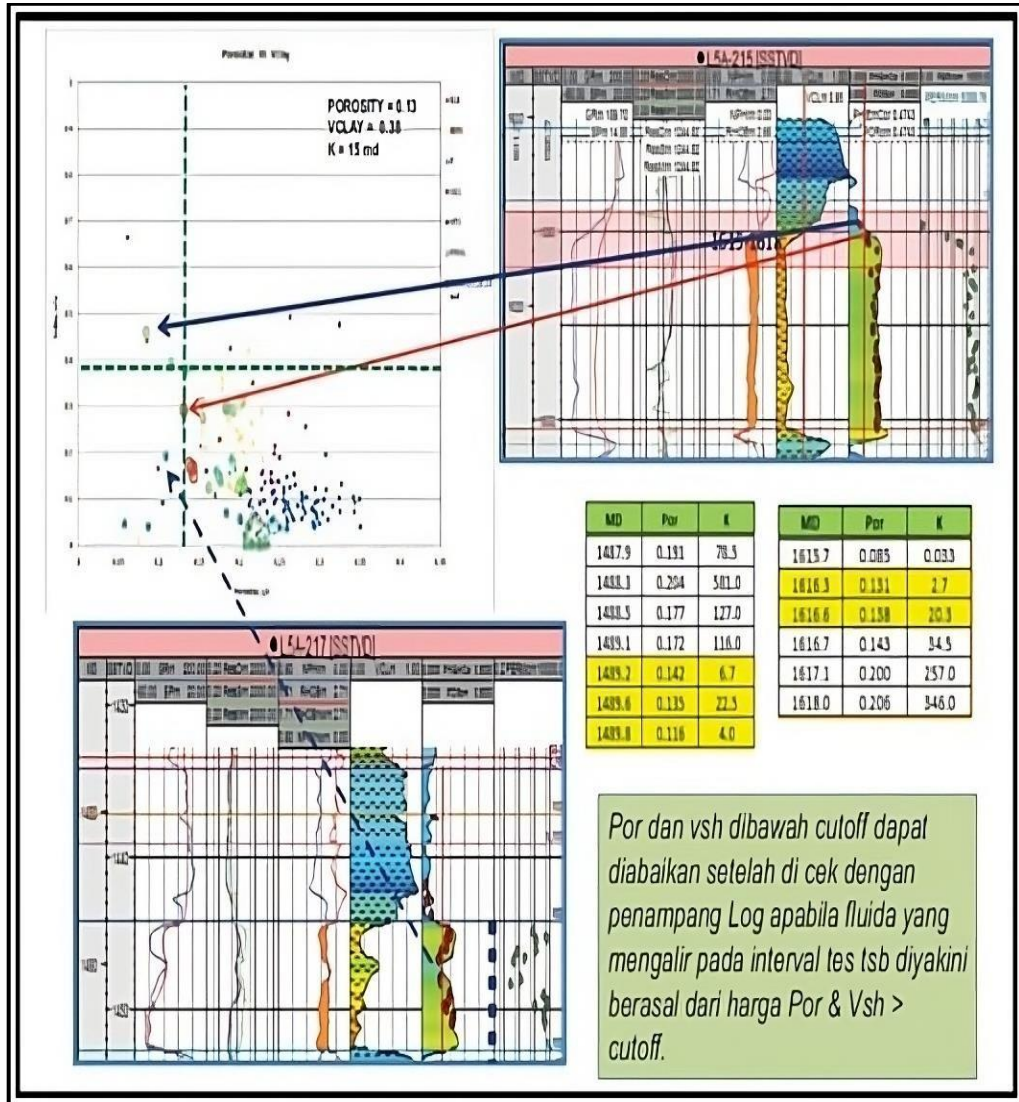
bawah batas *cut-off* (misalnya pada *cut-off Vshale*) atau di atas batas *cut-off* (misalnya pada *cut-off* porositas), maka interval formasi atau *reservoir* tersebut diklasifikasikan sebagai tidak produktif. Parameter properti yang umumnya dikenai *cut-off* meliputi porositas, *Vshale*, dan saturasi air (*Sw*). Dalam penentuan nilai *cut-off*, perlu dipertimbangkan keberadaan rekahan (*fracture*) serta kandungan hidrokarbon, baik minyak maupun gas. Secara statistik, nilai *cut-off* porositas untuk minyak berada pada kisaran 10–16%, tergantung pada tekanan dan viskositas fluida. Sementara itu, nilai *cut-off Vshale* berkisar antara 20–50%, dan nilai *cut-off Sw* berada pada rentang 55–75% (Rukmana, 2011). Sedangkan menurut sumber lain, (Bigelow, 2002) mendefinisikannya melalui nilai *cut-off* sebagai berikut, porositas ( $\phi$ ) < 15%, *Vshale* (*Vsh*) > 30%, saturasi air (*Sw*) > 50%, dan permeabilitas (*k*) < 50 md. (Darling, 2005) menyampaikan pernyataan sebagai berikut: “Secara umum, nilai *cut-off* sebaiknya ditetapkan pada nilai yang setara dengan permeabilitas sebesar 1 md untuk zona minyak dan 0,1 md untuk zona gas.”

Penentuan nilai *cut-off* porositas dan *Vshale* umumnya dilakukan dengan menyusun grafik hubungan antara porositas dan *Vshale* seperti pada **Gambar 2.40**, di mana porositas ditempatkan pada sumbu X dan *Vshale* pada sumbu Y. Nilai porositas dan *Vshale* diperoleh dari hasil interpretasi petrofisika yang telah dirata-ratakan sesuai dengan interval perforasi atau interval uji (*test*). Selanjutnya, data porositas dan *Vshale* dikelompokkan berdasarkan hasil uji, yaitu interval yang menunjukkan aliran (*flow*) dan interval yang tidak menunjukkan aliran (*no flow*).



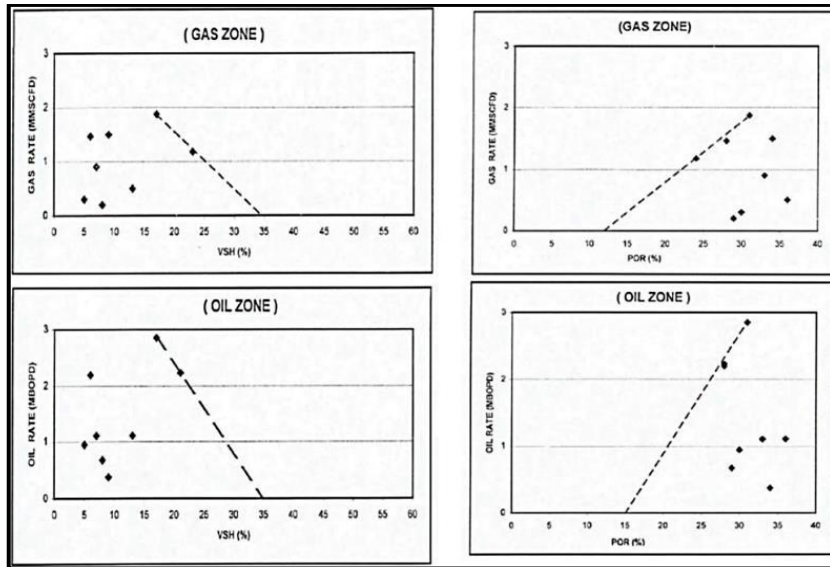
**Gambar 2.40.** Contoh dalam Penentuan *Cut-off* Porositas dan *Vshale* (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011)

Apabila terdapat data uji yang menunjukkan nilai tidak normal terhadap *cut-off* (porositas, *Vshale*, atau permeabilitas), maka posisi uji sumur pada Log Penumpang perlu dilakukan pengecekan. Jika tidak ditemukan penyebab yang jelas, data tersebut dapat diabaikan.



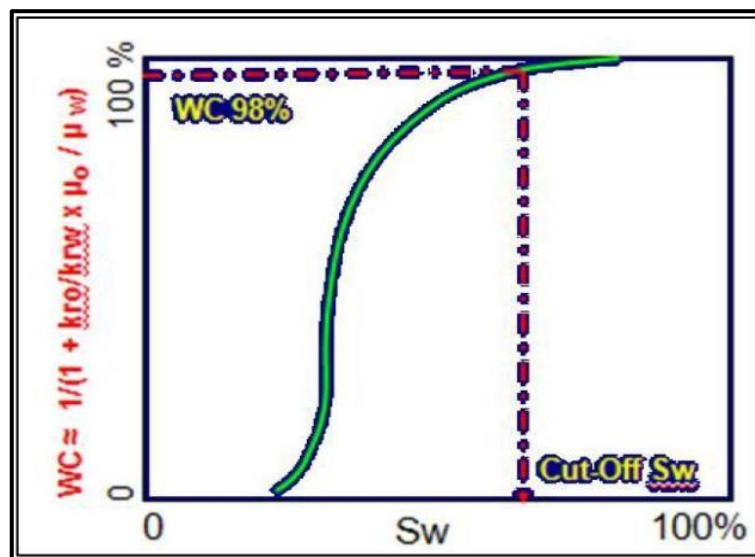
**Gambar 2.41.** Contoh dalam Penentuan *Cut-off* Data yang *Miss* (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011)

Apabila hasil uji sumur menunjukkan seluruh interval mengalami aliran (*flow*), yang umumnya terjadi pada lapangan gas, maka penentuan nilai *cut-off* berdasarkan laju alir dapat dilakukan dengan menyusun grafik hubungan antara porositas atau *Vshale* terhadap laju alir produksi. Selanjutnya, ditarik garis paling bawah yang masih menunjukkan tren menurun untuk menetapkan nilai *cut-off* porositas, dan dengan metode yang sama digunakan untuk menentukan nilai *cut-off Vshale*.



**Gambar 2.42.** Contoh Penentuan *Cut-Off* Menggunakan Laju Alir (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011)

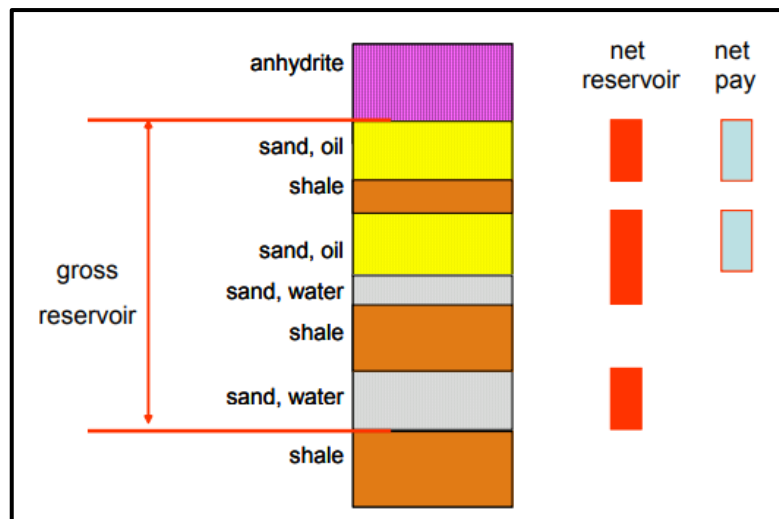
Setelah penerapan *cut-off Vshale* dan porositas pada data *gross sand*, akan diperoleh data *net sand*. Untuk menentukan *net pay*, diperlukan penerapan *cut-off* terhadap saturasi air ( $S_w$ ). Penentuan nilai *cut-off*  $S_w$  dapat dilakukan dengan berbagai metode, salah satunya dengan membuat grafik hubungan antara *water cut* (WC) dan  $S_w$ , di mana sumbu Y merepresentasikan *water cut* yang setara dengan *fractional flow*. Diilustrasikan pada **Gambar 2.43** bahwa nilai *fractional flow* tersebut dapat dihitung berdasarkan data SCAL (Rukmana, 2011).



**Gambar 2.43.** Contoh dalam Penentuan *Cut-off*  $S_w$  (Rukmana, Dadang & Kristanto, 2011)

### 2.2.5. Reservoir Lumping

*Reservoir lumping* atau *pay summary* merupakan proses penentuan interval-interval pada sumur yang diklasifikasikan sebagai *net pay*. Proses tersebut meliputi analisis interval *gross thickness*, *net thickness*, dan *net pay*. *Gross thickness* adalah satuan litologi atau stratigrafi dan tidak berkaitan dengan fluida yang terdapat di dalam formasi. *Net thickness* merepresentasikan total interval batuan berkualitas *reservoir* di dalam *gross thickness*, yang mampu memproduksi fluida dan harus memenuhi nilai ambang batas tertentu (*cut-off*). *Net pay* mengacu pada ketebalan total batuan berkualitas *reservoir*, yaitu batuan yang mampu mengalirkan sejumlah hidrokarbon. Penggunaan nilai *cut-off* bertujuan untuk menyingkirkan interval sumur yang dianggap tidak produktif. **Gambar 2.44** merupakan skema ilustrasi dari zona *net reservoir* dan *net pay*, sedangkan **Gambar 2.45** merupakan contoh tabulasi perhitungan *reservoir lumping*.



**Gambar 2.44.** Skematic *net pay* (Schön, J, 2015)

Tabel-2						Cut-off Por & Vshl					Cut-off Sw				
Well	Fomasi/ Layer/ Zonasi	Facies (Contoh)	Top	Bott om	Gros s	Net Sand	Vshl	Por	Sw	N/ G	Net Pay	Vshl	Por	Sw	N/ G
Well -1	Formasi A	Bar-Shale Bar dan Channel	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	Layer A.1		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	Layer A.2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	Formasi B	Barl Shale	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Layer B.1	---		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
	Layer B.2	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

**Gambar 2.45.** Contoh Tabulasi *Reservoir Lumping* (Dadang Rukmana, dkk, 2011)

### 2.2.6. *Original Gas in Place (OGIP)*

Volume awal cadangan hidrokarbon di dalam *reservoir*, yang dikenal sebagai OGIP (*Original Gas in Place*), merupakan total volume hidrokarbon yang berada di *reservoir* sebelum kegiatan produksi dimulai. Estimasi volume hidrokarbon di tempat umumnya dilakukan dengan metode volumetrik, yang memanfaatkan parameter seperti luas area, ketebalan *reservoir*, porositas, saturasi air, serta sifat fluida hidrokarbon. Dalam perhitungan OGIP menggunakan metode berbasis sumur (*well basis*), diperlukan nilai radius pengurasan sumur. Pada kondisi tertentu, radius pengurasan sumur dapat diasumsikan sebesar 250 m untuk sumur minyak dan 750 m untuk sumur gas, sesuai dengan acuan PTK POD 2021. Persamaan berikut digunakan untuk metode volumetrik:

$$\text{OGIP} = \frac{43560 \times A \times h \times \phi \times (1-s_w)}{B_{gi}} \dots\dots\dots(2-46)$$

Keterangan:

- A = Luas area reservoir (*acre*)
- H = Ketebalan lapisan bersih (*net pay thickness*), ft
- Ø = Porositas batuan, fraksi
- Sw = Saturasi air (*water saturation*), fraksi
- Bgi = Faktor volume formasi gas (*gas formation volume factor*)

## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

#### **3.1. Metode Penelitian**

Metode yang digunakan dalam penelitian ini mencakup analisis kualitatif dan kuantitatif. Analisis kualitatif dilakukan dengan memanfaatkan data sumur yang meliputi data *wireline logging* serta data *core*. Data yang telah dikumpulkan kemudian diolah menggunakan *software* Geolog 7.0 paradigm. Sementara itu, analisis kuantitatif dilakukan dengan menggunakan data *wireline logging*, RCAL, SCAL, dan XRD.

#### **3.2. Tahapan Penelitian**

Data yang telah diperoleh selanjutnya diolah menggunakan *software* Geolog 7.0 paradigm. Dalam penelitian ini terdapat lima tahapan utama yang dilakukan, yaitu sebagai berikut:

1. Tahap Pendahuluan
2. Tahap Pengumpulan Data
3. Tahap Pengolahan dan Analisis Data
4. Tahap Validasi Data
5. Tahap Perhitungan

##### **3.2.1. Tahap Pendahuluan**

Tahap pendahuluan merupakan langkah awal yang dilakukan sebelum penelitian dilaksanakan. Pada tahap ini dilakukan studi pustaka yang bertujuan untuk mengkaji berbagai referensi yang relevan untuk mendukung penelitian, sehingga pembahasan memiliki dasar teori dan latar belakang yang kuat. Dengan demikian, pembahasan yang tepat dapat dirumuskan dan disusun dalam bentuk laporan tugas akhir.

##### **3.2.2. Tahap Pengumpulan Data**

Tahap pengumpulan data dilakukan untuk mendapatkan berbagai informasi yang diperlukan sebagai landasan dasar dalam analisis petrofisik serta untuk mendukung

kelancaran proses penelitian. Dalam penelitian ini, data yang digunakan terdiri dari beberapa jenis, yaitu sebagai berikut:

- a. Data *wireline log*:
  - *Lithology logging tools* (*Gamma Ray Log* dan *Caliper Log*)
  - *Porosity logging tools* (RHOB dan NPHI)
  - *Resistivity logging tools* (ILM, ILD, MSFL)
- b. Data *core*
  - *Routine Core Analysis* (porositas, permeabilitas dan saturasi air)
  - *Special Core Analysis* (sementasi batuan "m", eksponen saturasi "n", konstanta batuan "a", dan tekanan kapiler)
- c. Data pemboran
  - Total kedalaman sumur
  - Total kedalaman data log
  - Kedalaman tiap formasi
  - Jenis lumpur yang digunakan
- d. Data pendukung lainnya
  - *Mud log* data
  - Faktor volume formasi gas

### 3.2.3. Tahap Pengolahan dan Analisis Data

Tahap pengolahan data melibatkan proses pengolahan informasi yang telah diperoleh dari hasil pengumpulan data, yang selanjutnya digunakan untuk keperluan interpretasi *logging*. Adapun hasil yang diperoleh dari proses pengolahan data tersebut meliputi:

- a. Identifikasi litologi.
- b. Nilai GR\_MA (*Gamma Ray Minimum*) dan GR\_SH (*Gamma Ray Maximum*) yang diperoleh melalui analisis histogram *Gamma Ray Correction*.
- c. Nilai *Density–Neutron Matrix*, *Fluid*, *Shale*, dan *Dry Shale* yang diperoleh berdasarkan hasil *crossplot Neutron–Density*.
- d. Nilai *tortuosity exponent* (a), faktor sementasi (m), dan *saturation exponent* (n) yang diperoleh dari data SCAL.

- e. Nilai  $R_w$  (resistivitas air) yang diperoleh dari analisis air formasi dan *Pickett Plot*.

Analisis data dilakukan secara kualitatif maupun kuantitatif dengan fokus pada Formasi Bekasap. Proses interpretasi dalam penelitian ini dibagi menjadi dua bagian, yaitu sebagai berikut:

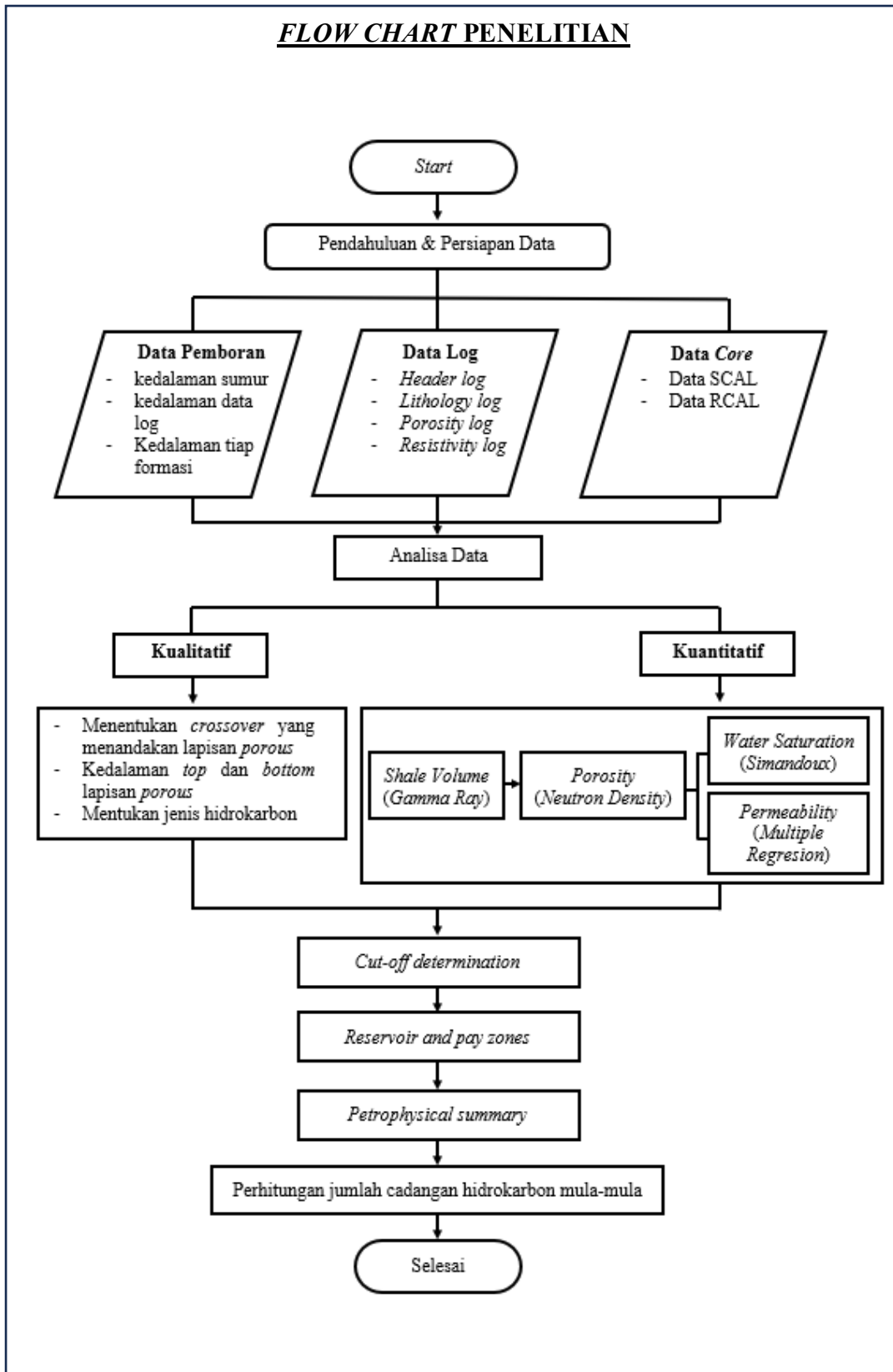
1. Interpretasi *Logging* Kualitatif:
  - a. Mengidentifikasi lapisan yang bersifat porous dan permeabel melalui pengamatan *lithology logging tools*.
  - b. Menentukan batas kedalaman atas (*top*) dan bawah (*bottom*) dari lapisan porous dan permeabel tersebut (*down dip* dan *top dip*).
  - c. Menginterpretasikan jenis fluida yang terdapat pada lapisan tersebut dengan memanfaatkan data *resistivity logging tools* dan *porosity logging tools*.
2. Interpretasi *Logging* Kuantitatif:
  - a. Penentuan volume kandungan lempung ( $V_{shale}$ ) menggunakan metode *Gamma Ray*.
  - b. Perhitungan nilai porositas batuan menggunakan metode *Neutron-Density*.
  - c. Perhitungan saturasi air ( $S_w$ ) menggunakan metode Simandoux.
  - d. Penentuan nilai permeabilitas menggunakan metode *Multiple Regression*.

#### **3.2.4. Tahap Validasi Data**

Tahap validasi dilakukan untuk memastikan bahwa data yang diperoleh memiliki kesesuaian dengan data pendukung yang telah tersedia sebelumnya. Pada analisis kualitatif, validasi dilakukan dengan menggunakan data inti batuan (*core*). Sementara itu, pada analisis kuantitatif, proses validasi dilakukan melalui perbandingan parameter petrofisika berdasarkan data RCAL (*Routine Core Analysis*) dan SCAL (*Special Core Analysis*).

### **3.2.5. Tahap Perhitungan**

Setelah proses validasi data dilakukan dan parameter petrofisik didapat, tahap selanjutnya adalah melakukan perhitungan estimasi untuk menentukan volume cadangan hidrokarbon mula-mula secara volumetrik. Perhitungan volume cadangan awal (*Original Gas in Place*) dilakukan menggunakan metode volumetrik. Metode ini melibatkan analisis berbagai parameter *reservoir*, seperti ketebalan formasi, luas area, porositas, saturasi air, serta faktor pendukung lainnya, guna memperoleh estimasi volume hidrokarbon yang terkandung di dalam *reservoir* tersebut.



**Gambar 3.1.** *Flowcart* Proses Penentuan Jumlah Cadangan Hidrokarbon Mula-Mula

## BAB IV

### PENGOLAHAN DATA

#### 4.1. Data Penelitian

Penulis melakukan penelitian pada sumur "MA-01", yang memiliki lokasi pada region Cekungan Sumatera Tengah. Penulis membataskan penelitian dengan formasi Bekasap yang memiliki zona prospek pada sumur "MA-01". Tabel dibawah menjelaskan ketersediaan data.

**Tabel 4.1.** Ketersediaan data sumuran

Sumur	Data Pemboran		Marker formasi	Data Core		Data Mud Log
	Kedalaman logging (ft)	Jenis lumpur		RCAL	SCAL	
MA-01	√	√	√	√	√	√

**Tabel 4.2.** Ketersediaan data log sumuran

Sumur	Data log						
	Lithology			Resistivitas		Porositas	
	CAL	GR	SP	Deep	Shallow	RHOB	NPHI
MA-01	√	√	√	√	√	√	√

#### 4.2. Pengolahan Data

Pengolahan dan analisis data pada Lapangan "ALV" dilakukan menggunakan *software* Paradigm Geolog versi 7. Perangkat lunak ini merupakan salah satu aplikasi yang digunakan dalam pengolahan data petrofisika, khususnya untuk interpretasi data log sumur. Pemilihan *software* tersebut didasarkan pada kesesuaian data yang tersedia dengan sistem serta *workflow* yang dimiliki Geolog 7. Selain itu, *software* ini dipilih karena mampu menghasilkan analisis yang lebih akurat dan efisien.

#### 4.2.1. Input Data

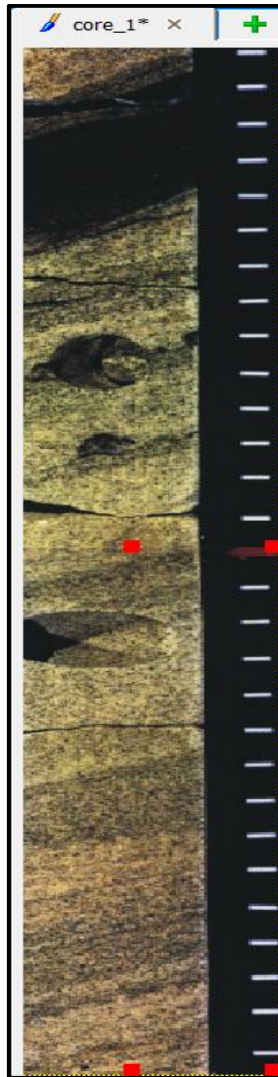
Input data pada software Geolog 7 terdiri atas berbagai jenis file, mulai dari data header log yang terdapat pada **Lampiran A**, data LAS pada **Gambar 4.1**, data analisis *core* pada **Gambar 4.2** yang dapat dianalisa secara detail pada **Lampiran B**, *import core model* pada **Gambar 4.3**, data serta data marker formasi. Selain itu, digunakan pula data *core* manual sebagai metode validasi terhadap hasil *logging*. Sebelum proses impor data dilakukan, terlebih dahulu dibuat direktori kerja melalui menu *project*. Selanjutnya, data dalam format LAS diimpor ke dalam *software*. Setelah data sudah diimpor ke dalam menu *Project*, data sumuran maupun log yang ada juga dilakukan *import* pada menu *Well* bagian *Text Importer*, setelah itu kita bisa melihat data yang sudah kita masukan ke dalam *software* pada bagian *Text* di menu *Well*.

Sets   Constants   Comments   Logs									
	Select	Well	Set	Reference	Units	Top	Bottom	SR	Interpolation
1	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	WELL_HEADER						
2	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	REFERENCE	DEPTH	FEET	5000.00000	5500.00000		CONTINUOUS
3	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	BIT	DEPTH_TOP	FEET	5000.00000	5500.00000		TOPS
4	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	CAST	DEPTH	FEET	5400.00000	5440.00000		CONTINUOUS
5	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	CORE	DEPTH_TOP	FEET	5434.70000	5437.10000		TOPS
6	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	DEV	DEPTH	FEET	5000.00000	5500.00000		CONTINUOUS
7	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	DEV2	DEPTH	FEET	5000.00000	5500.00000		CONTINUOUS
8	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	DIP	DEPTH	FEET	5010.00000	5490.00000		CONTINUOUS
9	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	FLUID	DEPTH	FEET	5308.00000	5308.00000		CONTINUOUS
10	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	FLUID2	DEPTH	FEET	5242.40000	5432.60000		CONTINUOUS
11	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	FORMATION	DEPTH_TOP	FEET	5000.00000	5500.00000		TOPS
12	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	HORIZON	DEPTH	FEET	5045.00000	5310.80000		CONTINUOUS
13	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	HORIZONS	DEPTH	FEET	5073.00000	5484.00000		CONTINUOUS
14	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	LITH	DEPTH_TOP	FEET	5000.00000	5500.00000		TOPS
15	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	LITH2	DEPTH_TOP	FEET	5000.00000	5500.00000		TOPS
16	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	POINT	DEPTH	FEET	5020.00000	5464.00000		CONTINUOUS
17	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	ROP5	DEPTH	FEET	5000.00000	5500.00000		CONTINUOUS
18	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	TEXT	DEPTH	FEET	5000.00000	5480.00000		CONTINUOUS
19	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	TIE_SET	SRD_DEPTH	FEET	4859.43600	5492.50600		CONTINUOUS
20	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	TW	TWTIME	SECON...	0.71000	1.02300		CONTINUOUS
21	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	WIRE	DEPTH	FEET	5000.00000	5500.00000		CONTINUOUS
22	<input checked="" type="checkbox"/>	MA-01	XPLOT	DEPTH_TOP	FEET	5000.00000	5500.00000		TOPS

**Gambar 4.1.** Input Data *Project* Sumuran

Sets   Constants   Comments   Logs   Log Values							
	Select	Set	Log	Version	Units	Minimum	Maximum
1	<input type="checkbox"/>	CORE	DEPTH		FEET	5516.6000	5564.5000
2	<input type="checkbox"/>	CORE	DESCRIPTION	1			
3	<input type="checkbox"/>	CORE	GD	1	G/C3	2.6300	2.7600
4	<input type="checkbox"/>	CORE	PERM_CORE	1	MD	0.0100	1458.0000
5	<input type="checkbox"/>	CORE	PERM_CORE_HZ	1	MD	0.0200	3986.0000
6	<input type="checkbox"/>	CORE	PHIE_CORE	1	V/V		
7	<input type="checkbox"/>	CORE	PHIT_CORE	1	V/V	0.0170	0.2560
8	<input type="checkbox"/>	CORE	SOIL_CORE	1	V/V	0.0000	24.7000
9	<input type="checkbox"/>	CORE	SWAT_CORE	1	V/V	30.5000	100.0000
10	<input type="checkbox"/>	CORE	SWAT_CORE	2	V/V	0.3050	1.0000

**Gambar 4.2.** Input data *Well core analysis*



**Gambar 4.3.** Input data *core model*

Set Filter	Sets	Constants	Comments	Logs	Log Values		
	Select	Set	Log	Version	Units	Minimum	Maximum
WELL_HEADER							
AUDIT_TRAIL							
CORE	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	DEPTH		FEET	1470.0000	5688.5000
CORE_DS	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	CALI		1 IN	5.0936	13.0703
REFERENCE	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	DRES		1 OHMM	0.5071	46.0601
SWC	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	DRHO		1 G/C3	-0.0051	0.2345
TOPS_FORMATIC	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	DT		1 US/F	40.5369	239.5973
TOPS_STRAT	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	GR		1 GAPI	28.5410	184.5097
WIRE_FPROOH	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	NPHI		1 V/V	0.0800	0.6584
WIRE_RAW	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	PEF		1 BE	2.1255	8.0437
	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	RHOB		1 G/C3	1.7553	2.6441
	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	RXO		1 OHMM	0.5355	190.2234
	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	SP		1 MV	-133.2554	-38.8570
	<input type="checkbox"/>	WIRE_RAW	SRES		1 OHMM	0.3934	52.1620

**Gambar 4.4.** Input data *Well log*

### 4.3. Analisa Logging

Tahapan analisis dalam penelitian ini dibagi menjadi dua bagian utama, yakni analisis kualitatif dan analisis kuantitatif. Pada tahap analisis kualitatif, dilakukan interpretasi untuk menentukan batas kedalaman puncak (*top*) dan dasar (*bottom*) dari interval yang diindikasikan sebagai zona prospek, serta mengidentifikasi jenis fluida yang mengisi ruang pori batuan berdasarkan data log yang tersedia. Sedangkan, analisis kuantitatif dilakukan pada evaluasi parameter petrofisik, yang meliputi perhitungan volume serpih (*Vshale*), penentuan porositas total yang telah melalui proses koreksi, serta estimasi nilai saturasi air formasi (*Sw*) sebagai dasar penilaian karakteristik *reservoir*.

#### 4.3.1. Analisa Kualitatif

Analisis kualitatif dilakukan dengan mengamati chart log hasil pembacaan *logging tools* yang umumnya disebut sebagai metode *quick look*. Melalui tahapan ini, penilaian zona dilakukan berdasarkan defleksi dan karakteristik kurva log yang terekam terhadap kedalaman. Analisis kualitatif melibatkan interpretasi tiga kelompok utama *logging tools*, yaitu *lithology tools*, *porosity tools*, dan *resistivity tools*, sehingga dapat diidentifikasi interval yang berpotensi sebagai lapisan prospek hidrokarbon.

##### 4.3.2.1. Penentuan Marker Lapisan

Pada penentuan marker sumur "MA-01" lapangan "ALV" memiliki dua layer/zona yaitu layer *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap* dan memiliki total 7 interval zona prospek. Zona *Upper Bekasap* memiliki 3 zona prospek dengan interval U-1 sampai U-3. Sedangkan zona *Lower Bekasap* memiliki 4 zona prospek dengan interval L-1 sampai L-4 dengan data lengkap pada **Tabel 4.3.** dan ditunjukkan pada **Gambar 4.5.** yang menampilkan *charlog* sumur MA-01.

**Tabel 4.3.** Data Marker pada Sumur "MA-01"

<i>Well</i>	<i>Lapisan</i>	<i>Highlight</i>	<i>Interval</i>	<i>Top (ft)</i>	<i>Bottom (ft)</i>	<i>Isi</i>
MA-01	<i>Upper Bekasap</i>	Jingga	U-1	5492	5497	Gas
MA-01	<i>Upper Bekasap</i>	Jingga	U-2	5499	5509	Gas
MA-01	<i>Upper Bekasap</i>	Jingga	U-3	5516	5519	Gas



Penentuan kedalaman yang menunjukkan terjadinya *crossover* antara log *neutron* dan log *density* perlu diperhatikan karena kondisi tersebut dapat menjadi indikasi keberadaan fluida pada interval tersebut. Akan tetapi, tidak seluruh daerah *crossover* secara langsung menunjukkan adanya fluida. Sebagai contoh, apabila terjadi *crossover* dengan nilai pembacaan log *neutron* tinggi sementara log *density* sangat rendah, kondisi tersebut dapat dipengaruhi oleh masalah *caving* yang menyebabkan densitas matriks batuan terbaca lebih kecil sehingga terbentuk pola *crossover*. Oleh sebab itu, dalam menentukan jenis fluida pada suatu kedalaman tertentu, interpretasi *crossover* harus dikonfirmasi kembali melalui pembacaan *true resistivity* agar hasil analisis lebih akurat.

#### **4.3.2.3. Penentuan Jenis Hidrokarbon**

Penentuan jenis hidrokarbon berupa gas dilakukan berdasarkan analisis 3 *combo log*, yaitu *lithology log*, *resistivity log*, dan *porosity log (density–neutron)*. Zona *reservoir* diidentifikasi melalui *gamma ray log* yang menunjukkan defleksi ke kiri (nilai rendah) sebagai indikasi *clean sand*. Keberadaan hidrokarbon ditunjukkan oleh *resistivity log* yang mengalami defleksi ke kanan (nilai tinggi) akibat sifat gas yang non-konduktif. Karakteristik gas diperkuat oleh respon *porosity log*, di mana kurva *neutron* mengalami defleksi ke kiri dan kurva *density* ke kanan sehingga membentuk fenomena *crossover* akibat rendahnya *hydrogen index*. Mengacu pada Telford et al. (1990), nilai *true resistivity* di atas 4 ohm-m mengindikasikan hidrokarbon, sedangkan menurut Mulyanto et al. (2015), nilai di atas 100 ohm-m menunjukkan kecenderungan kuat sebagai zona gas. Dengan demikian, kombinasi defleksi *gamma ray* ke kiri, *resistivity* ke kanan, serta *crossover* pada *density–neutron* menjadi dasar identifikasi gas secara kualitatif.

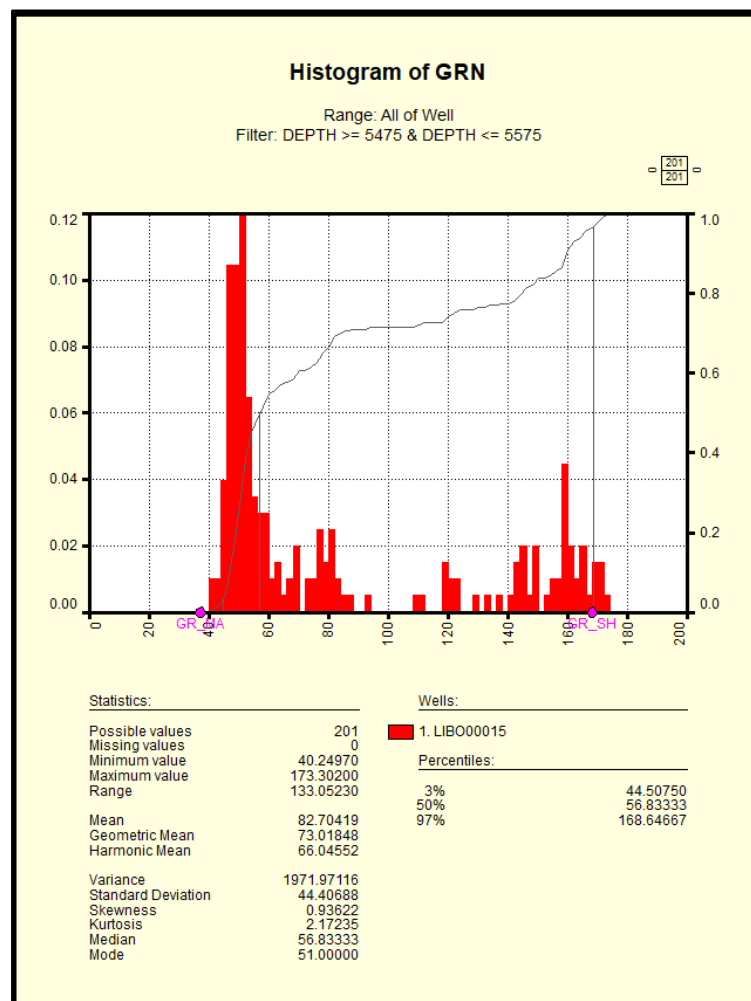
#### **4.3.2. Analisa Kuantitatif**

Analisis kuantitatif dilakukan untuk menentukan interval yang berpotensi sebagai lapisan prospek melalui perhitungan volume serpih ( $V_{sh}$ ), porositas, dan saturasi air ( $S_w$ ). Penentuan lapisan prospek tersebut didasarkan pada nilai *cut off* dari masing-masing parameter yang telah ditetapkan. Berikut tahapan analisis kuantitatif yang diterapkan pada interval Bekasap dijelaskan sebagai berikut.

#### 4.3.2.1. Volume Shale

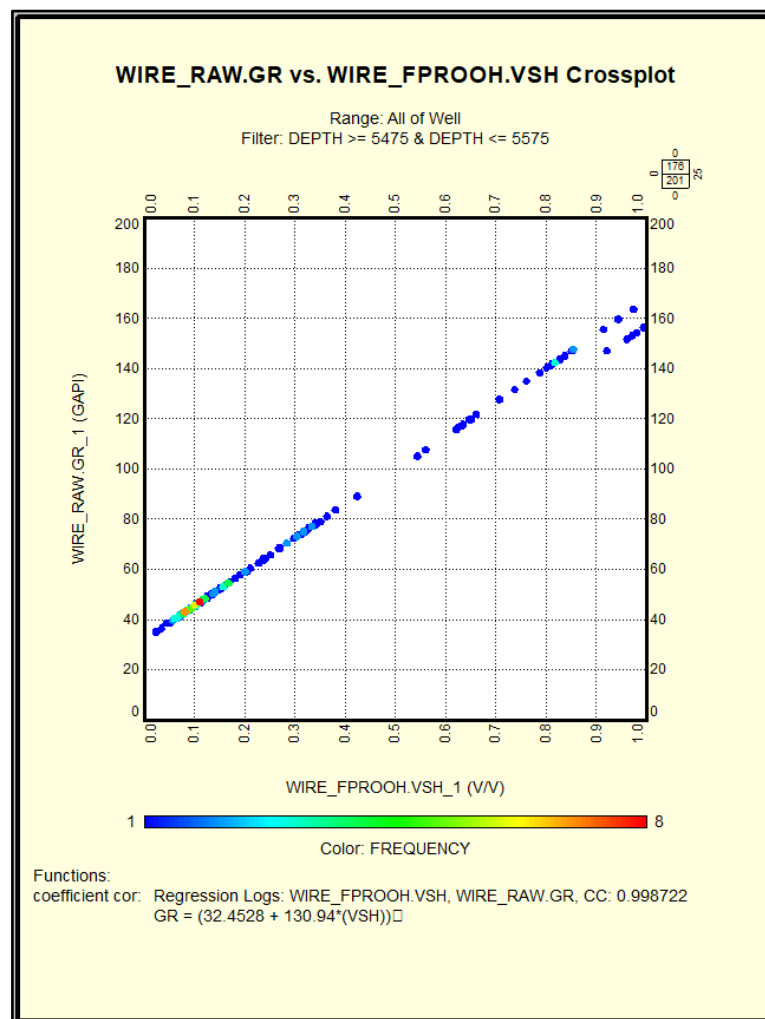
Perhitungan volume serpih ( $V_{sh}$ ) dilakukan melalui menu Determin > *Shale Volume* dengan menggunakan metode *gamma ray*. Metode *gamma ray* dipilih karena prinsip kerjanya yang berbasis radiasi, sehingga lebih reaktif terhadap perubahan kandungan unsur radioaktif alami pada mineral lempung (*clay*). Dengan sensitivitas tersebut, estimasi volume serpih yang dihasilkan dinilai lebih representatif terhadap kondisi formasi.

Data yang digunakan dalam perhitungan ini meliputi nilai GR\_MA ( $GR_{min}$ ) dan GR\_SH ( $GR_{max}$ ). Nilai GR\_MA merepresentasikan kondisi litologi bersih (*clean formation*), sedangkan GR\_SH menggambarkan litologi serpih (*shale*). Kedua parameter tersebut diperoleh dari hasil analisis histogram log *gamma ray* pada **Gambar 4.6** yang telah melalui proses koreksi sebelumnya.



**Gambar 4.6.** *Frequency gamma ray Zone of Interest*

Pada Formasi Bekasap diperoleh nilai GR\_sand sebesar 37 GAPI dan GR\_shale sebesar 168 GAPI. Nilai tersebut digunakan sebagai parameter dalam perhitungan volume serpih (*Vsh*). Hasil perhitungan *Vsh* selanjutnya divalidasi melalui analisis *cross-plot* antara log *gamma ray* yang telah dinormalisasi dengan kurva *volume of shale*. Berdasarkan hasil *cross-plot* pada penelitian ini, diperoleh nilai koefisien korelasi sebesar 99% yang ditunjukkan pada **Gambar 4.7**, dimana itu menunjukkan hubungan yang sangat kuat antara kedua parameter tersebut.



**Gambar 4.7.** *Crossplot Gamma Ray Normalisasi dengan VSH*

Berdasarkan interval Formasi Bekasap, marker pada bagian kiri bawah menunjukkan nilai GR\_MA sebesar 37 GAPI dan pada bagian kanan atas nilai GR\_SH sebesar 168 GAPI. Kemudian terdapat juga persebaran *shale* mulai dari berwarna warna biru ke warna merah, kondisi tersebut mengindikasikan bahwa nilai *Vsh* pada marker biru relatif rendah, sehingga interval tersebut cenderung

merepresentasikan litologi yang lebih bersih. Nilai GR yang tinggi tersebut menunjukkan bahwa perhitungan  $V_{sh}$  pada interval tersebut juga tinggi, sehingga mengindikasikan dominasi kandungan serpih (*shale*) yang lebih besar.

Berikut contoh dari perhitungan volume *Shale* di kedalaman 5523 ft (*Lower Bekasap*)

**Diketahui:**

- Grmax : 168 GAPI
- Grmin : 37 GAPI
- Grlog : 45.5 GAPI

**Penyelesaian:**

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$$V_{sh} = \frac{45.5 - 37}{168 - 37}$$

$$V_{sh} = 0.065$$

Untuk detail perhitungan volume *shale* pada kedalaman lainnya dapat dilihat pada **Lampiran C**.

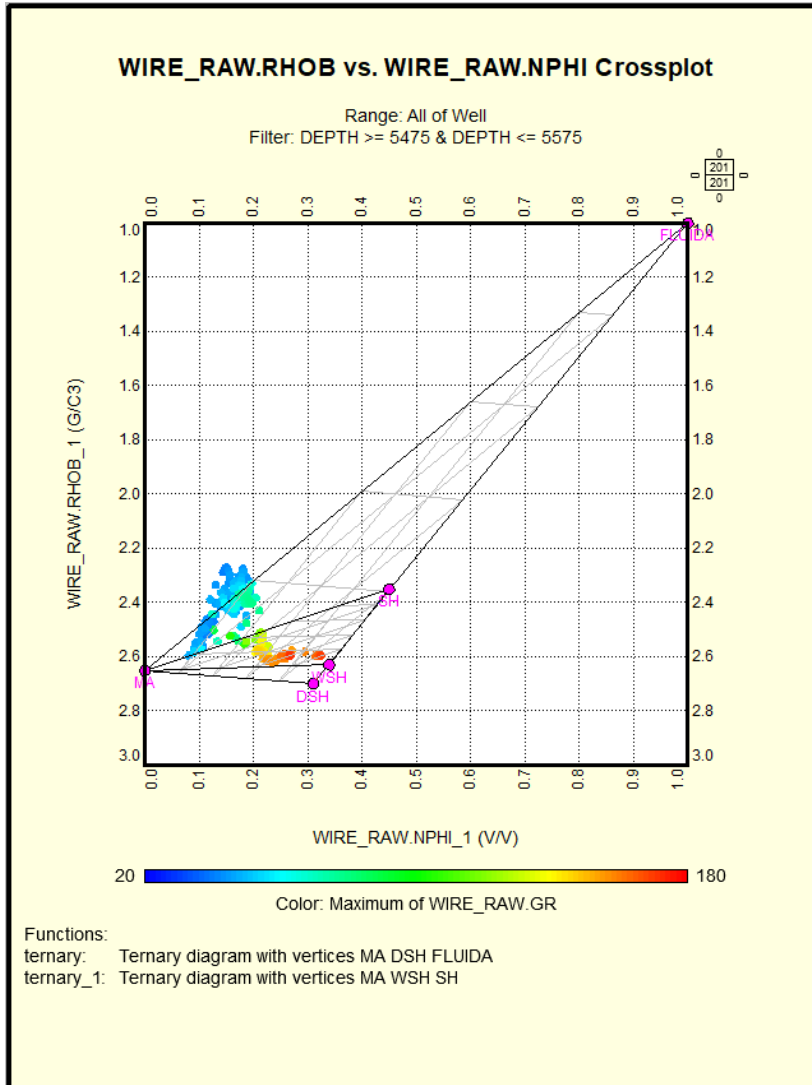
**4.3.2.2. Porositas**

Pada penelitian ini, perhitungan porositas dilakukan dengan menggunakan metode *sandstone porosity workflow* (SSPW). Metode ini memanfaatkan data hasil *crossplot* antara log NPHI dan RHOB, dengan mempertimbangkan tiga titik acuan utama, yaitu titik fluida, matriks pasir, dan *shale*. Metode SSPW menggunakan diagram ternary yang dikenal sebagai *Volan Triangle*. Diagram ini melibatkan beberapa komponen, yaitu fluida matriks, *dry shale*, *wet shale*, dan *shale*, yang digunakan untuk menggambarkan distribusi sifat porositas batuan. *Volan Triangle* merupakan diagram segitiga (*triangle plot*) yang digunakan untuk memvisualisasikan hubungan antara tiga parameter porositas, yaitu porositas total (*PHIT*), porositas efektif (*PHIE*), dan porositas *free fluid* (*PHIFF*) yang ditunjukkan pada **Gambar 4.8** dan keterangan pada **Tabel 4.4**.

**Tabel 4.4.** Keterangan Titik *Triangle Volan*

	RHOB	NPHI
WAT	1	1
MAT	2.65	0

<b>DSH</b>	2.7	0.31
<b>WSH</b>	2.63	0.34
<b>SH</b>	2.35	0.45



**Gambar 4.8.** *Triangle Volan*

**Tabel 4.5.** Respon RHOB dan NPHI Terhadap Matriks Mineral, (Baker Huges, 1996)

<b>Lithologi</b>	<b>Log Densitas RHOB (gr/cm<sup>3</sup>)</b>	<b>Log Neutron NPHI (v/v)</b>
Kuarsa	2.65	-0.05
Kalsit	2.7	0
Dolomit	2.85-2.88	0.001

**Tabel 4.6.** *Wireline Equation Respons*, (Schlumberger, 1989)

Jenis Mineral	RHOB (kg/m <sup>3</sup> )	NPHI (Fraksi)	Waktu Transit Sonic (ms/m)	PEF (barnns/cm <sup>3</sup> )
Illite	2.776-2.780	0.247-0.3	280	11.73-11.12
Muscovite	2.801-2.840	0.165-0.21	160.76	6.70-11.43

**Tabel 4.6.** *Wireline Equation Respons*, (Schlumberger, 1989) (Lanjutan)

Jenis Mineral	RHOB (kg/m <sup>3</sup> )	NPHI (Fraksi)	Waktu Transit Sonic (ms/m)	PEF (barnns/cm <sup>3</sup> )
Smectite	2.630-2.635	0.218-0.45	280	4.29-7.61
Kaolinite	2.620-2.636	0.451	280	11.12-11.73
Siderite	3.911-3.960	0.129-0.184	143.7	56.22-71.2

Perhitungan porositas dilakukan pada setiap lapisan yang diinterpretasikan sebagai zona produktif, dengan mengacu pada hasil analisis kualitatif sesuai interval kedalaman yang telah ditentukan. Sebagai contoh, berikut disajikan perhitungan porositas pada kedalaman 5523 ft.

**Diketahui:**

$$P_{ma} = 2.65 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_{log} = 2.35 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_{fluida} = 1 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_{sh} = 2.35 \text{ gr/cm}^3$$

$$N_{log} = 0.164 \text{ v/v}$$

$$\phi_{Nsh} = 0.45$$

$$\phi_{Dsh} = \frac{2.65-2.35}{2.65-1} = 0.182$$

$$V_{sh} = 0.065$$

**Penyelesaian:**

a) Porositas Neutron

$$\phi_N = (1.02 \times N_{log}) + 0.00425$$

$$\phi_N = (1.02 \times 0.164) + 0.00425$$

$$\phi_N = 0.172$$

$$\phi_{N_{corr}} = \phi_N - (V_{sh} \times \phi_{Nsh})$$

$$\phi_{N_{corr}} = 0.172 - (0.065 \times 0.45)$$

$$\phi_{N_{corr}} = 0.089$$

b) Porositas Densitas

$$\text{ØD} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{log}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{fluida}}}$$

$$\text{ØD} = \frac{2.65 - 2.35}{2.65 - 1}$$

$$\text{ØD} = 0.177$$

$$\text{ØD}_{\text{corr}} = \text{ØD} - (\text{Vsh} \times \text{ØDsh})$$

$$\text{ØD}_{\text{corr}} = 0.177 - (0.065 \times 0.182)$$

$$\text{ØD}_{\text{corr}} = 0.143$$

c) Porositas Neutron-Density

$$\text{ØND} = (\text{ØNcorr} + \text{ØDcorr}) / 2$$

$$\text{ØND} = (0.089 + 0.143) / 2$$

$$\text{ØND} = 0.116$$

Untuk detail perhitungan porositas pada kedalaman lainnya dapat dilihat pada **Lampiran C**.

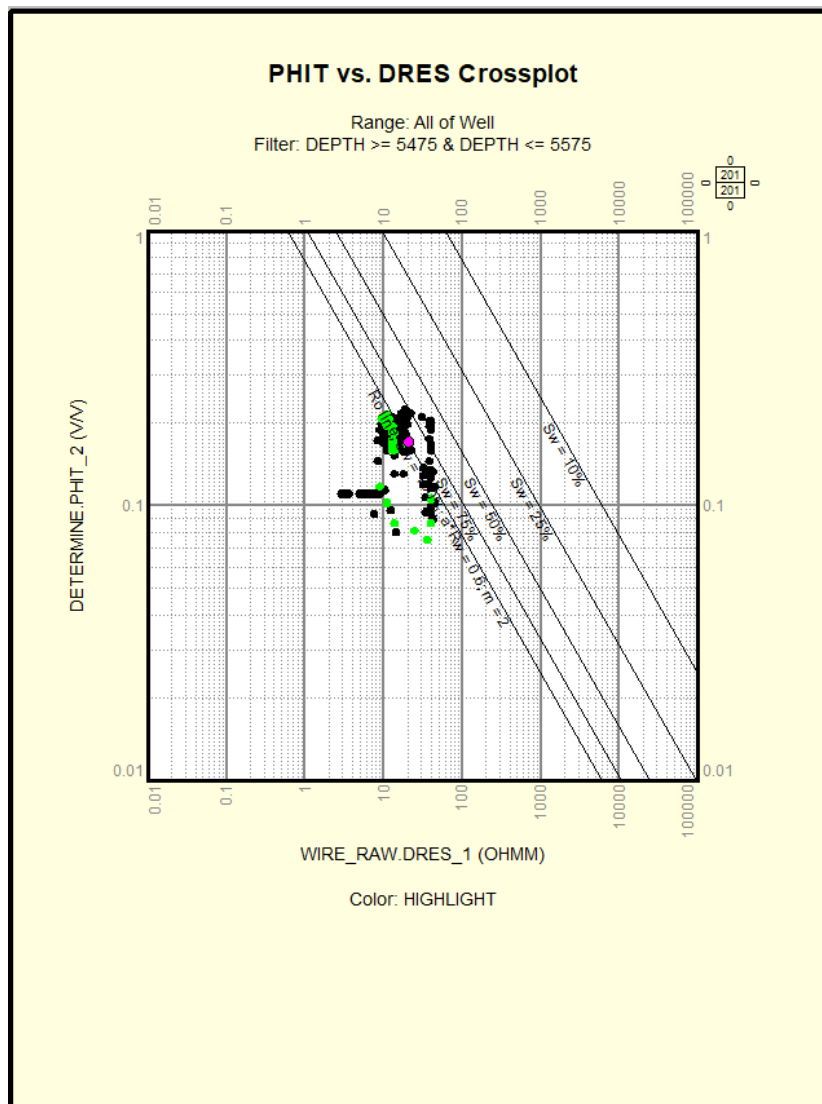
#### 4.3.2.3. Saturasi Air

Saturasi air yang diukur pada penelitian ini meliputi *irreducible water saturation* (SWIRR) dan saturasi air dengan berdasarkan pada resistivitas. SWIRR adalah saturasi air yang terperangkap secara kapiler dalam pori-pori batuan *reservoir*, yang dimana semua air terdapat pada *claybound water* maupun *capillary bound water*. Saturasi air yang dihitung berdasarkan resistivitas menggambarkan volume air yang aktual di lubang bor pada saat proses pengeboran. Pada lokasi penelitian ini mempunyai lithologi berupa *shally sand*, yang menentukan metode penentuan saturasi menggunakan *Simandoux*.

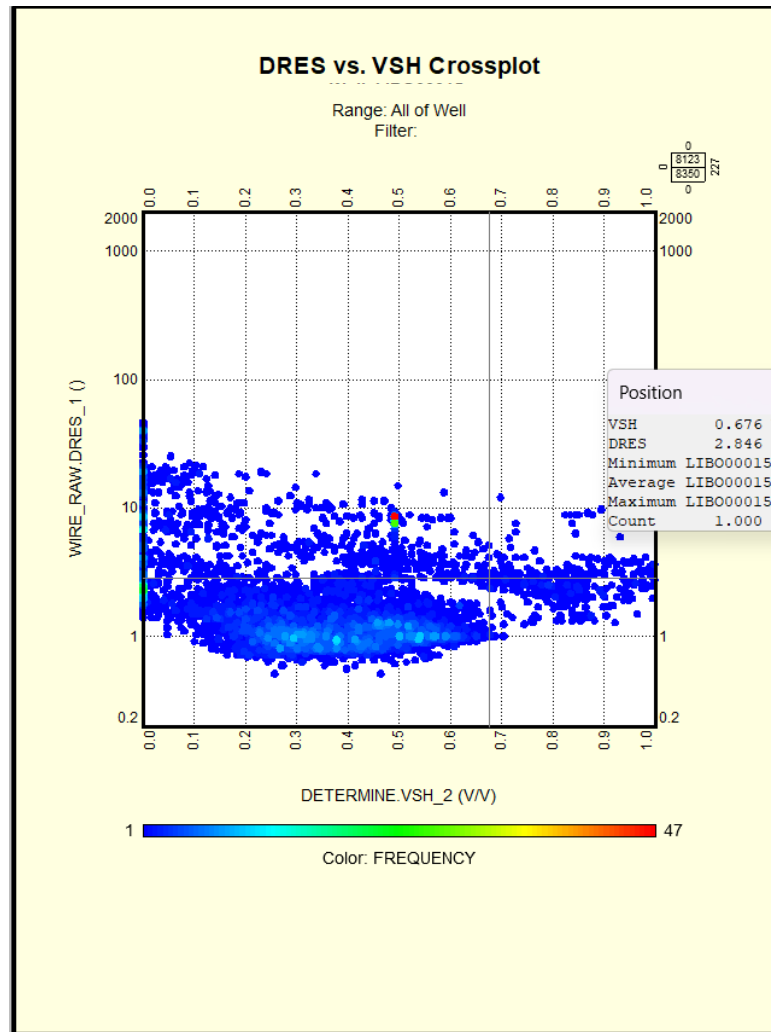
Parameter *Dual Water* tersedia lengkap, tetapi metode penentuan saturasi menggunakan *Simandoux* karena formasi ini memiliki *shale* yang tidak terlalu aktif dengan CEC rendah, dan hasil perhitungan *Simandoux* menunjukkan kesesuaian yang lebih baik dengan data *core* dan tes produksi. Selain itu, model *Simandoux* juga lebih sederhana, sehingga mengurangi potensi error dari asumsi-asumsi tambahan pada model *Dual Water* yang belum tentu meningkatkan akurasi secara signifikan.

Berdasarkan persamaan yang digunakan, perhitungan saturasi terlebih dahulu memerlukan nilai resistivitas air formasi dan resistivitas batuan serpih (*shale*). Nilai

resistivitas air diperoleh melalui analisis *Picket plot*, yaitu grafik hubungan antara resistivitas dan porositas. Analisis ini digunakan untuk mengidentifikasi zona *reservoir* yang terisi air serta menentukan parameter kelistrikan formasi. Kemiringan garis resistivitas pada *crossplot* tersebut dipengaruhi oleh beberapa parameter, yaitu *tortuosity factor* ( $a$ ), *cementation exponent* ( $m$ ), dan *saturation exponent* ( $n$ ), yang merupakan konstanta dalam persamaan *Archie* dan berperan dalam menentukan hubungan antara resistivitas, porositas, dan saturasi air. **Gambar 4.9** merupakan *Pickett Plot* dari sumur “MA-01” dan **Gambar 4.10** merupakan *shale resistivity crossplot* pada sumur “MA-01” yang digunakan untuk mendapatkan nilai RW dan RWS dengan hasil perolehan nilai pada **Tabel 4.7**.



**Gambar 4.9.** *Pickett Plot* Resistivitas Formasi Bekasap



**Gambar 4.10.** *Shale Resistivity Crossplot*

**Tabel 4.7.** Keterangan Parameter Saturasi

<b>a</b>	1
<b>m</b>	2
<b>n</b>	2
<b>RW</b>	0.7
<b>RWS</b>	2.85

Selain data resistivitas air formasi, nilai resistivitas lapisan serpih juga diperlukan dalam perhitungan saturasi air. Penentuan nilai resistivitas serpih dilakukan pada zona yang mengandung air (*water bearing zone*) dengan cara melakukan penandaan (*highlight*) pada interval shale berdasarkan data *deep resistivity (Dres)*. Berdasarkan hasil interpretasi log resistivitas, diperoleh nilai resistivitas serpih sebesar *2.85 ohm-m*. Nilai tersebut selanjutnya digunakan sebagai parameter pendukung sebelum dilakukan perhitungan saturasi air.

Sebelum proses perhitungan saturasi air dilakukan, diperlukan tahapan konversi terlebih dahulu karena adanya perbedaan definisi porositas efektif (*PHIE*) antara metode *Simandoux* dan metode *SSPW*. Pada metode *SSPW*, nilai *PHIE* terdiri atas dua komponen, yaitu fluida yang dapat bergerak (*moveable fluid*) seperti air dan hidrokarbon, serta air yang terikat secara kapiler (*capillary bound water*). Dalam pendekatan ini, porositas yang merepresentasikan fluida yang dapat bergerak dinyatakan sebagai porositas fluida bebas (*PHIFF*). Sementara itu, pada metode *Simandoux*, porositas efektif (*PHIE*) didefinisikan sebagai porositas yang hanya diisi oleh fluida yang dapat bergerak. Oleh karena itu, diperlukan penyesuaian nilai porositas agar definisi yang digunakan sesuai dengan asumsi pada metode yang diterapkan. Berikut merupakan contoh perhitungan saturasi air pada kedalaman 5523 ft.

**Diketahui:**

$$V_{sh} = 0.065$$

$$R_{sh} = 2.85 \text{ ohm-m}$$

$$R_t = 40.31 \text{ ohm-m}$$

$$R_w = 0.7 \text{ ohm-m}$$

$$\emptyset_e = 0.116$$

**Penyelesaian:**

$$S_w = \left( \frac{c \cdot R_w}{\emptyset_e^2} \right) \left[ \sqrt{\left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5\emptyset_e^2}{R_w \times R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

$$S_w = \left( \frac{0.4 \times 0.7}{0.116^2} \right) \left[ \sqrt{\left( \frac{0.065}{2.85} \right)^2 + \frac{5(0.116)^2}{0.7 \times 40.31}} - \frac{0.065}{2.85} \right]$$

$$S_w = 0.61$$

$$S_w = 61\%$$

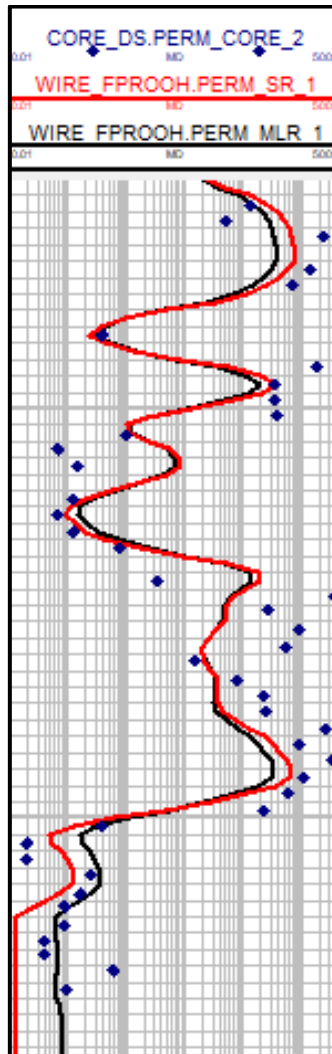
Untuk detail perhitungan saturasi air pada kedalaman lainnya dapat dilihat pada

**Lampiran C.**

**4.3.2.4. Permeabilitas**

Permeabilitas pada penelitian ini dihitung menggunakan metode *single regression* dan *multiple regression*. Proses perhitungannya dilakukan melalui analisis *crossplot* antara data permeabilitas batuan hasil pengukuran *core* dengan nilai

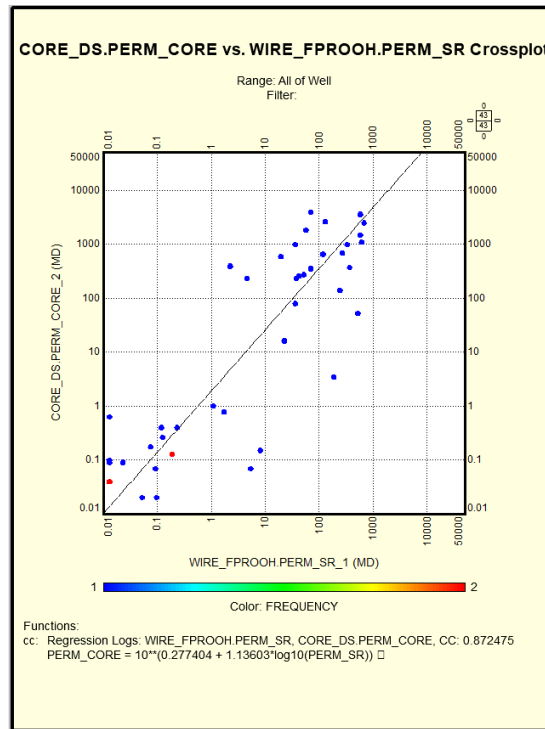
permeabilitas yang dikorelasikan menggunakan nilai *correlation coefficient (CC)*. Dalam pembentukan persamaan linier tersebut, metode *multiple regression* dan *single regression* diterapkan menggunakan perangkat lunak *Geolog 7.0*.



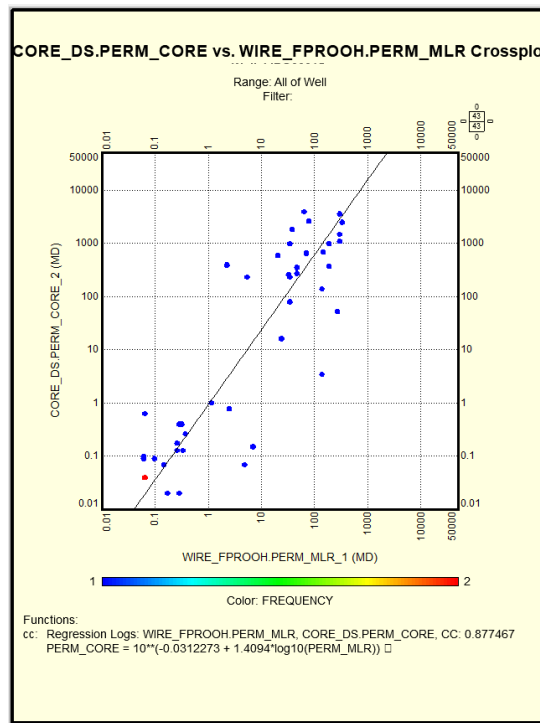
**Gambar 4.11.** Permeabilitas hasil analisis dengan data *core*

Dari beberapa metode yang digunakan, masing-masing menunjukkan nilai *correlation coefficient (CC)* dengan hasil statistik yang relatif mirip. Namun, berdasarkan hasil perbandingan ketiga metode tersebut, metode yang memberikan hasil paling mendekati adalah metode *multiple regression* dengan hasil 87.7% yang dapat dilihat pada **Gambar 4.13**. Hal ini disebabkan karena pendekatan *multiple regression* menggunakan beberapa parameter secara simultan, yaitu permeabilitas *core*, porositas efektif (*PHIE*), dan volume serpih (*VSH*), sehingga mampu

merepresentasikan karakteristik *reservoir* dengan lebih baik dibandingkan metode lainnya.



**Gambar 4.12.** Core permeabilitas vs Single Regression

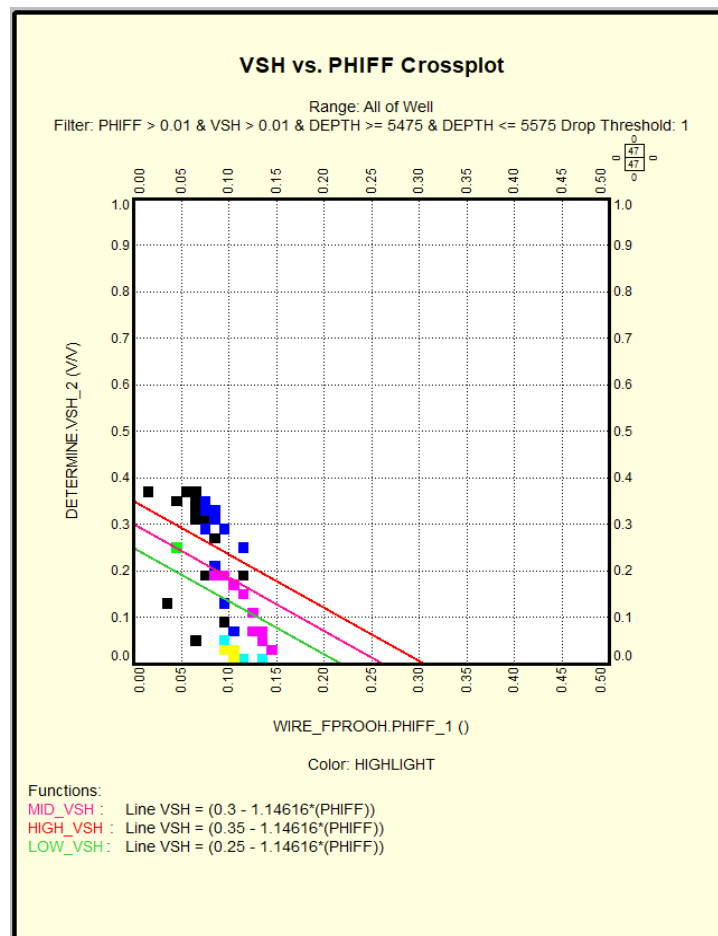


**Gambar 4.13.** Core permeabilitas vs Multiple Regression

#### 4.4. Cut-Off

##### 4.4.1. Cut-off Vshale

Penentuan nilai *cut-off* dilakukan untuk menetapkan batasan parameter dalam analisis petrofisika sehingga zona *reservoir* dapat diidentifikasi secara lebih ketat. Parameter yang digunakan sebagai adalah *volume shale* (VSH), porositas, dan saturasi air, yang secara keseluruhan merepresentasikan kualitas *reservoir*. Ketiga parameter tersebut menjadi dasar utama dalam menentukan nilai batasan yang digunakan pada proses evaluasi. Nilai *cut-off VSH* ditentukan melalui analisis *crossplot* antara VSH dan PHIFF serta diperkuat dengan interpretasi histogram untuk memperoleh batas nilai yang paling representatif terhadap karakteristik batuan. Berdasarkan Gambar di bawah, diperoleh nilai *cut-off Vshale* sebesar 35%. Nilai tersebut selanjutnya digunakan sebagai batasan dalam analisis, dengan rincian parameter yang disajikan secara lebih detail pada **Tabel 4.8** dengan proses *cut-off* pada **Gambar 4.14**.



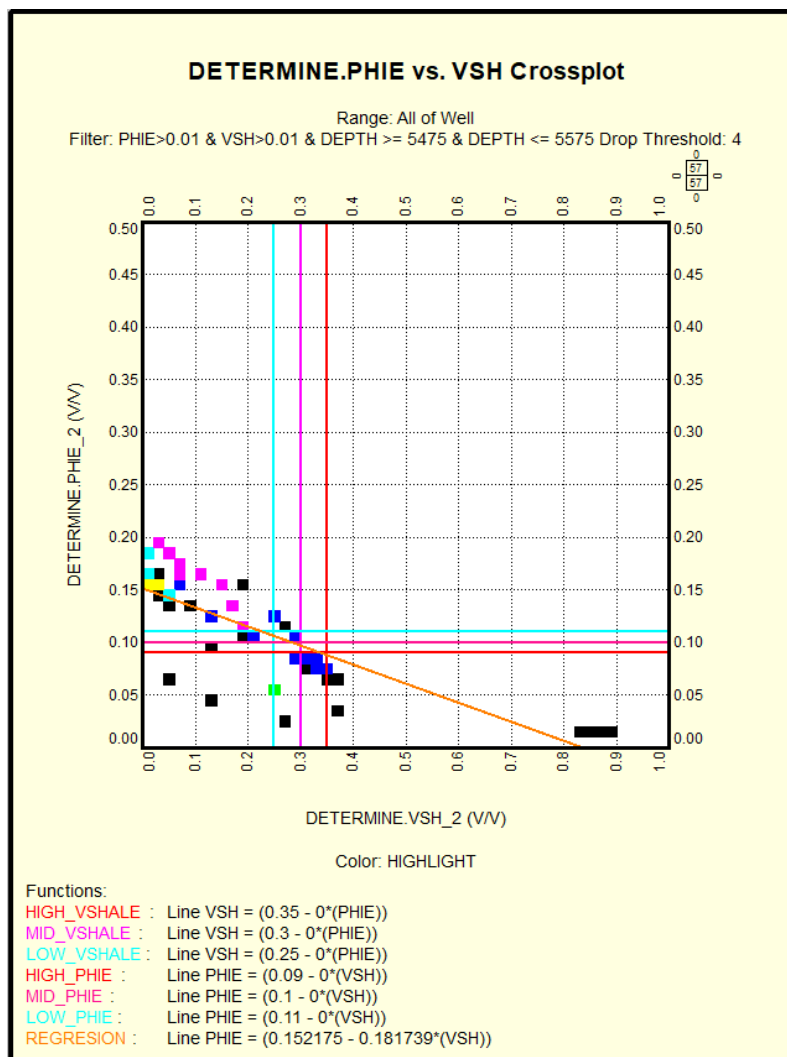
**Gambar 4.14.** *Cut-off VSH*

**Tabel 4.8. Cut-off Vsh**

<b>Cut-off Vsh</b>		
High	VShale	0.35
Mid	VShale	0.30
Low	VShale	0.25

**4.4.2. Cut-off Porositas**

Penentuan nilai *cut-off* porositas dilakukan melalui analisis *crossplot* antara VSH dan PHIE. Nilai *cut-off* Vshale yang telah diperoleh sebelumnya digunakan sebagai acuan dalam menentukan batas *cut-off* porositas. Berdasarkan Gambar di bawah, diperoleh nilai *cut-off* porositas sebesar 10%. Rincian batasan nilai tersebut selanjutnya disajikan secara lebih lengkap pada **Tabel 4.9** dengan proses *cut-off* pada **Gambar 4.15**.



**Gambar 4.15. Cut-off Porositas**

**Tabel 4.9. Cut-off Porositas**

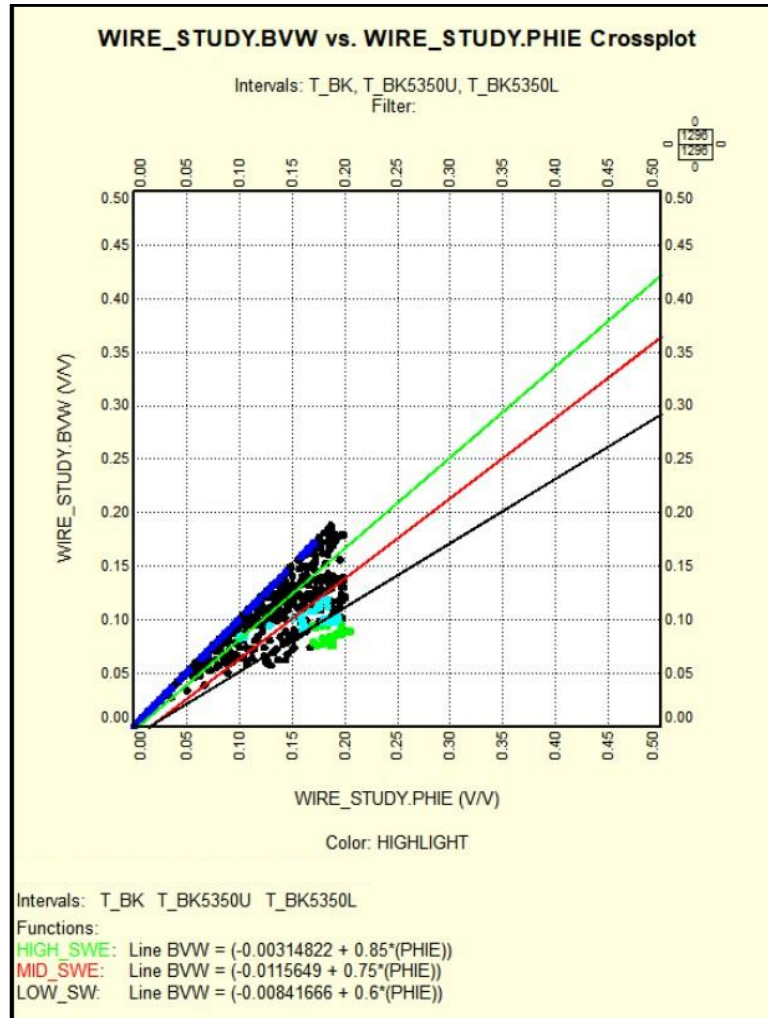
<i>Cut-off Porositas</i>		
<i>High</i>	PHIE	0.11
<i>Mid</i>	PHIE	0.10
<i>Low</i>	PHIE	0.09

**4.4.3. Cut-off Saturasi Air**

Penentuan nilai *cut-off water saturation* dilakukan melalui analisis *cross-plot* antara parameter  $SWE \cdot PHIE$  yang merepresentasikan *bulk volume water* (BVW) terhadap nilai *porosity effective* (PHIE). Pendekatan ini bertujuan untuk mengidentifikasi zona yang didominasi oleh fluida air, yang ditunjukkan oleh kecenderungan peningkatan nilai BVW pada interval tertentu. Zona dengan kandungan air mendekati 100% umumnya memperlihatkan tren kenaikan BVW seiring meningkatnya nilai porositas efektif. Pada hasil *cross-plot*, area yang ditandai dengan highlight berwarna biru muda menunjukkan batas indikasi keberadaan hidrokarbon sekaligus menjadi acuan dalam penentuan nilai *cut-off water saturation*. Penetapan batas tersebut dilakukan dengan mengacu pada data *sidewall core* yang menunjukkan indikasi kehadiran minyak, sehingga interpretasi yang dihasilkan memiliki dasar kalibrasi terhadap data batuan aktual. Berdasarkan hasil analisis yang dilakukan, diperoleh nilai *cut-off water saturation* sebesar 75% dengan keterangan pada **Tabel 4.10** dan **Gambar 4.16**. Nilai ini selanjutnya digunakan sebagai batas pemisah antara zona yang berpotensi produktif hidrokarbon dan zona yang bersifat dominan air.

**Tabel 4.10. Cut-off Saturasi Air**

<i>Cut-off Saturasi</i>		
<i>High</i>	SW	0.85
<i>Mid</i>	SW	0.75
<i>Low</i>	SW	0.6



**Gambar 4.16.** *Cut-off Saturasi*

#### 4.5. Reservoir Lumping

Proses *reservoir lumping* pada sumur “MA-01” dilakukan berdasarkan nilai *cut-off* yang telah ditentukan sebelumnya, meliputi *cut-off porosity*, *volume shale (Vshale)*, serta saturasi air ( $S_w$ ). Proses *reservoir lumping* dilakukan dengan memperoleh nilai *net reservoir*, *net sand*, dan *net pay*. *Gross sand* Adalah sebagai interval *reservoir* yang dibatasi oleh *top sand* hingga *bottom sand*. Selanjutnya, *net sand* merupakan ketebalan *reservoir* yang memenuhi kriteria nilai *volume shale (Vsh)* kurang dari 0,35 serta memiliki nilai porositas efektif lebih besar dari 10% (0,1). Sementara itu, *net pay* adalah sebagai bagian dari *net sand* yang masih memenuhi kriteria produktivitas hidrokarbon, yaitu interval dengan nilai saturasi air ( $S_w$ ) kurang dari 0,75. Parameter *net to gross (NTG)* diperoleh dari perbandingan antara ketebalan *net sand* terhadap *gross sand*, yang digunakan untuk menggambarkan

proporsi batuan *reservoir* yang berpotensi produktif. **Tabel 4.11** dan **Tabel 4.12** merupakan *reservoir summary* dan *pay summary* sumur “MA-01”. Untuk detail perhitungan *Reservoir Lumping* pada setiap kedalaman dapat dilihat pada **Lampiran D**.

**Tabel 4.11.** *Reservoir Lumping* “MA-01”

Zona	Depth Top (ft)	Depth Base (ft)	Gross (ft)	Reservoir Summary			
				Net (ft)	NTG (ft)	VSH AVG	Ø AVG
Upper Bekasap	5480	5521	41	39	0.95	0.119	0.137
Lower Bekasap	5521	5551	30	21	0.70	0.187	0.118

**Tabel 4.11.** *Reservoir Lumping* “MA-01” (Lanjutan)

Pay Summary				
Net Pay (ft)	NPTG (ft)	VSH AVG	Ø AVG	SW AVG
18	0.44	0.114	0.147	0.653
13	0.43	0.202	0.114	0.663

#### 4.6. *Original Gas in Place (OGIP)*

Setelah parameter petrofisik diperoleh melalui analisis petrofisik dengan data log dan berbagai metode dengan validasi data *core* yang dapat dilihat pada **Lampiran E**, tahapan selanjutnya adalah melakukan perhitungan volume cadangan gas awal atau *Original Gas in Place (OGIP)*. Perhitungan OGIP dilakukan menggunakan metode volumetrik berdasarkan hasil proses *reservoir lumping* yang telah dilakukan sebelumnya. Analisis tersebut menghasilkan parameter utama berupa ketebalan lapisan produktif (*net pay*), nilai porositas, serta saturasi air yang digunakan sebagai dasar estimasi volume hidrokarbon di *reservoir*. Perhitungan OGIP menggunakan pendekatan volumetrik dengan mempertimbangkan luas area pengurasan sumur. Nilai radius pengurasan sumur (*drainage radius, re*) diasumsikan sebesar 750 m atau 2460.63 ft berdasarkan data PTK-POD terbaru. Selain itu, faktor volume formasi gas (*gas formation volume factor, Bgi*) yang digunakan berasal dari data *reservoir* sebesar 1.36 bbl/scf atau setara dengan 0.00136 rbbl/scf. Parameter-parameter tersebut kemudian digunakan dalam persamaan volumetrik untuk menentukan estimasi jumlah gas awal yang tersimpan di *reservoir*. Berikut perhitungan dari OGIP pada sumur “MA-01” pada **Tabel 4.12**.

$$a = 3.14 \times 2460.63^2 \text{ ft}$$

$$a = 1902140 \text{ ft}^2$$

$$a = 436.6 \text{ acre}$$

$$\text{OGIP} = \frac{43560 \times Vb \times \emptyset \times (1-sw)}{Bgi}$$

$$\text{OGIP} = \frac{43560 \times A \times h \times \emptyset \times (1-sw)}{Bgi}$$

$$\text{OGIP} = \frac{43560 \times 436.6 \times 31 \times 0.126 \times (1-0.643)}{0.00136}$$

$$\text{OGIP} = 20.77 \text{ BSCF}$$

**Tabel 4.12.** Perhitungan OGIP Sumur “MA-01”

Zona	Interval	Bgi	A	Pay Summary				OGIP (BSCF)
		(rbbl/scf)	Acre	Net Pay (ft)	VSH_AVG	Ø_AVG	SW_AVG	
<i>Upper Bekasap</i>	U-1	0.00136	436.6	5	0.085	0.136	0.610	3.69
<i>Upper Bekasap</i>	U-2	0.00136	436.6	10	0.139	0.152	0.698	6.42
<i>Upper Bekasap</i>	U-3	0.00136	436.6	3	0.079	0.148	0.573	2.65
<i>Lower Bekasap</i>	L-1	0.00136	436.6	3	0.073	0.113	0.605	1.88
<i>Lower Bekasap</i>	L-2	0.00136	436.6	2	0.073	0.113	0.595	1.28
<i>Lower Bekasap</i>	L-3	0.00136	436.6	7	0.306	0.117	0.698	4.46
<i>Lower Bekasap</i>	L-4	0.00136	436.6	1	0.116	0.102	0.724	0.39
<b>MA-01</b>				<b>31</b>	<b>0.124</b>	<b>0.126</b>	<b>0.643</b>	<b>20.77</b>

## **BAB V**

### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

Pada sumur "MA-01" yang memiliki letak pada lapangan "ALV" di Cekungan Sumatera Tengah, Provinsi Riau, sumur ini diidentifikasi sebagai sumur prospek yang memiliki potensi penemuan hidrokarbon. Penelitian ini difokuskan pada keberadaan zona prospektif yang berada pada Formasi Bekasap yaitu pada *Upper Bekasap* dan *Lower Bekasap*. Pada formasi tersebut dilakukan analisis parameter petrofisik yang meliputi *volume shale*, porositas, dan saturasi air. Evaluasi terhadap parameter-parameter tersebut bertujuan untuk menentukan zona prospek sekaligus memperkirakan besarnya cadangan hidrokarbon mula-mula (OGIP) pada sumur "MA-01" di lapangan "ALV".

Terdapat beberapa data yang tersedia untuk mendukung proses penelitian, antara lain data log, data formasi, data pemboran, serta data *core*. Data log digunakan sebagai data utama dalam perhitungan parameter petrofisik. Data pemboran dimanfaatkan untuk melakukan koreksi terhadap data log sesuai kondisi aktual di lubang bor. Sementara itu, data *core* digunakan sebagai acuan validasi hasil perhitungan petrofisik, khususnya pada parameter porositas dan permeabilitas.

Pada tahapan awal analisis data log, diperlukan proses penyesuaian atau koreksi terhadap data log berdasarkan kondisi lubang bor (*borehole environmental condition*) yang diperoleh dari data pemboran. Akan tetapi, pada penelitian ini koreksi tersebut tidak dilakukan secara langsung karena data yang diberikan sudah dalam keadaan telah terkoreksi, sehingga tidak memungkinkan pelaksanaan proses koreksi secara mandiri. Meskipun demikian, proses *environmental correction* telah dilakukan sebelumnya oleh *service company* sebelum data digunakan dalam penelitian ini.

Analisa zona prospek yang dilakukan pada sumur "MA-01" dilakukan pada formasi *Upper Bekasap* dan *Lower bekasap*. Identifikasi lapisan prospek dilakukan melalui dua analisis, yaitu analisis kualitatif dan analisis kuantitatif. Analisis kualitatif

dilakukan berdasarkan interpretasi kombinasi tiga jenis log, yaitu log litologi yang direpresentasikan oleh *gamma ray* log, log resistivitas yang diwakili oleh *deep lateral log*, serta log porositas yang ditunjukkan melalui *neutron log* dan *density log*. Indikasi keberadaan hidrokarbon umumnya ditandai oleh nilai *gamma ray* yang rendah, yang menunjukkan kandungan *shale* pada interval kedalaman tersebut relatif kecil. Pada log resistivitas, nilai *deep resistivity* cenderung lebih tinggi karena fluida hidrokarbon memiliki konduktivitas listrik yang rendah khususnya untuk nilai gas berada di atas 100 ohm-m, sehingga nilai resistivitas yang terukur lebih besar dibandingkan zona yang didominasi air. Sementara itu, pada analisis porositas, keberadaan *crossover* antara *neutron log* dan *density log* (dengan posisi kurva *neutron* berada di sebelah kanan dan kurva *density* di sebelah kiri) mengindikasikan interval batuan yang bersifat *porous* serta berpotensi mengandung fluida.

Pada sumur "MA-01" terdapat zona prospek yang terdiri atas tujuh lapisan. Pada interval *Upper Bekasap* ditemukan tiga zona prospek, yaitu lapisan U-1 dengan interval kedalaman 5492–5497 *feet*, lapisan U-2 dengan interval 5499–5509 *feet*, dan lapisan U-3 dengan interval 5516–5519 *feet*. Selanjutnya pada interval *Lower Bekasap* teridentifikasi empat zona prospek, meliputi lapisan L-1 dengan interval 5522–5525 *feet*, lapisan L-2 dengan interval 5528–5530 *feet*, lapisan L-3 dengan interval 5537–5544 *feet*, serta lapisan L-4 dengan interval 5549–5550 *feet*. Berdasarkan hasil interpretasi, seluruh lapisan prospek pada sumur "MA-01" menunjukkan indikasi kandungan fluida berupa gas.

Perhitungan volume *shale* perlu dilakukan pada analisis formasi *shaly sand*, karena keberadaan *shale* dapat memberikan pengaruh yang besar terhadap nilai porositas maupun saturasi air. Semakin tinggi kandungan *shale* dalam batuan, maka porositas efektif cenderung menurun akibat material shale yang mengisi ruang antarpori. Selain itu, keberadaan *shale* di dalam pori-pori batuan dapat menggantikan ruang yang seharusnya diisi oleh fluida hidrokarbon maupun air. Kondisi tersebut menyebabkan nilai saturasi fluida di dalam *reservoir* menjadi lebih rendah. Pada sumur "MA-01" perhitungan volume *shale* pada *Upper Bekasap* diperoleh 11% sedangkan pada *Lower Bekasap* diperoleh 18%.

Perhitungan porositas pada penelitian ini dilakukan menggunakan metode SSPW dengan memanfaatkan data *crossplot* antara NPHI dan RHOB. Analisis tersebut menggunakan diagram *ternary* yang terdiri atas lima titik acuan, yaitu fluida, matriks, *dry shale*, *wet shale*, dan *shale* (*volan triangle*). Penentuan titik *shale* selanjutnya divalidasi melalui pembuatan *crossplot* antara nilai VSH dan PHIE, dengan persebaran data yang direpresentasikan menggunakan parameter PHIFF. Pada sumur "MA-01" perhitungan porositas pada *Upper Bekasap* diperoleh 14.7% sedangkan pada *Lower Bekasap* diperoleh 11.4%.

Pada penelitian ini, perhitungan saturasi air mencakup *irreducible water saturation* (SWIRR) serta saturasi air yang ditentukan berdasarkan data resistivitas. Nilai SWIRR menggambarkan kondisi ketika air berada dalam bentuk *clay bound water* maupun *capillary bound water*, sedangkan saturasi air yang berasal dari resistivitas merepresentasikan volume air aktual yang terdapat di dalam formasi. Perhitungan saturasi dilakukan menggunakan persamaan Simandoux, karena dibandingkan beberapa metode lain, simandoux menunjukkan korelasi paling mendekati terhadap data *swab test* yang tersedia. Metode Simandoux tetap dipilih karena formasi yang dianalisis memiliki kandungan *shale* yang relatif tidak aktif dengan nilai CEC rendah. Selain itu, hasil perhitungan menggunakan model Simandoux menunjukkan kecocokan yang lebih baik terhadap data *core* maupun data uji produksi. Model ini juga memiliki pendekatan yang lebih sederhana sehingga dapat mengurangi potensi kesalahan akibat asumsi tambahan yang terdapat pada model *Dual Water*, yang belum tentu meningkatkan akurasi secara signifikan dalam penentuan saturasi. Nilai resistivitas air diperoleh melalui analisis *pickett plot* antara resistivitas dan porositas, yang sekaligus digunakan untuk mengidentifikasi zona *reservoir* yang didominasi kandungan air. Kemiringan garis resistivitas pada *crossplot* dipengaruhi oleh parameter *tortuosity factor* ( $a$ ), *cementation exponent* ( $m$ ), dan *saturation exponent* ( $n$ ), dengan nilai masing-masing  $a = 1$ ,  $m = 2$ , dan  $n = 2$ . Parameter tersebut diperoleh dari data SCAL sumur yang tersedia. Pada sumur "MA-01" perhitungan porositas pada *Upper Bekasap* diperoleh 65% sedangkan pada *Lower Bekasap* diperoleh 66%.

Dalam penelitian ini, estimasi nilai permeabilitas dilakukan dengan menerapkan metode *multiple regression*. Pendekatan tersebut dilakukan melalui analisis crossplot antara data permeabilitas *core* dengan data petrofisik hasil perhitungan, yaitu PHIE dan PHIT. Metode *multiple regression* dipilih karena memberikan tingkat kemiripan terbaik terhadap data *core*, yang ditunjukkan oleh nilai *coefficient correlation* sebesar 87.7%. Nilai korelasi yang relatif tinggi ini menunjukkan bahwa hasil permeabilitas mampu merepresentasikan kondisi *reservoir* dengan lebih baik dibandingkan metode lain.

Setelah dilakukan analisis secara kualitatif dan kuantitatif, tahap selanjutnya adalah menentukan nilai *cut-off* untuk masing-masing parameter petrofisik hasil perhitungan. Penentuan nilai *cut-off* bertujuan untuk mengidentifikasi ketebalan lapisan yang berpotensi sebagai zona prospek. Proses penentuan dilakukan melalui analisis *cross-plot* antar parameter petrofisik. Berdasarkan *cross-plot* antara VSH dan PHIFF, diperoleh nilai *cut-off* VSH sebesar 0.35. Selanjutnya, hasil *cross-plot* antara VSH dan PHIE menunjukkan nilai *cut-off* porositas sebesar 0.1. Berdasarkan *cross-plot* antara *bulk volume water* dan PHIE, diperoleh nilai *cut-off* saturasi air sebesar 0.75. Setelah nilai *cut-off* ditetapkan dan zona prospek teridentifikasi, tahap berikutnya adalah melakukan *reservoir lumping* untuk memperoleh nilai *net pay* serta melakukan pengelompokan parameter *reservoir* pada zona prospek. Pada sumur “MA-01” diperoleh nilai *net pay* sebesar 31 feet.

Tahap selanjutnya adalah melakukan estimasi cadangan gas mula-mula (OGIP) dengan menggunakan metode volumetrik. Perhitungan diawali dengan menentukan nilai  $V_b$  yang diperoleh dari luasan *reservoir*, di mana pada perhitungan berbasis sumuran diperlukan parameter radius pengurasan ( $r_e$ ). Nilai radius pengurasan yang digunakan menggunakan nilai asumsi pada data PTK-POD, yaitu sebesar 750 m untuk sumur gas. Selain itu, nilai  $B_{gi}$  ditentukan berdasarkan data PVT yang tersedia, dengan nilai sebesar 1.36 rb/mscf. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan metode volumetrik tersebut, total cadangan gas mula-mula (OGIP) pada sumur “MA-01” diperoleh sebesar 20.77 BSCF.

## BAB VI

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 6.1. Kesimpulan

Dari penelitian ini dapat disimpulkan:

1. Berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif pada sumur "MA-01" terdapat 7 Interval yang merupakan zona prospek, yaitu:
  - Pada zona *Upper Bekasap* terdapat 3 interval zona prospek, yaitu U-1 5492–5497 ft (5 ft), U-2 5499–5509 ft (10 ft), dan U-3 5516–5519 ft (3 ft).
  - Pada zona *Lower Bekasap* terdapat 4 interval zona prospek, yaitu L-1 5522–5525 ft (3 ft), L-2 5528–5530 ft (2 ft), L-3 5537–5544 ft (7 ft), dan L-4 5549–5550 ft (1 ft).
2. Berdasarkan hasil proses *reservoir lumping*, diperoleh nilai *net pay* pada sumur "MA-01", yaitu:
  - Pada zona *Upper Bekasap* diperoleh ketebalan sebesar 18 ft.
  - Pada zona *Lower Bekasap* diperoleh ketebalan sebesar 13 ft.Dengan total ketebalan *net pay* pada sumur "MA-01" sebesar 31 ft.
3. Pada sumur "MA-01", hasil penentuan nilai *cut-off* menunjukkan bahwa *cut off* VSH sebesar 0.35, *cut-off* porositas sebesar 0.1, dan *cut-off* saturasi air sebesar 0.75.
4. Pada sumur "MA-01" diperoleh nilai OGIP sebesar 20.77 BSCF.

#### 6.2. Saran

Penelitian ini terbatas pada data log dan *core* untuk menghitung nilai *Original Gas In Place* (OGIP) yaitu dengan menggunakan metode volumetrik dan untuk nilai radius pengurasannya belum diketahui sehingga menggunakan asumsi dari PTK-POD 2021. Disarankan untuk melakukan analisa uji sumur untuk memastikan nilai OGIP.

## DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. (1998). *Recommended practice 40: Recommended practices for core analysis* (2nd ed.). Washington, DC: American Petroleum Institute.
- Amyx, J. W. (1960). *Petroleum reservoir engineering: Physical properties*. New York: McGraw-Hill.
- Andersen, M., dkk. (2013). *Petrophysical evaluation and reservoir characterization*. Elsevier.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic well log analysis* (2nd ed.). Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists.
- Azam, A., Patria, A. H., Wibowo, P. D., & Kurniawan, A. (2025). Karakteristik batuan induk dan pemodelan cekungan di lapangan North Aman, cekungan Sumatra Tengah. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, 59(1), 9–19.
- Bateman, R. M. (1985). *Openhole log analysis and formation evaluation*. Houston, TX: International Human Resources Development Corporation.
- Bateman, R. M. (2020). *Formation evaluation with pre-digital well logs*. Elsevier.
- Bigelow, E. L. (2002). *Introduction to wireline log interpretation*. Houston, TX: Schlumberger.
- Clark, N. J. (1969). *Elements of petroleum reservoir engineering*. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
- Core Laboratories. (2015). *Core analysis: A best practice guide* (Vol. 64). Houston: Core Laboratories.
- Dake, L. P. (1988). *Fundamentals of reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Darling, T. (2005). *Well logging and formation evaluation*. Houston, TX: Gulf Publishing Company.
- Dawson, W. C., dkk. (1997). Stratigraphy and sedimentology of the Central Sumatra Basin. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*, 63–75.
- Dewan, J. T. (1985). *Essentials of modern open-hole log interpretation*. Tulsa, OK: PennWell Books.
- Dewanto, O., Mulyatno, B. S., Wibowo, R. C., Kumalasari, I. N., Tamara, D. A., & Yuliantina, A. (2024). Oil and gas potential of Sihapas Formation, Central Sumatra Basin based on water saturation (Sw) and TOC. *Prosiding Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri (SINTA)*.
- Eubank, R. T., & Makki, A. (1981). Structural evolution of the Central Sumatra Basin. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*, 63–76.
- Formation Evaluation with Pre-Digital Well Logs. (2020). Elsevier.

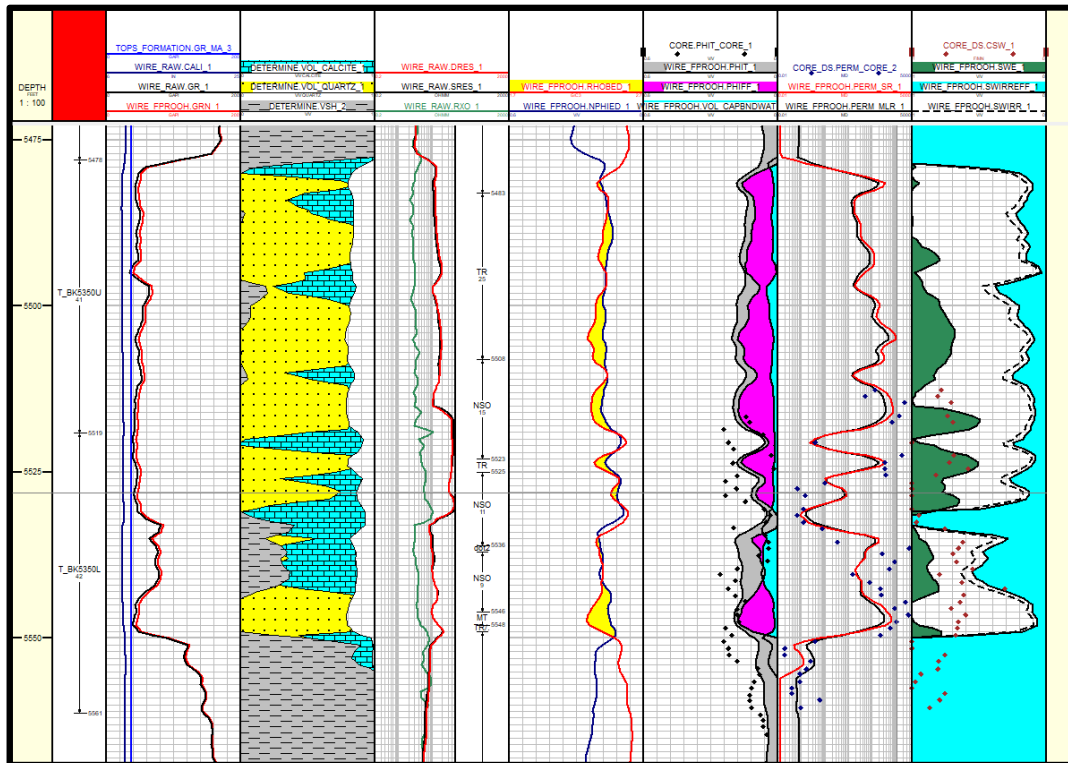
- Glover, P. W. J. (2000). *Petrophysics*. University of Leeds.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). A structural and tectonic model of the coastal plains block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*, 21(2), 285–317.
- Integrated Ocean Drilling Program (IODP). (2005). *Logging operations and triple combo tool string description*. Texas A&M University, JOIDES Resolution Science Operator.
- IODP. (2014). *Scientific drilling and logging operations*. Texas A&M University.
- Joides Resolution Science Operator. (n.d.). *Triple combo tool string: Scientific application*. Joides Resolution.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi minyak bumi*. Bandung: Penerbit ITB.
- Log Interpretation Principles. (1989). Houston, TX: Schlumberger.
- Mertosono, S., & Nayoan, G. A. S. (1974). The tertiary basinal area of Central Sumatra. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*, 63–76.
- Ocean Drilling Program. (n.d.). *Scientific drilling and logging tools*. Texas A&M University.
- Rukmana, D., Dadang, & Kristanto, A. D. (2011). *Teknik reservoir: Teori dan aplikasi*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Schlumberger. (1989). *Log interpretation principles/applications*. Houston, TX: Schlumberger Wireline & Testing.
- Schlumberger. (2013). *Log interpretation charts* (2013 ed.). Houston, TX: Schlumberger.
- Schlumberger. (2015). *Basic well logging and formation evaluation*. Bookboon.
- Schlumberger. (2020). *Triple combination tool string (TAP front PMT)*. Schlumberger Technical Documentation.
- SLB. (2013). *SLB chartbook*. Houston, TX: SLB.
- SLB. (2015). *Wireline logging tool specifications*. Houston, TX: SLB.
- Tiab, D. (2004). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Burlington: Elsevier.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2014). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* (4th ed.). Burlington: Elsevier.
- Varhaug, M., & Smithson, T. (2020). *Downhole coring*. The Defining Series. Schlumberger.

## **LAMPIRAN**

Lampiran A. Header Log & Chart Log Sumur “MA-01”

Permanent Datum	G.L.	Elev	108'	Elev. :	K.B.	134'
Log measured from	R.T.	. 24'	ft. above perm. datum		D.F.	132'
Drilling measured from	R.T.				G.L.	108'
Date	22-OCT-98					
Run No.	TWO					
Depth - Driller	5700'					
Depth - Logger	5685'					
Bottom - Logged Interval	5683'					
Top - Logged Interval	1517'					
Casing - Driller	9.62	@	1517'	@	@	@
Casing - Logger	1514'					
Bit Size	8.5					
Type Fluid in Hole	LIME-MORREX					
Dens.   Visc.	76		53			
Ph   Fluid Loss	12.5		5.8			
Source of Sample	FLOW LINE					
Rm @ Meas. Temp.	1.20	@	83.4	@	@	@
Rmf @ Meas. Temp.	0.95	@	83.3	@	@	@
Rmc @ Meas. Temp.	2.24	@	81.4	@	@	@
Source Rmf   Rmc	MEAS		MEAS			
Rm @ BHT	0.43	@	244 F	@	@	@
Time Since Circ.	6 HRS					
Time on Bottom	15:12		22/10/98			
Max. Rec. Temp.	244 F	@	5685'	@	@	@
Equip.   Location	XL110		CAS			
Recorded By	NUGROHO P					
Witnessed By	EDDY CHAMDANI		TEPI ARDI			

Gambar A.1. Marked Log “MA-01”



Gambar A.2. Chart Log “MA-01”

**Lampiran B. Data Core Sumur “MA-01”**

**Tabel B.1. Data Core Sumur “MA-01”**

<i>Meas. Depth</i>	<i>Porosity (helium)</i>	<i>Permeability</i>		<i>Saturation</i>		<i>Grain Dens</i>
		<i>Horizontal (mD)</i>	<i>Vertical (mD)</i>	<i>Oil (%)</i>	<i>Wtr (%)</i>	
<b>ft</b>	<b>%</b>	<b>(mD)</b>	<b>(mD)</b>	<b>(%)</b>	<b>(%)</b>	<b>(gr/cc)</b>
5516.6	13.9	140	NP	0.0	78.1	2.64
5517.5	12.5	52	NP	0.0	80.7	2.65
5518.5	24.2	2472	NP	0.0	70.6	2.63
5519.4	6.5	0.06	NP	0.0	90.5	2.69
5520.5	22.1	1503	NP	0.0	73.0	2.64
5521.5	19.8	699	50	0.0	69.6	2.65
5522.5	3.0	0.06	0.02	0.0	100.0	2.68
5523.6	20.1	889	89	0.0	66.5	2.64
5524.5	1.7	0.39	0.9	0.0	100.0	2.68
5525.5	18.1	595	17	0.0	71.4	2.66
5526.4	23.0	1845	30	1.8	68.6	2.65
5527.5	18.3	378	46	0.6	71.9	2.66
5528.5	23.0	351	43	0.0	57.9	2.64
5529.4	14.3	393	1.10	0.0	81.9	2.65
5530.6	5.9	1.02	0.92	0.0	100.0	2.67
5531.5	3.2	0.07	0.04	0.0	100.0	2.67
5532.5	5.2	0.15	15.00	0.0	100.0	2.67
5533.4	19.4	23	14.00	0.5	75.1	2.65
5534.5	5.4	0.13	0.09	0.0	100.0	2.67
5535.5	3.9	0.07	0.12	5.1	94.9	2.66
5536.5	3.9	0.13	0.07	3.2	96.8	2.67
5537.5	8.3	0.79	0.61	3.1	75.1	2.66
5538.3	4.5	0.20	0.16	5.6	94.4	2.66
5539.5	17.9	3.5	521	9.3	61.9	2.66
5540.4	25.6	3986	807	3.0	65.5	2.63
5541.3	18.9	268.0	102	0.9	69.3	2.64
5542.5	21.9	974	46	0.6	66.4	2.64
5543.6	18.8	573	218	2.6	54.6	2.63
5544.4	14.2	16	5.40	3.6	79.0	2.66
5545.6	17.8	79	109	3.6	62.8	2.64
5546.5	18.1	231	248	1.6	30.5	2.64
5547.5	17.1	252	225	0.2	61.4	2.68
5548.5	23.3	2663	143	0.0	64.1	2.63
5549.5	20.4	980	1063	0.0	70.9	2.63
5550.5	23.8	3578	344	1.1	60.1	2.63

**Tabel B.1.** Data *Core* Sumur “MA-01” (Lanjutan)

<i>Meas. Depth</i>	<i>Porosity (helium)</i>	<i>Permeability</i>		<i>Saturation</i>		<i>Grain Dens</i>
		<i>Horizontal (mD)</i>	<i>Vertical (mD)</i>	<i>Oil (%)</i>	<i>Wtr (%)</i>	
ft	%					(gr/cc)
5551.5	22.0	1107	436	0.9	65.5	2.64
5552.5	21.8	636	1458	0.0	65.8	2.69
5553.5	18.2	231	30	0.0	67.5	2.63
5554.5	8.8	0.40	6.4	0.0	100.0	2.68
5555.5	7.9	0.02	<.01	0.0	100.0	2.68
5556.5	10.6	0.02	<.01	0.0	75.4	2.71
5557.5	11.7	0.26	0.04	1.7	79.9	2.71
5558.6	12.2	0.17	0.02	0.0	80.9	2.71
5559.4	12.4	0.09	0.01	0.0	93.2	2.76
5560.5	11.4	0.09	0.01	2.9	97.1	2.69

**Tabel B.2** Nilai *a*, *m* dan *n* pada Sumur “MA-01”

<i>a</i>	<i>m</i>	<i>n</i>
1	2	2

**Lampiran C.** Hasil Analisa Petrofisik Sumur “MA-01”

**Tabel C.1** Hasil Perhitungan *Volume Shale* Sumur “MA-01”

<i>Depth</i>	<i>GRN</i>	<i>VSH</i>
5480	52.269	0.117
5481	50.556	0.103
5482	48.035	0.084
5483	48.417	0.087
5484	49.064	0.092
5485	51.244	0.109
5486	55.739	0.143
5487	54.419	0.133
5488	51.517	0.111
5489	48.773	0.090
5490	51.808	0.113
5491	48.794	0.090

**Tabel C.1** Hasil Perhitungan *Volume Shale* Sumur “MA-01” (Lanjutan)

<i>Depth</i>	<b>GRN</b>	<b>VSH</b>
5492	51.846	0.113
5493	52.475	0.118
5494	43.104	0.047
5495	40.250	0.025
5496	53.171	0.123
5497	68.004	0.237
5498	68.870	0.243
5499	64.935	0.213
5500	58.973	0.168
5501	59.319	0.170
5502	58.837	0.167
5503	55.257	0.139
5504	50.929	0.106
5505	47.752	0.082
5506	50.772	0.105
5507	53.657	0.127
5508	51.708	0.112
5509	54.497	0.134
5510	56.507	0.149
5511	57.712	0.158
5512	51.698	0.112
5513	49.817	0.098
5514	47.661	0.081
5515	48.323	0.086
5516	46.634	0.074
5517	47.292	0.079
5518	48.209	0.086
5519	46.001	0.069

**Tabel C.1** Hasil Perhitungan *Volume Shale* Sumur “MA-01” (Lanjutan)

<i>Depth</i>	<b>GRN</b>	<b>VSH</b>
5520	43.620	0.051
5521	46.570	0.073
5522	45.046	0.061
5523	45.467	0.065
5524	49.136	0.093
5525	51.626	0.112
5526	50.265	0.101
5527	49.493	0.095
5528	46.239	0.071
5529	46.941	0.076
5530	51.613	0.112
5531	51.893	0.114
5532	63.693	0.204
5533	84.866	0.365
5534	80.957	0.336
5535	67.755	0.235
5536	76.814	0.304
5537	80.799	0.334
5538	77.172	0.307
5539	77.869	0.312
5540	82.251	0.345
5541	81.604	0.340
5542	76.075	0.298
5543	63.585	0.203
5544	53.137	0.123
5545	47.682	0.082
5546	49.741	0.097
5547	46.088	0.069

**Tabel C.1** Hasil Perhitungan *Volume Shale* Sumur “MA-01” (Lanjutan)

<i>Depth</i>	GRN	VSH
5550	92.721	0.425
5548	44.558	0.058
5549	52.137	0.116

**Tabel C.2.** Hasil Perhitungan Porositas *Neutron Density* Sumur “MA-01”

<i>Depth</i>	RHOBED	NPHIED	ØN	Øncorr	ØD	ØDcorr	ØND
5480	2.449	0.186	0.193868	0.1418	0.12162	0.10058	0.12119
5481	2.371	0.192	0.200396	0.148328	0.16903	0.14799	0.14816
5482	2.361	0.185	0.1929163	0.140848	0.17538	0.15434	0.14759
5483	2.411	0.175	0.1825123	0.130444	0.14511	0.12407	0.12726
5484	2.440	0.166	0.1740117	0.121944	0.1275	0.10646	0.1142
5485	2.437	0.163	0.1708497	0.118782	0.12881	0.10777	0.11327
5486	2.430	0.157	0.1641523	0.112084	0.13364	0.1126	0.11234
5487	2.420	0.149	0.1566717	0.104604	0.13917	0.11813	0.11137
5488	2.407	0.140	0.1474917	0.095424	0.14713	0.1261	0.11076
5489	2.402	0.135	0.1416103	0.089542	0.15041	0.12937	0.10946
5490	2.397	0.140	0.147458	0.09539	0.15307	0.13204	0.11371
5491	2.382	0.151	0.1583383	0.10627	0.16244	0.1414	0.12384
5492	2.365	0.158	0.1658517	0.113784	0.17289	0.15185	0.13282
5493	2.368	0.164	0.171102	0.118952	0.17103	0.14999	0.13447
5494	2.393	0.168	0.1753723	0.123304	0.15568	0.13464	0.12897
5495	2.320	0.189	0.1966934	0.144625	0.19976	0.17872	0.16167
5496	2.425	0.169	0.1762903	0.124222	0.13665	0.11561	0.11992
5497	2.417	0.168	0.1755763	0.123508	0.14117	0.12013	0.12182
5498	2.388	0.175	0.182954	0.130886	0.15862	0.13759	0.13424
5499	2.356	0.181	0.188666	0.136598	0.17812	0.15708	0.14684
5500	2.346	0.179	0.1864903	0.134422	0.18398	0.16294	0.14868
5501	2.347	0.169	0.17663	0.124562	0.18388	0.16284	0.1437
5502	2.343	0.170	0.1776163	0.125548	0.18616	0.16513	0.14534
5503	2.322	0.177	0.184688	0.13262	0.19893	0.17789	0.15525
5504	2.294	0.181	0.1885977	0.13653	0.21576	0.19472	0.16562
5505	2.289	0.179	0.1867617	0.134694	0.21868	0.19765	0.16617
5506	2.322	0.168	0.175508	0.12344	0.19859	0.17755	0.1505
5507	2.327	0.166	0.1739097	0.121842	0.19565	0.17462	0.14823
5508	2.327	0.172	0.180098	0.12803	0.1957	0.17466	0.15134
5509	2.378	0.171	0.1788403	0.126772	0.16487	0.14383	0.1353
5510	2.430	0.165	0.17204	0.119972	0.13345	0.11242	0.11619

**Tabel C.2.** Hasil Perhitungan Porositas *Neutron Density* Sumur “MA-01”  
(Lanjutan)

<i>Depth</i>	<b>RHOBED</b>	<b>NPHIED</b>	<b>ØN</b>	<b>Øncorr</b>	<b>ØD</b>	<b>ØDcorr</b>	<b>ØND</b>
5511	2.420	0.162	0.1690137	0.116946	0.13965	0.11862	0.11778
5512	2.378	0.170	0.1776163	0.125548	0.16497	0.14393	0.13474
5513	2.330	0.177	0.1852663	0.133198	0.19365	0.17262	0.15291
5514	2.318	0.182	0.1902297	0.138162	0.20121	0.18017	0.15917
5515	2.314	0.188	0.195704	0.143636	0.20353	0.1825	0.16307
5516	2.316	0.188	0.195908	0.14384	0.20235	0.18131	0.16257
5517	2.329	0.173	0.180608	0.12854	0.1943	0.17327	0.1509
5518	2.371	0.157	0.1644583	0.11239	0.16917	0.14813	0.13026
5519	2.478	0.123	0.130118	0.07805	0.10438	0.08334	0.0807
5520	2.559	0.100	0.105978	0.05391	0.05489	0.03385	0.04388
5521	2.552	0.109	0.115226	0.03235	0.05938	0.02589	0.02912
5522	2.404	0.168	0.17527	0.09239	0.14927	0.11579	0.10409
5523	2.358	0.164	0.171972	0.08909	0.17697	0.14348	0.11629
5524	2.348	0.166	0.17323	0.09035	0.18291	0.14942	0.11989
5525	2.442	0.142	0.149532	0.06665	0.1259	0.09241	0.07953
5526	2.521	0.103	0.1088	0.02592	0.0782	0.04471	0.03532
5527	2.493	0.106	0.11271	0.02983	0.09523	0.06174	0.04579
5528	2.363	0.177	0.185062	0.10219	0.17392	0.14044	0.12131
5529	2.418	0.176	0.18377	0.10089	0.14055	0.10706	0.10398
5530	2.538	0.103	0.109786	0.02691	0.06796	0.03447	0.03069
5531	2.584	0.089	0.094656	0.01178	0.04024	0.00676	0.00927
5532	2.567	0.112	0.118252	0.03538	0.05042	0.01694	0.02616
5533	2.514	0.164	0.171224	0.08835	0.08236	0.04888	0.06861
5534	2.428	0.203	0.21097	0.12809	0.13426	0.10078	0.11443
5535	2.352	0.200	0.208556	0.12568	0.18053	0.14704	0.13636
5536	2.354	0.193	0.201314	0.11844	0.17913	0.14565	0.13204
5537	2.372	0.187	0.194854	0.11198	0.16877	0.13528	0.12363
5538	2.377	0.178	0.186252	0.10337	0.16547	0.13199	0.11768
5539	2.397	0.185	0.193222	0.11035	0.15315	0.11967	0.11501
5540	2.401	0.195	0.20298	0.1201	0.15077	0.11728	0.11869
5541	2.391	0.191	0.198934	0.11606	0.15711	0.12362	0.11984
5542	2.386	0.176	0.183838	0.10096	0.16	0.12651	0.11374
5543	2.392	0.173	0.180506	0.09763	0.15628	0.1228	0.11021
5544	2.365	0.144	0.151538	0.06866	0.17256	0.13908	0.10387
5545	2.330	0.154	0.161602	0.07873	0.1937	0.16021	0.11947
5546	2.299	0.158	0.164968	0.08209	0.21301	0.17953	0.13081
5547	2.279	0.151	0.158746	0.07587	0.22501	0.19153	0.1337
5548	2.302	0.142	0.149396	0.06652	0.21113	0.17765	0.12208

**Tabel C.2.** Hasil Perhitungan Porositas *Neutron Density* Sumur “MA-01”  
(Lanjutan)

<i>Depth</i>	<b>RHOBED</b>	<b>NPHIED</b>	<b>ØN</b>	<b>Øncorr</b>	<b>ØD</b>	<b>ØDcorr</b>	<b>ØND</b>
5549	2.390	0.156	0.163064	0.08019	0.15758	0.12409	0.10214
5550	2.489	0.137	0.144024	0.06115	0.09759	0.06411	0.06263

**Tabel C.3.** Hasil Perhitungan Saturasi Air Sumur “MA-01”

<i>Depth</i>	<i>True Resistivity</i>	<i>SW</i>
5480	13.6747	1.015925
5481	12.3008	0.994153
5482	12.5374	1.039497
5483	13.2451	1.109886
5484	13.0908	1.184437
5485	12.978	1.128068
5486	13.15	0.995735
5487	13.4408	1.01929
5488	13.8782	1.082659
5489	14.1601	1.165099
5490	14.5783	1.021185
5491	15.6024	1.005777
5492	26.4529	0.608477
5493	27.2652	0.579578
5494	38.4603	0.661844
5495	39.8973	0.603211
5496	27.2747	0.598635
5497	11.1492	0.826044
5498	11.0483	0.78756
5499	12.8972	0.722701
5500	15.3509	0.711126
5501	15.6875	0.706801
5502	16.8154	0.674476
5503	18.0646	0.670442
5504	19.1261	0.684239
5505	20.32679	0.707732
5506	20.16622	0.706249
5507	19.0322	0.68968
5508	19.19808	0.710584
5509	17.0695	0.76892
5510	17.5129	0.772016
5511	16.6893	0.770659
5512	14.0795	0.945422

**Tabel C.3.** Hasil Perhitungan Saturasi Air Sumur “MA-01” (Lanjutan)

Depth	True Resistivity	SW
5513	11.591	1.024324
5514	11.0184	1.068414
5515	10.9311	1.040161
5516	22.6136	0.691975
5517	38.552	0.503934
5518	39.2738	0.52437
5519	39.9035	0.735248
5520	40.3665	1.115574
5521	40.7086	0.902229
5522	40.6639	0.670376
5523	40.3146	0.618531
5524	39.4834	0.525129
5525	37.6822	0.568655
5526	34.0224	0.782476
5527	33.0351	0.817441
5528	37.8181	0.609021
5529	43.3653	0.58074
5530	46.0601	0.540076
5531	36.8318	0.67857
5532	13.7788	0.995337
5533	8.7245	0.840042
5534	8.2852	0.855546
5535	9.629	0.88903
5536	9.6453	0.77018
5537	10.0361	0.711813
5538	11.1002	0.704263
5539	10.4946	0.734634
5540	10.1386	0.696357
5541	10.9806	0.654879
5542	12.4994	0.654204
5543	15.2611	0.730548
5544	14.5486	1.034144
5545	11.043	1.329107
5546	9.6028	1.296274
5547	10.867	1.278742
5548	15.6752	1.143987
5549	24.5386	0.724086
5550	14.7573	0.44328

**Lampiran D.** Tabulasi Hasil *Reservoir Lumping* “MA-01”

**Tabel D.1.** Hasil *Reservoir Lumping Zona Upper Bekasap* Sumur ”MA-01”

<i>RESERVOIR SUMMARY</i>								
<i>Depth Top</i> (ft)	<i>Depth Base</i> (ft)	VSH	<i>Gross Sand</i> (ft)	ØND	<i>Net Sand</i> (ft)	SW	<i>Net Pay</i> (ft)	Interval
5480	5481	0.117	1	0.121	1	1.016	0	
5481	5482	0.103	1	0.148	1	0.994	0	
5482	5483	0.084	1	0.148	1	1.039	0	
5483	5484	0.087	1	0.127	1	1.110	0	
5484	5485	0.092	1	0.114	1	1.184	0	
5485	5486	0.109	1	0.113	1	1.128	0	
5486	5487	0.143	1	0.112	1	0.996	0	
5487	5488	0.133	1	0.111	1	1.019	0	
5488	5489	0.111	1	0.111	1	1.083	0	
5489	5490	0.090	1	0.109	1	1.165	0	
5490	5491	0.113	1	0.114	1	1.021	0	
5491	5492	0.090	1	0.124	1	1.006	0	
5492	5493	0.113	1	0.133	1	0.608	1	U-1
5493	5494	0.118	1	0.134	1	0.580	1	U-1
5494	5495	0.047	1	0.129	1	0.662	1	U-1
5495	5496	0.025	1	0.162	1	0.603	1	U-1
5496	5497	0.123	1	0.120	1	0.599	1	U-1
5497	5498	0.237	1	0.122	1	0.826	0	
5498	5499	0.243	1	0.134	1	0.788	0	
5499	5500	0.213	1	0.147	1	0.723	1	U-2
5500	5501	0.168	1	0.149	1	0.711	1	U-2
5501	5502	0.170	1	0.144	1	0.707	1	U-2
5502	5503	0.167	1	0.145	1	0.674	1	U-2
5503	5504	0.139	1	0.155	1	0.670	1	U-2
5504	5505	0.106	1	0.166	1	0.684	1	U-2
5505	5506	0.082	1	0.166	1	0.708	1	U-2
5506	5507	0.105	1	0.150	1	0.706	1	U-2
5507	5508	0.127	1	0.148	1	0.690	1	U-2
5508	5509	0.112	1	0.151	1	0.711	1	U-2
5509	5510	0.134	1	0.135	1	0.769	0	
5510	5511	0.149	1	0.116	1	0.772	0	
5511	5512	0.158	1	0.118	1	0.771	0	
5512	5513	0.112	1	0.135	1	0.945	0	
5513	5514	0.098	1	0.153	1	1.024	0	
5514	5515	0.081	1	0.159	1	1.068	0	
5515	5516	0.086	1	0.163	1	1.040	0	

**Tabel D.1.** Hasil *Reservoir Lumping Zona Upper Bekasap* Sumur "MA-01"  
(Lanjutan)

<b>RESERVOIR SUMMARY</b>								
<i>Depth Top</i> (ft)	<i>Depth Base</i> (ft)	VSH	<i>Gross Sand</i> (ft)	ØND	<i>Net Sand</i> (ft)	SW	<i>Net Pay</i> (ft)	Interval
5516	5517	0.074	1	0.163	1	0.692	1	U-3
5517	5518	0.079	1	0.151	1	0.504	1	U-3
5518	5519	0.086	1	0.130	1	0.524	1	U-3
5519	5520	0.069	1	0.081	0	0.735	1	
5520	5521	0.051	1	0.044	0	1.116	0	
<i>Summary</i>			41		39		18	

**Keterangan:**

- Nilai 0 pada tabel tersebut menandakan bahwa nilai tidak lolos *Net Pay* karena gagal melewati nilai *cut-off Vshale*, porositas, dan saturasi air.

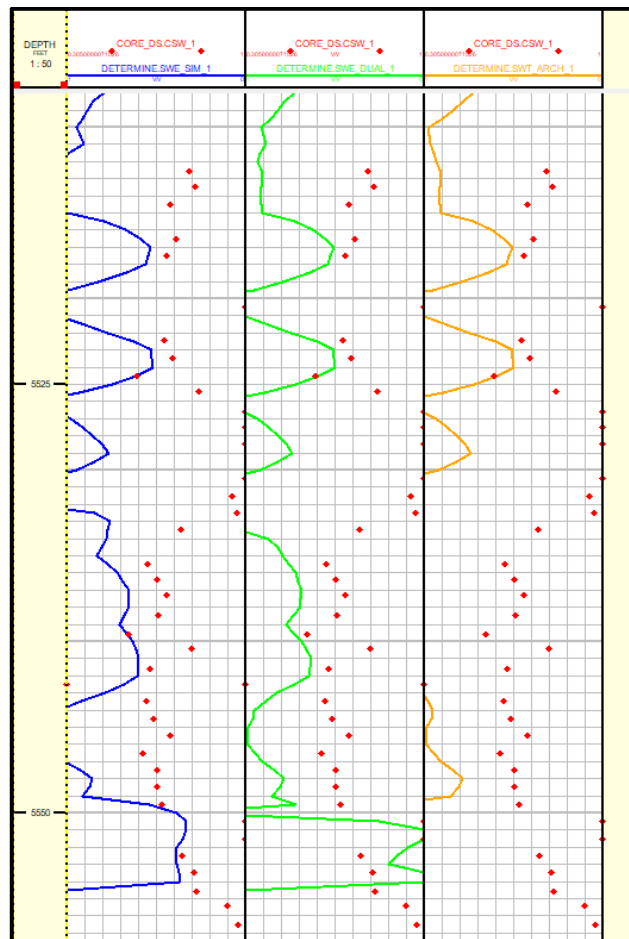
**Tabel D.2.** Hasil *Reservoir Lumping Zona Lower Bekasap* Sumur "MA-01"

<b>RESERVOIR SUMMARY</b>								
<i>Depth Top</i> (ft)	<i>Depth Base</i> (ft)	VSH	<i>Gross Sand</i> (ft)	ØND	<i>Net Sand</i> (ft)	SW	<i>Net Pay</i> (ft)	Interval
5521	5522	0.073	1	0.029	0	0.902	0	
5522	5523	0.061	1	0.104	1	0.670	1	L-1
5523	5524	0.065	1	0.116	1	0.619	1	L-1
5524	5525	0.093	1	0.120	1	0.525	1	L-1
5525	5526	0.112	1	0.080	0	0.569	1	
5526	5527	0.101	1	0.035	0	0.782	0	
5527	5528	0.095	1	0.046	0	0.817	0	
5528	5529	0.071	1	0.121	1	0.609	1	L-2
5529	5530	0.076	1	0.104	1	0.581	1	L-2
5530	5531	0.112	1	0.031	0	0.540	1	
5531	5532	0.114	1	0.009	0	0.679	1	
5532	5533	0.204	1	0.026	0	0.995	0	
5533	5534	0.365	0	0.069	0	0.840	0	
5534	5535	0.336	1	0.114	1	0.856	0	
5535	5536	0.235	1	0.136	1	0.889	0	
5536	5537	0.304	1	0.132	1	0.770	0	
5537	5538	0.334	1	0.124	1	0.712	1	L-3
5538	5539	0.307	1	0.118	1	0.704	1	L-3
5539	5540	0.312	1	0.115	1	0.735	1	L-3
5540	5541	0.345	1	0.119	1	0.696	1	L-3

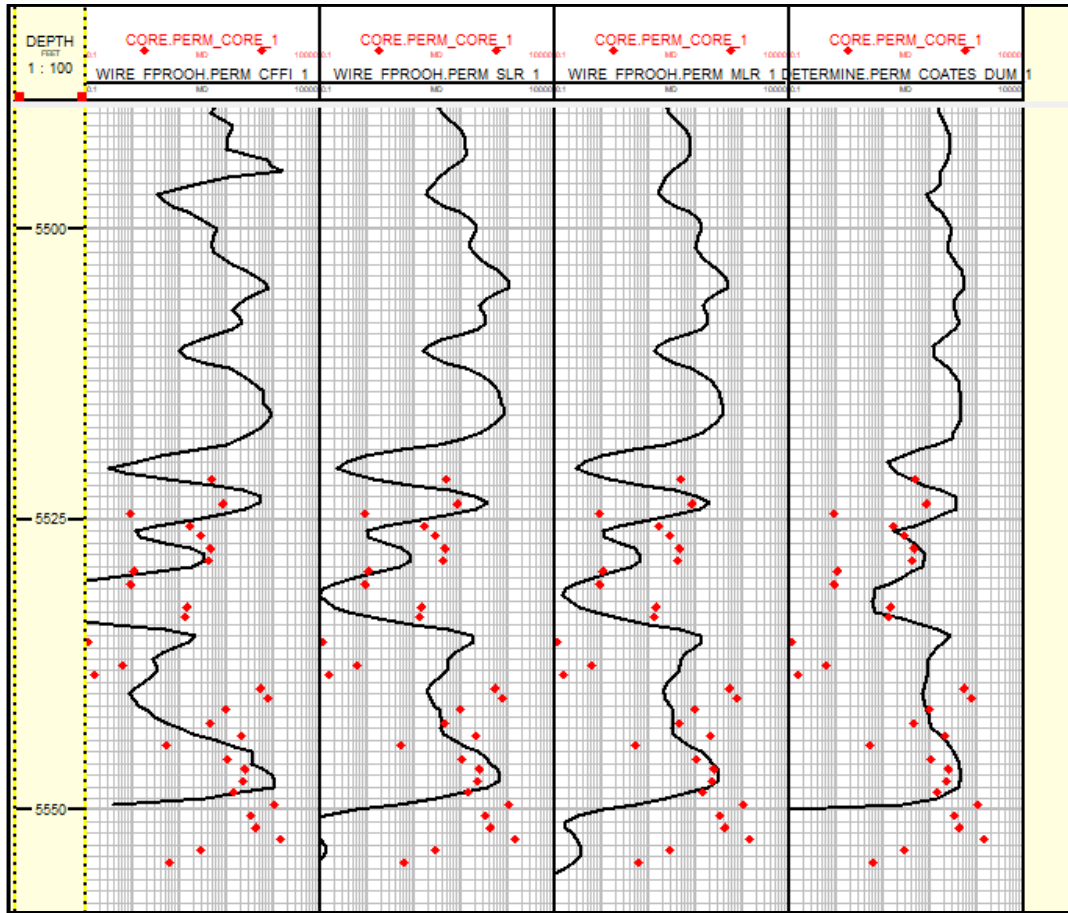
**Tabel D.2.** Hasil *Reservoir Lumping* Zona Lower Bekasap Sumur "MA-01"  
(Lanjutan)

<b>RESERVOIR SUMMARY</b>								
<i>Depth Top</i> (ft)	<i>Depth Base</i> (ft)	VSH	<i>Gross Sand</i> (ft)	ØND	<i>Net Sand</i> (ft)	SW	<i>Net Pay</i> (ft)	Interval
5541	5542	0.340	1	0.120	1	0.655	1	L-3
5542	5543	0.298	1	0.114	1	0.654	1	L-3
5543	5544	0.203	1	0.110	1	0.731	1	L-3
5544	5545	0.123	1	0.104	1	1.034	0	
5545	5546	0.082	1	0.119	1	1.329	0	
5546	5547	0.097	1	0.131	1	1.296	0	
5547	5548	0.069	1	0.134	1	1.279	0	
5548	5549	0.058	1	0.122	1	1.144	0	
5549	5550	0.116	1	0.102	1	0.724	1	L-4
5550	5551	0.425	0	0.063	0	0.443	1	
<i>Summary</i>			28		21		13	

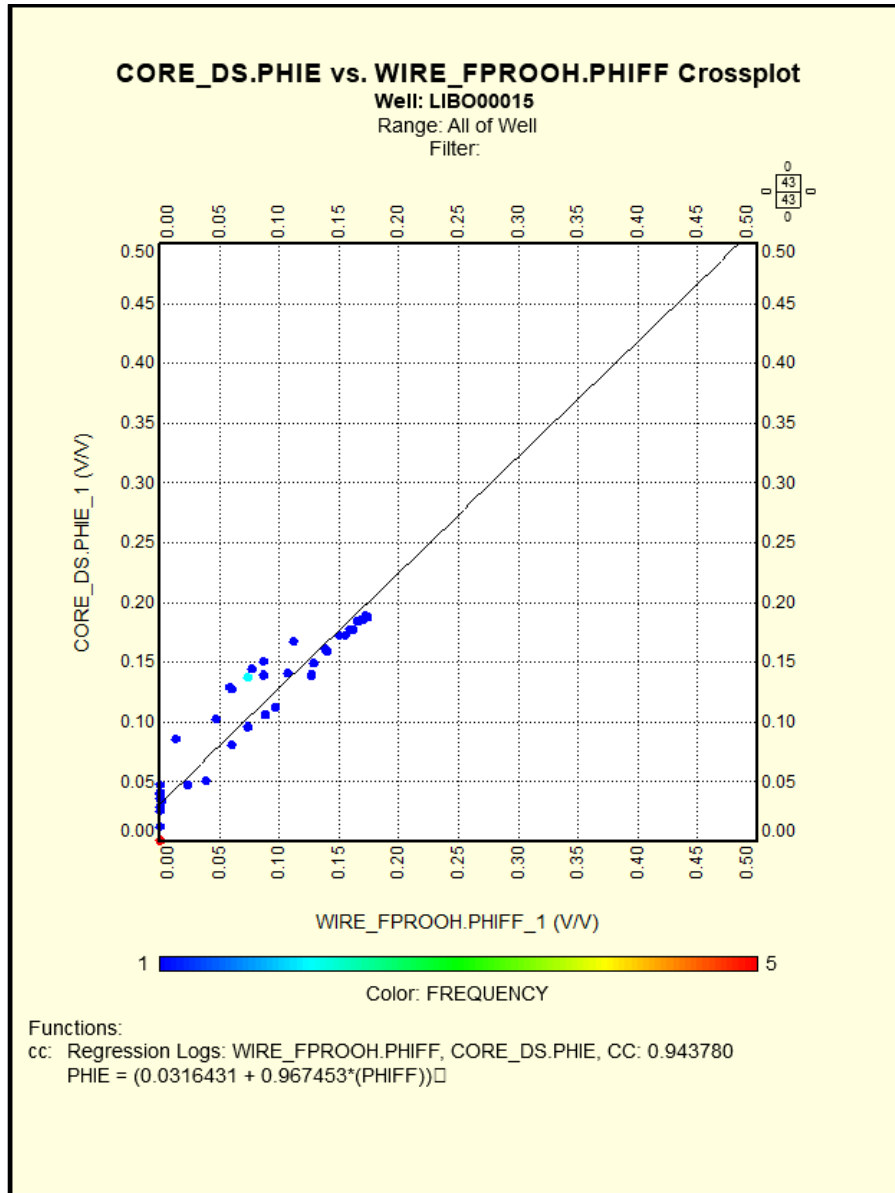
**Lampiran E.** Perbandingan Nilai Dari Beberapa Metode



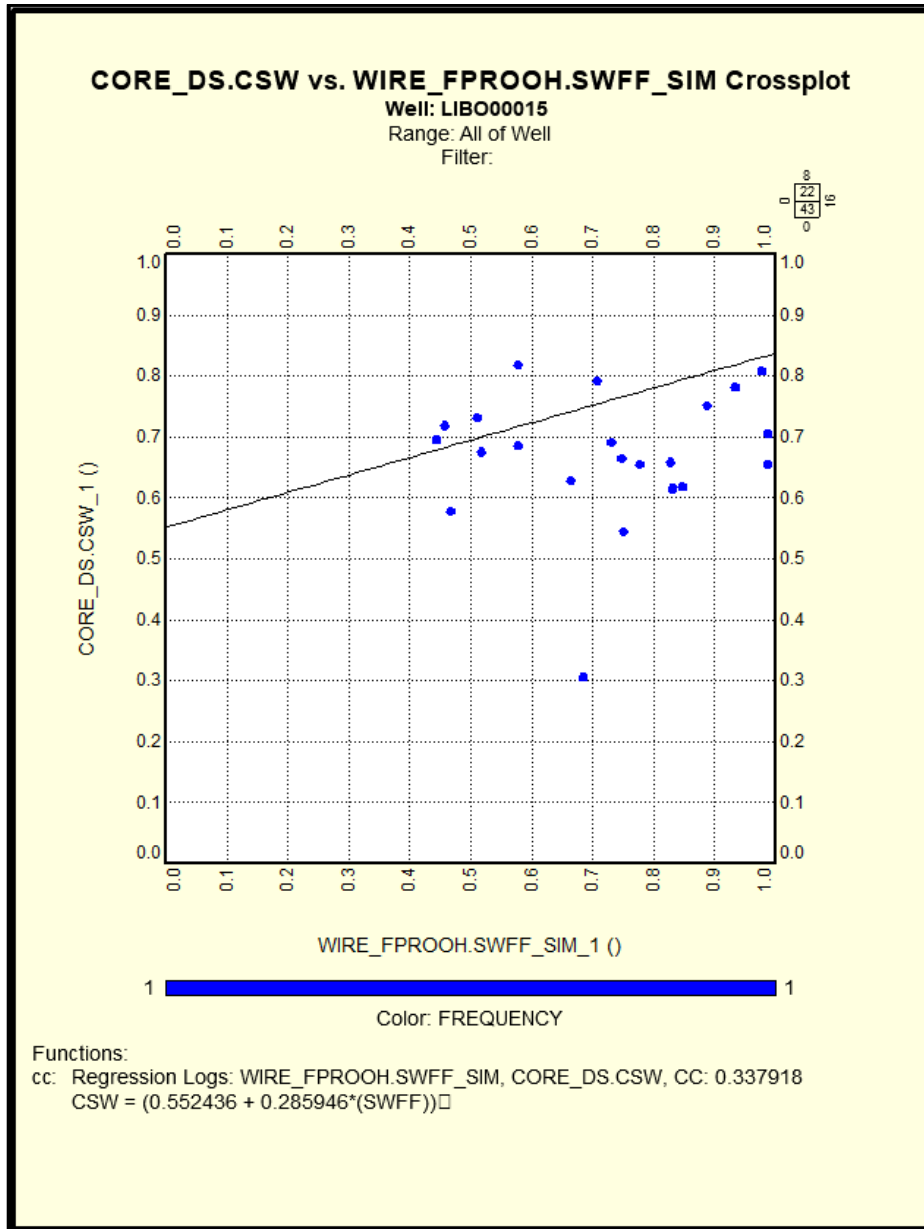
**Gambar E.1.** Perbandingan nilai saturasi air



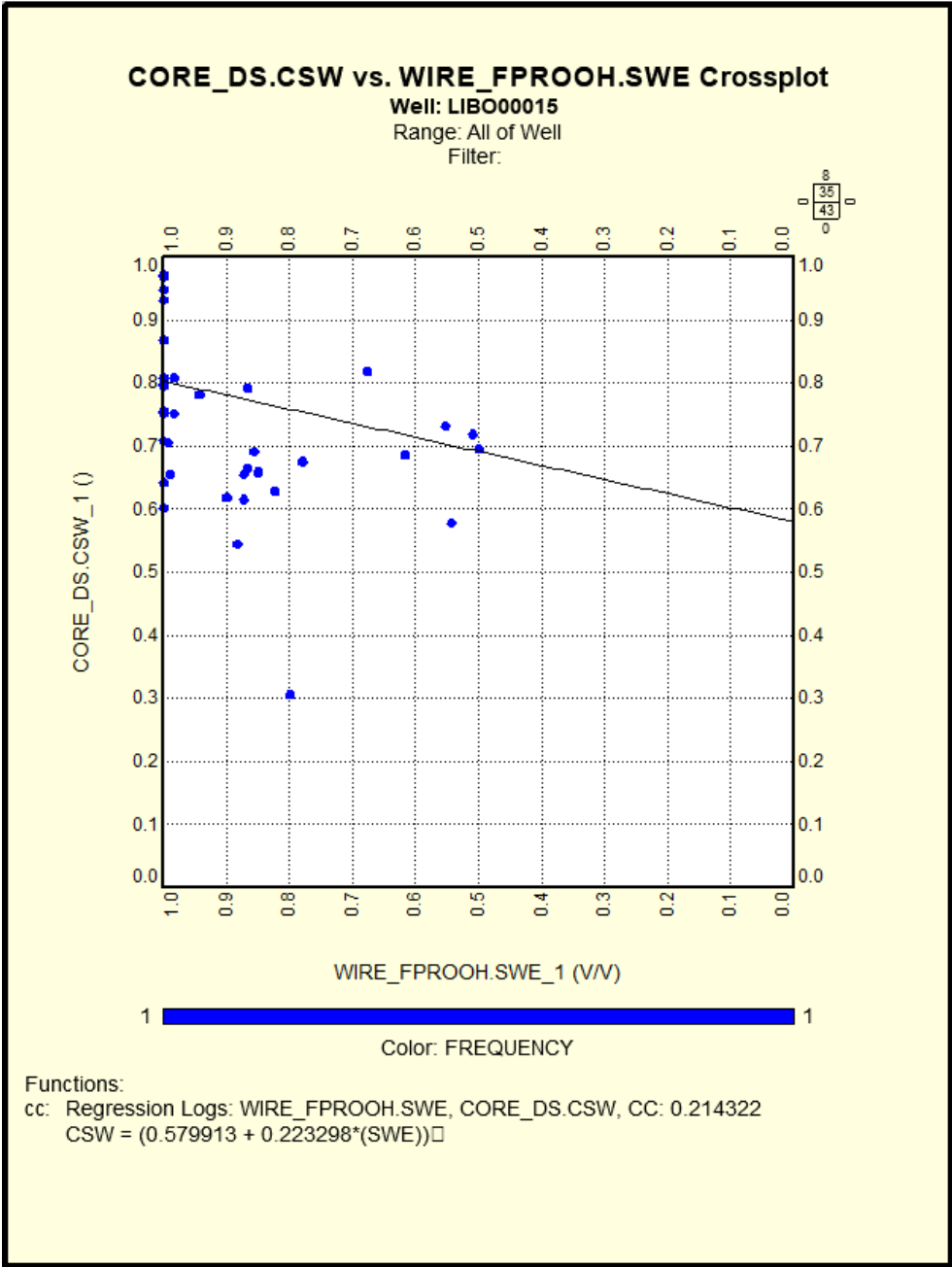
Gambar E.2. Perbandingan nilai Permeabilitas



**Gambar E.3.** *Correlation Coefficient Porosity log and core*



**Gambar E.4.** *Correlation Coefficient Water Saturation Simandoux and core*



**Gambar E.5.** *Correlation Coefficient Water Saturation Archie and core*