



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - RF184838**

# **ANALISIS POROSITAS SEKUNDER PADA LAPISAN KARBONAT SUBCEKUNGAN BERAU DAN MUARA MENGGUNAKAN METODE DETERMINISTIK**

**DARRIAN**  
NRP. 03411540000055

**Dosen Pembimbing 1 :**  
Wien Lestari, ST., MT  
NIP. 19811002 201212 2003

**Dosen Pembimbing 2 :**  
Dr. Widya Utama, DEA  
NIP. 19611024 198803 1001

**DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL, LINGKUNGAN, DAN KEBUMIHAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2020**





**TUGAS AKHIR - RF184838**

**ANALISIS POROSITAS SEKUNDER PADA LAPISAN KARBONAT  
SUBCEKUNGAN BERAU DAN MUARA MENGGUNAKAN METODE  
DETERMINISTIK**

DARRIAN  
NRP. 03411540000055

Dosen Pembimbing 1:  
Wien Lestari, ST., MT  
NIP. 19811002 201212 2003

Dosen Pembimbing 2:  
Dr. Widya Utama, DEA  
NIP. 19611024 198803 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL, LINGKUNGAN, DAN KEBUMIHAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2020

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

## HALAMAN PENGESAHAN LAPORAN AKHIR

Tugas akhir ini diajukan oleh

NAMA : Darrian  
NRP : 0341154000055  
Departemen : Teknik Geofisika  
Judul Tugas Akhir : **ANALISIS POROSITAS SEKUNDER PADA LAPISAN KARBONAT SUBCEKUNGAN BERAU DAN MUARA MENGGUNAKAN METODE DETERMINISTIK**

Telah berhasil dipertahankan di hadapan tim penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar sarjana Teknik pada Departemen Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan dan KEBumian, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 8 Januari 2020

1. ....  
Wien Lestari, ST., MT (Pembimbing 1)  
NIP. 19811002 201212 2003
2. ....  
Dr. Widya Utama, DEA (Pembimbing 2)  
NIP. 19611024 198803 1001
3. ....  
Dr. Dwa Desa Warnana (Penguji 1)  
NIP. 19760123 200003 1001
4. ....  
Moh. SIngih Purwanto, S.Si., MT (Penguji 2)  
NIP. 19800916 200912 1002

### **Mengetahui,**

Kepala Laboratorium Petrofisika  
Departemen Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, dan Kebumian  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Wien Lestari, S.T. M.T.  
NIP. 19811002 201212 2 003

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan “Analisis Porositas Sekunder Pada Lapisan Karbonat Subcekungan Berau Dan Muara Menggunakan Metode Deterministik” adalah benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 8 Januari 2020

Darrian  
NRP 0341154000055

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

# **ANALISIS POROSITAS SEKUNDER PADA LAPISAN KARBONAT SUBCEKUNGAN BERAU DAN MUARA MENGGUNAKAN METODE DETERMINISTIK**

**Nama mahasiswa** : Darrian  
**NRP** : 0341154000055  
**Departemen** : Teknik Geofisika  
**Pembimbing I** : Wien Lestari, S.T., M.T.  
**Pembimbing II** : Dr. Widya Utama, DEA

## **ABSTRAK**

Subcekungan Berau dan Muara merupakan daerah yang memiliki potensi cadangan hidrokarbon yang belum diproduksi seluruhnya. Fokus penelitian ini berada pada Formasi Karbonat pada cekungan tersebut, dimana Formasi Karbonat ini diduga memiliki porositas sekunder yang baik bagi minyak dan gas bumi. Tujuan penelitian ini adalah mencari nilai porositas efektif yang didapat dari porositas sekunder Formasi karbonat dari data wireline logging dan mudlog. Pada penelitian ini diutamakan porositas sekunder berjenis *vuggy porosity*. Hasil analisis dan perhitungan dari Well 1 tidak menunjukkan adanya indikasi porositas sekunder, hal ini juga didukung oleh data mudlog yang tidak menunjukkan adanya indikasi porositas sekunder. Untuk Well 2 menunjukkan adanya porositas sekunder berjenis *vuggy porosity* yang juga didukung oleh data mudlog dengan nilai porositas efektif sekondernya sebesar 0.339. Untuk well 3 menunjukkan adanya porositas sekunder dari hasil perhitungan data wireline log dengan nilai porositas efektif sekondernya sebesar 0.292, tetapi dari data mudlog tidak dijelaskan jenis dari porositas sekondernya tersebut sehingga tidak ada data pendukung yang dapat menjelaskan jenis porositas sekondernya.

Kata kunci : Porositas Sekunder, Porositas Efektif, *Vuggy Porosity*

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

# SECONDARY POROSITY ANALYSIS ON BERAU AND MUARA SUBBASIN CARBONATE ROCKS USING DETERMINISTIC METHODS

**Nama mahasiswa** : Darrian  
**NRP** : 0341154000055  
**Departemen** : Teknik Geofisika  
**Pembimbing I** : Wien Lestari, S.T., M.T.  
**Pembimbing II** : Dr. Widya Utama, DEA

## ABSTRACT

*Berau and muara Sub-Basin is an area with petroleum prospect that hasn't been produce throughtout. The main focus on this thesis is on Carbonate Formation in those particular Sub-Basin where Carbonate Formation is suspected to have secondary porosity which is good for oil and gas. Objective of this thesis is to calculate effective porosity obtained from Carbonate Formation secondary porosity through wireline log and mudlog data. This thesis also prioritize secondary porosity with vuggy porosity type. Results from well 1 both from calculation and analysis didn't indicate any secondary porosity, this conclusion is supported by mudlog data that doesn't show any indication of secondary porosity. Results from well 2 shown that there are some indication of secondary porosity from calculation average secondary effective porosity has a value of 0.339, this result is supported by mudlog data and known as a vuggy type secondary porosity. Results from well 3 shown that there are some indication of secondary porosity from calculation with an average effective secondary porosity value of 0.292, but there are no description shown in mudlog data that support the type of secondary porosity.*

*Kata kunci : Secondary Porosity, Effective Porosity, Vuggy Porosity*

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

## KATA PENGANTAR

Segala puji untuk Tuhan Yang Maha Esa karena atas rahmat dan karunia-Nya, laporan Tugas Akhir ini bisa diselesaikan dengan baik.

Penelitian Tugas Akhir ini meliputi analisis porositas, saturasi air dan arah perlapisan menggunakan metode LSSA dan dipmeter untuk lapangan Migas. Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Ibu, Ayah serta keluarga atas dukungan yang sangat besar selama penulis menjalani Tugas Akhir ini.
2. Ibu Wien Lestari, ST., MT. dan Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis
3. Seluruh jajaran Dosen, Staf, dan Karyawan Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
4. Bapak Adi Gunawan, ST., dan Bapak Ahmad Najhal serta seluruh anggota tim dalam Pertamina Hulu Energi yang telah memberikan ilmu kepada penulis selama masa pengerjaan di Pertamina Hulu Energi.
5. Teman-teman yang sedang menjalani Tugas Akhir bersama dengan penulis yang telah membantu dan memberikan semangat kepada penulis selama masa Tugas Akhir.
6. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis

Terima kasih atas doa dan dukungannya. Semoga Allah membalas semua kebaikan yang telah diberikan. Penulis menyadari masih banyak terdapat kekurangan dalam penulisan Laporan Tugas Akhir ini. Untuk itu, saran dan kritik sangat penulis harapkan untuk memperbaiki penulisan. Semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya 9 Januari 2020

Darrian  
0341154000055

*“Halaman Sengaja Dikосongkan”*

# DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	v
ABSTRAK.....	vii
ABSTRACT.....	ix
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR .....	xv
DAFTAR TABEL.....	xvii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	1
1.3 Batasan Permasalahan.....	1
1.4 Tujuan.....	1
1.5 Manfaat.....	1
BAB II DASAR TEORI.....	3
2.1 Stratigrafi Sub-cekungan Berau dan Muara .....	3
2.2 Konsep Dasar Petrofisika .....	3
2.3 Karakteristik Batuan.....	4
2.3.1 Porositas .....	4
2.3.2 Litologi dan Mineralogi.....	5
2.3.3 Permeabilitas .....	5
2.3.4 Saturasi Air.....	5
2.3.5 Resistivitas dan Sw Archie.....	5
2.4 Jenis Jenis Data Log.....	6
2.4.1 Log SP.....	6
2.4.2 Log GR.....	7
2.4.3 Log Porositas (NPHI dan RHOB) .....	7
2.4.4 Log <i>Accoustic</i> .....	9

2.5 Porositas Sekunder .....	9
2.6 Perhitungan Saturasi Air Dengan Persamaan Indonesian.....	9
2.7 Crossplot .....	10
2.7.1 NPHI dan RHOB.....	10
2.7.2 Pickett Plot .....	11
2.7.3 Resistivitas Clay .....	11
<b>BAB III METODOLOGI .....</b>	<b>13</b>
3.1 Peralatan dan Bahan .....	13
3.2 Alur Kerja.....	14
3.3 Prosedur penelitian .....	15
3.3.1 <i>Pre-Calculation</i> .....	15
3.3.2 Analisis Crossplot NPHI dan RHOB (Pencarian Neutron Wet Clay) ...	15
3.3.3 Pickett Plot .....	15
3.3.4 Resistivitas Clay .....	15
3.3.5 Kalkulasi Phi Efektif Dari Porositas Sekunder.....	15
3.3.6 Kalkulasi Saturasi Air dan Permeabilitas .....	16
<b>BAB IV .....</b>	<b>17</b>
<b>PEMBAHASAN .....</b>	<b>17</b>
4.1 Hasil dan Pembahasan.....	17
4.1.1 Analisis Parameter Volume Clay .....	17
4.1.2 Analisis Crossplot NPHI dan RHOB.....	18
4.1.3 Analisis Pickett Plot .....	20
4.1.4 Analisis Resistivitas Clay .....	22
4.1.5 Hasil Pengolahan Data .....	23
<b>BAB V.....</b>	<b>27</b>
<b>KESIMPULAN .....</b>	<b>27</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>xv</b>
<b>BIOGRAPHY .....</b>	<b>xvii</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Kolom Tektonostratigrafi Cekungan Tarakan (Achmad dan Samuel, 1984; Lentini dan Darman,1996) .....	3
Gambar 2.2 Crossover RHOB dan NPHI (Oilfield Review, 2011).....	8
Gambar 2.3 Contoh Crossplot NPHI dan RHOB (Senergy, 2012) .....	10
Gambar 2.4 Contoh Pickett Plot.....	11
Gambar 2.5 Contoh Plot Resistivitas.....	12
Gambar 3.1 Alur Kerja Tugas Akhir.....	14
Gambar 4.1 Crossplot NPHI & RHOB Well 1 .....	18
Gambar 4.2 Crossplot NPHI & RHOB Well 2.....	18
Gambar 4.3 Crossplot NPHI & RHOB Well 3.....	19
Gambar 4.4 Pickett Plot Well 1 .....	20
Gambar 4.5 Pickett Plot Well 2.....	20
Gambar 4.6 Pickett Plot Well 3.....	21
Gambar 4.7 Penentuan Resistivitas Clay Well 1 .....	22
Gambar 4.8 Penentuan Resistivitas Clay Well 2 .....	22
Gambar 4.9 Penentuan Resistivitas Clay Well 3 .....	23
Gambar 4.10 Hasil Pengolahan Data Well 1 .....	24
Gambar 4.11 Hasil Pengolahan Data Well 2.....	25
Gambar 4.12 Hasil Pengolahan Data Well 3.....	26

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 2.1 Nilai Porositas Batuan di Alam (Glover,2013) .....	4
Tabel 3.1 Peralatan yang Digunakan Pada Tugas Akhir .....	13
Tabel 3.2 Data Report Penelitian .....	13
Tabel 3.3 Data Log yang Dipakai .....	13
Tabel 4.1 Parameter Vclay Well 1 .....	17
Tabel 4.2 Parameter Vclay Well 2 .....	17
Tabel 4.3 Parameter Vclay Well 3 .....	17
Tabel 4.4 Hasil Pengolahan Crossplot Ketiga Well .....	23
Tabel 4.5 Hasil Pengolahan Well 1 .....	24
Tabel 4.6 Hasil Pengolahan Well 2 .....	25
Tabel 4.7 Hasil Pengolahan Well 3 .....	26



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Batuan karbonat merupakan batuan yang mengandung unsur  $\text{CaCO}_3$  dan dapat mengalami pelarutan (disolusi) jika terkena fluida yang lebih asam dari senyawa  $\text{CaCO}_3$ , salah satu contohnya adalah air meteorik (air hujan) (Boggs, 2014). Pelarutan ini dapat membentuk porositas baru yang dikenal sebagai porositas sekunder, salah satu jenisnya bernama vugs atau dikenal juga sebagai *vuggy porosity*. Vugs ini umumnya terjadi pada batuan karbonat dan sangat berpengaruh dalam dunia petrofisika karena kemampuannya untuk menyimpan hidrokarbon. Sehingga pada reservoir karbonat, porositas yang umumnya dicari adalah jenis porositas sekunder dan bukan porositas primer seperti pada reservoir siliklastik. Analisis dan nilai porositas sekunder dapat diketahui dari data mudlog dan wireline logging terutama data pengukuran dari log neutron, density, dan sonic (lyons, 2016).

### **1.2 Rumusan Masalah**

Bagaimana cara re-evaluasi nilai Phi efektif dengan porositas sekunder memakai metode deterministic di formasi karbonat menggunakan analisis parameter  $V_{\text{clay}}$ ,  $N_{\text{PHI}}$  &  $R_{\text{HOB}}$ , Pickett plot, dan Res clay.

### **1.3 Batasan Permasalahan**

1. Penelitian dilakukan pada sumur di Sub-cekungan Berau (1 sumur onshore) dan Sub-Cekungan Muara (2 sumur offshore).
2. Penelitian diutamakan pada porositas sekunder berjenis vuggy porosity pada batuan karbonat.

### **1.4 Tujuan**

Re-evaluasi nilai Phi efektif dengan porositas sekunder memakai metode deterministic di formasi karbonat menggunakan analisis parameter  $V_{\text{clay}}$ ,  $N_{\text{PHI}}$  &  $R_{\text{HOB}}$ , Pickett plot, dan Res clay.

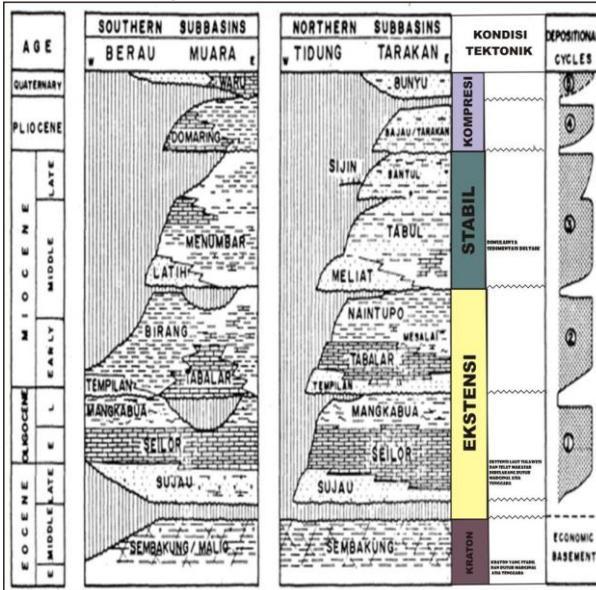
### **1.5 Manfaat**

Hasil studi bermanfaat sebagai data petrofisika yang digunakan sebagai pertimbangan Pertamina Hulu Energi dalam pengembangan lapangan MRT

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

## BAB II DASAR TEORI

### 2.1 Stratigrafi Sub-cekungan Berau dan Muara



**Gambar 2.1** Kolom Tektonostratigrafi Cekungan Tarakan (Achmad dan Samuel, 1984; Lentini dan Darman,1996)

Batuan karbonat yang berada pada lubang bor well 1, well 2, dan well 3 yang dianalisis porositas sekundernya adalah formasi karbonat platform Domaring dan Taballar. Untuk well 1, well 2, dan well 3 terdapat Formasi Karbonat Taballar sedangkan untuk Formasi Karbonat Domaring hanya berada pada well 3.

### 2.2 Konsep Dasar Petrofisika

Petrofisika merupakan ilmu yang mempelajari sifat fisik batuan, dimana analisis petrofisika sangat berguna untuk karakterisasi reservoir. Karakterisasi ini dilakukan menggunakan data log dari *wireline logging*. Dari sini kita bisa mendapatkan karakteristik batuan seperti litologi, mineralogi, porositas, resistivitas, saturasi air, dan permeabilitas (Asquith,2004).

## 2.3 Karakteristik Batuan

Karakteristik batuan yang mempengaruhi pengukuran alat logging antara lain: Porositas, litologi, mineralogi, permeabilitas, resistivitas, dan saturasi air.

### 2.3.1 Porositas

Porositas dapat didefinisikan sebagai rasio dari rongga batuan terhadap total volume batuan, biasanya dituliskan dalam fraksi decimal maupun dalam persen dan direpresentasikan dengan lambing phi  $\Phi$ .

$$\text{Porositas, } \Phi = \frac{\text{Volume Pori}}{\text{Volume Total Batuan}} \quad 2.1$$

Rongga pada batuan merupakan bagian dari volume total batuan yang dapat terisi oleh fluida. Hal ini digambarkan oleh persamaan 2.1 dimana persamaan tersebut digunakan untuk mencari porositas total. Fraksi rongga yang saling terhubung dan dapat mentransmisikan fluida disebut juga sebagai porositas efektif. Dalam penentuan porositas saat mengolah data, perlu diingat bahwa di alam batuan memiliki nilai porositas maksimumnya masing masing yang dapat dilihat pada tabel 2.1

**Tabel 2.1** Nilai Porositas Batuan di Alam (Glover,2013)

Litologi	Interval Porositas (%)
Unconsolidated sands	35-45
Batupasir Reservoir	15-35
Batupasir Kompak	5-15
Shale	0-45
Batu Lempung	0-45
Batugamping Masif	5-10
Batugamping bervuggy	10-40
Dolomit	10-30
Chalk	5-40
Granit	<1
Basalt	<0.5
Gneiss	<2
Konglomerat	1-15

Porositas efektif dapat dihitung menggunakan persamaan berikut :

$$\Phi_e = \Phi_t - V_{cl} * \Phi_{tcl} \quad 2.2$$

(Asquith, 2004)

### 2.3.2 Litologi dan Mineralogi

Litologi biasanya menjelaskan tentang bagian padat dari matrix batuan, dalam aplikasi log, yang menjadi factor utamanya adalah jumlah dan jenis fluida dalam formasi. Dalam penentuannya, efek matriks didefinisikan dan diperhitungkan melalui asumsi mineralogi. Jika nilai matriks yang digunakan tidak tepat, maka hal ini akan mempengaruhi perhitungan porositas total (bisa terlalu kecil maupun terlalu besar) (crain,2015).

### 2.3.3 Permeabilitas

Permeabilitas merupakan kemampuan batuan untuk mentransmisikan fluida. Properti ini dipengaruhi porositas, tapi tidak bergantung seluruhnya pada porositas dan dikontrol oleh besarnya pori yang berhubungan. Diukur dalam satuan darcy atau millidarcy dan direpresentasikan dengan lambang K. Kemampuan batuan untuk mentransmisikan satu jenis fluida dinamakan permeabilitas absolut. Permeabilitas efektif merupakan kemampuan batuan untuk mentransmisikan satu jenis fluida dengan adanya fluida lain yang saling terpisahkan (*immiscible*).

Air formasi (*connate water*) yang tertahan oleh tekanan kapiler pada pori batuan berfungsi untuk menghambat pergerakan hidrokarbon, connate water berada pada pori dan jalur penghubung antar pori batuan. Permeabilitas relatif merupakan rasio antara permeabilitas efektif dan permeabilitas absolut, dimana saat permeabilitas relatifnya bernilai 0, maka formasi akan menghasilkan hidrokarbon seluruhnya. Seiring dengan meningkatnya permeabilitas relative, maka formasi akan menghasilkan lebih banyak air (Asquith,2004).

Permeabilitas bisa ditentukan secara teoritis menggunakan persamaan timur dimana

$$k = \frac{62500 \times \text{Phie}^6}{\text{Swirr}^2} \quad 2.3$$

### 2.3.4 Saturasi Air

Saturasi air merupakan jumlah pori batuan yang terisi oleh air, direpresentasikan oleh fraksi decimal atau dalam persen dan memiliki lambang  $S_w$ .

$$S_w = \frac{\text{Pori yang terisi oleh air formasi}}{\text{Total pori pada batuan}} \quad 2.4$$

### 2.3.5 Resistivitas dan Sw Archie

Resistivitas merupakan properti batuan yang tidak bergantung pada dimensi batuanya, berbeda dengan resistansi yang bergantung pada dimensinya.

Resistivitas berbanding terbalik dengan konduktivitas. Pada pembacaan log, hidrokarbon, batuan, dan air tawar dianggap sebagai insulator (tidak konduktif atau beresistivitas tinggi). Air formasi dianggap sebagai konduktor dan memiliki nilai resistivitas rendah. Untuk pengukuran konduktor berbentuk kubus dengan jari jari 1 meter, maka resistivitas dapat dituliskan dengan persamaan berikut :

$$R_o = \frac{\text{resistansi (ohm)} \times \text{Area (luas cross section)}}{\text{Length (panjang dalam meter)}} \quad 2.5$$

Dalam eksperimen archie, resistivitas formasi yang terisi air ( $R_o$ ) bisa berelasi dengan Resistivitas air ( $R_w$ ) yang mengisi formasi melalui sebuah konstan bernama factor resistivitas formasi ( $F$ )

$$R_o = F \times R_w \quad 2.6$$

Ekspreimen archie juga menunjukkan bahwa factor formasi ( $F$ ) dapat berhubungan dengan porositas formasi

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad 2.7$$

Nilai  $m$  merupakan factor sementasi dimana nilainya bergantung pada ukuran butir, persebaran butir, dan kompleksitas jalur antar pori (tortuisitas). Nilai  $a$  adalah tortuisitas (kompleksitas antar pori), semakin tinggi toruisitas maka makin tinggi juga nilai  $m$ . Saturasi air ( $S_w$ ) ditentukan oleh resisitivitas formasi yang terisi air ( $R_o$ ) dan resistivitas asli dari formasi ( $R_t$ ) dengan relasi sebagai berikut

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \quad 2.8$$

Nilai  $n$  adalah nilai eksponen saturasi dimana nilainya berkisar antara 1.8-2.5, tetapi umumnya dianggap 2. Dengan menggabungkan persamaan 2.9 dan 2.6 maka persamaansaturasi air dapat dituliskan sebagai berikut

$$S_w = \left(\frac{F \times R_w}{R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \quad 2.10$$

Dalam bentuk umumnya, persamaan archie menjadi

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m}\right)^{\frac{1}{n}} \quad 2.11$$

Jika tidak ada data core yang dapat menunjukkan nilai  $a$ ,  $m$ , dan  $n$  maka dapat dipakai parameter inisial  $a=1$ ,  $m=n= 2$  (Asquith,2004).

## 2.4 Jenis Jenis Data Log

### 2.4.1 Log SP

*Spontaneous Potential* log digunakan dalam quicklook sebuah data log dalam membedakan daerah permeable dengan daerah non permeable, menghitung formation water resistivity ( $R_w$ ), menghitung volume shale pada

daerah permeable, dan digunakan untuk mengkorelasi antara suatu sumur melalui litologi kasar yang ada.

SP log mampu memberikan perhitungan nilai kandungan shale dengan perumusan:

$$V_{shale} = 1.0 - \frac{PSP}{SSP} \quad 2.12$$

Dimana :

Vshale = Kandungan volume serpih

PSP = Maximum SP pada daerah Shale

SSP= Nilai SP pada daerah clean sand

(Asquith,2004)

#### 2.4.2 Log GR

*Gamma Ray Log* mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif alami dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif tersebut diantaranya Uranium (U), Thorium (Th), Potassium (K), Radium (Rd), dll. Unsur radioaktif banyak terkandung dalam batuan *shale* dan sedikit terdapat dalam batuan pasir dan karbonat. Oleh karena itu *shale* akan memberikan response *gamma ray* yang tinggi dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

*Gamma ray log* memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*), dimana tipikal kisaran API biasanya berkisar antara 0 s/d 150. Log ini juga dapat digunakan dalam Menentukan lapisan permeable, mengidentifikasi lithologi, korelasi antar formasi, menentukan volume *shale*, menentukan lapisan *shale* dan non *shale*.

$$IGR = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \quad 2.13$$

(Asquith,2004)

#### 2.4.3 Log Porositas (NPHI dan RHOB)

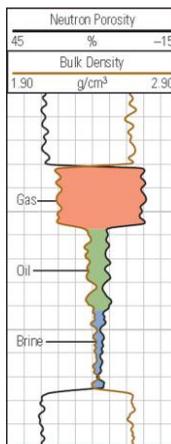
Log Neutron digunakan untuk mengukur porositas berdasarkan konsentrasi hidrogen dalam formasi. Log ini bekerja dengan memancarkan atom neutron dari alat ke formasi. Pada saat neutron masuk ke dalam formasi, neutron tersebut bertubrukan dengan nukleus formasi dan kehilangan sebagian energinya. Jika kehilangan sepenuhnya maka neutron terserap (absorbs) oleh nukleus dan memancarkan gelombang Gamma yang terdeteksi oleh receiver alat. Neutron kehilangan energi sepenuhnya jika bertubrukan dengan atom hidrogen dikarenakan massanya yang sama dengan neutron. Oleh karena itu, hilangnya energi yang terukur didominasi oleh adanya hidrogen. Konsentrasi hidrogen biasanya terdapat di dalam pori-pori batuan yang terisi cairan hidrokarbon atau

air formasi. Oleh karena itu besar energi yang hilang dapat dikorelasikan dengan porositas dari formasi tersebut.

Log Neutron jarang digunakan langsung dalam penentuan porositas, biasanya dikombinasikan dengan log lain. Contohnya adalah kombinasi log neutron-densitas yang digunakan dalam pendeteksian gas dalam formasi.

Log Densitas diukur dalam gram per kubik sentimeter ( $\text{g/cm}^3$ ) dan diindikasikan menggunakan huruf Yunani  $\rho$  (rho). Dua nilai densitas yang berbeda digunakan dalam log densitas: densitas *bulk* ( $\rho_b$  atau RHOB) dan densitas matriks ( $\rho_{ma}$ ). Densitas *bulk* adalah densitas seluruh formasi (material fluida dan padat) seperti yang telah diukur oleh *tool logging*. Densitas matriks adalah densitas dari rangka padat dari suatu batuan.

Density logging sendiri dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matrix batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif biasanya menggunakan Cobalt-60 atau Cesium-137. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut ter-emisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima (counter). Penggabungan neutron porosity dan density porosity log sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan 'crossover' antara neutron dan density. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat di gambar 2.2:



**Gambar 2.2** Crossover RHOB dan NPHI (Oilfield Review, 2011)

Untuk menghitung porositas dari log density, digunakan persamaan berikut:

$$\Phi = \frac{\rho_{Matriks} - \rho_{Bulk}}{\rho_{Matriks} - \rho_{Fluid}} \quad 2.14$$

(Asquith,2004)

#### 2.4.4 Log Acoustic

*Log sonic* mengukur waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan kedalam formasi sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut “*interval transit time*” atau  $\Delta t$ . Besar atau kecilnya  $\Delta t$  yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan. Dalam proses perhitungan, dikenal dua persamaan yang dapat dipakai:

a. Persamaan Wyllie

$$\Phi_{Sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matrix}}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{matrix}} \quad 2.15$$

b. Persamaan Raymer-Hunt-Gardner (RHG)

$$\Phi_{Sonic} = \frac{5}{8} \chi \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriks}}{\Delta t_{log}} \quad 2.16$$

Waktu interval pada formasi akan meningkat karena adanya keberadaan hidrokarbon.

*Log sonic* juga dapat digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana pada *log* densitas dan *log* neutron, bedanya porositas yang didapatkan adalah porositas primer dari batuan (matriks). (Asquith,2004).

#### 2.5 Porositas Sekunder

Porositas sekunder terbuat setelah batuan sudah terdeposisi, besar, bentuk, dan saling terhubungnya rongga tidak ada relasinya dengan batuan sedimen awal. Porositas ini bisa terbentuk karena adanya pelarutan badan batuan oleh asam, karena adanya rekahan atau patahan, dan karena proses dolomitisasi. Dalam log, porositas sekunder bisa didapatkan dengan mengurangi  $\Phi$  total dari Neutron-density atau  $\Phi$  total neutron atau  $\Phi$  total density dengan  $\Phi$  total sonic, hal ini dikarenakan sonic log hanya merekam matrix (primary) dan bukan secondary. Hal ini dapat dituliskan menggunakan persamaan

$$\Phi_{secondary} = \Phi_{total} - \Phi_{sonic} \quad 2.17$$

(Lorenz,2016)

#### 2.6 Perhitungan Saturasi Air Dengan Persamaan Indonesian

Perhitungan saturasi menggunakan persamaan archie (2.9) tidak dapat dilakukan pada formasi yang mengandung lempung terlalu banyak dikarenakan adanya kandungan *claybound water* yang mempengaruhi nilai perhitungan

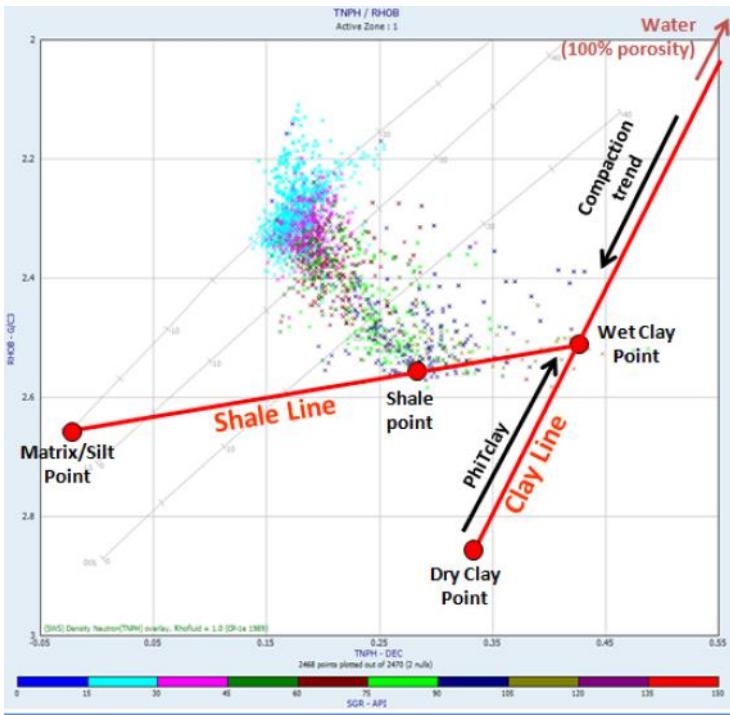
saturasi air terlalu tinggi. Oleh karena itu digunakan persamaan Indonesia yang memperhitungkan kandungan *claybound water* dalam perhitungan saturasi.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left( \sqrt{\frac{\varphi_e^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{cl} \left(1 - \left(\frac{V_{cl}}{2}\right)\right)}{\sqrt{R_{cl}}} \right) \cdot S_{we}^{\frac{n}{2}} \quad 2.18$$

## 2.7 Crossplot

### 2.7.1 NPHI dan RHOB

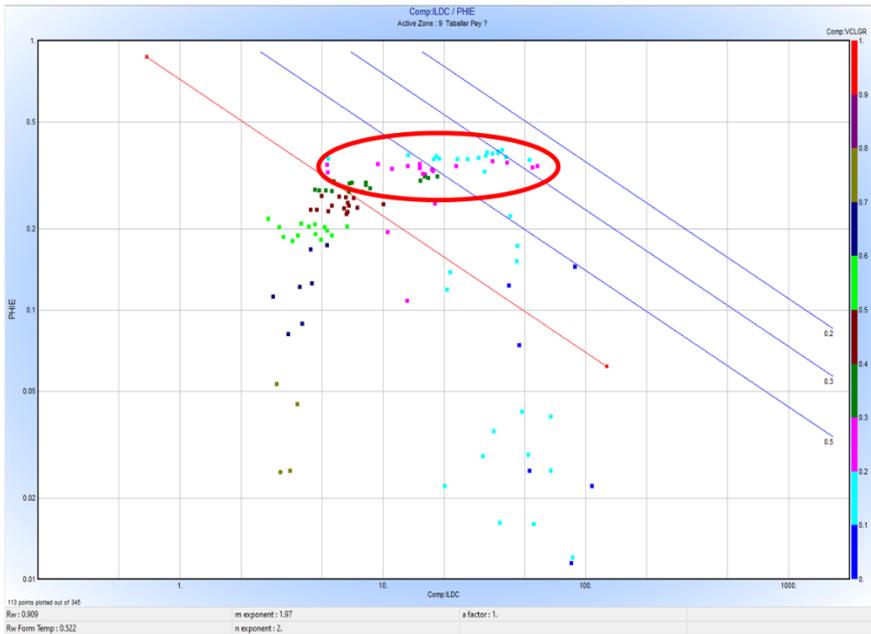
Crossplot NPHI (sumbu x) dan RHOB (sumbu y) ini digunakan untuk mengoreksi nilai porositas dari alat logging, yang nantinya digunakan untuk mendapatkan porositas clay. Porositas clay tersebut akan digunakan dalam perhitungan porositas efektif persamaan (2.2). Dalam crossplot ini kita akan menentukan nilai dari wet clay point, dimana wet clay ini dianggap sebagai kumpulan data dengan nilai kandungan lempung tertinggi. (Asquith, 2004)



**Gambar 2.3** Contoh Crossplot NPHI dan RHOB (Senergy, 2012)

### 2.7.2 Pickett Plot

Pickett plot merupakan salah satu crossplot antara deep resistivity (sumbu x) dengan phi efektif (sumbu y). crossplot ini memiliki garis-garis paralel yang berada pada plot log-log dimana garis merah merupakan garis  $S_w=1$ , semakin keatas maka nilai  $S_{wnya}$  akan semakin mengecil. Penarikan pickett plot biasanya melihat titik “belok” yang ditandai dengan adanya anomaly resistivitas tinggi (bulatan merah). Pickett plot ini berguna untuk mencari nilai  $R_w$  yang nantinya akan digunakan untuk perhitungan saturasi air untuk mempermudah penarikan biasanya dibantu dengan hasil perhitungan  $V_{clay}$  (warna pada titik). (Asquith, 2004)



Gambar 2.4 Contoh Pickett Plot

### 2.7.3 Resistivitas Clay

Resistivitas clay merupakan plot antara deep resistivity (sumbu y) dengan  $v_{clay}$  (sumbu x) dibantu dengan hasil perhitungan  $V_{clay}$  (warna pada titik). Crossplot ini berguna untuk mengkoreksi nilai resistivitas clay dengan cara menentukan titik resistivitas pada kandungan lempung tertingginya, hal ini berguna dalam perhitungan saturasi air khususnya untuk persamaan saturasi air yang mengkoreksi kandungan lempung. (Asquith, 2004)



**Gambar 2.5** Contoh Plot Resistivitas

## BAB III METODOLOGI

### 3.1 Peralatan dan Bahan

**Tabel 3.1** Peralatan yang Digunakan Pada Tugas Akhir

No.	Nama Alat	Jumlah
1.	Laptop	1
2.	Software Interactive Petrophysics	1
3.	Software Microsoft Excel	1
4.	Software Microsoft office	1
5.	Software Microsoft word	1
6.	Adobe PDF Reader	1

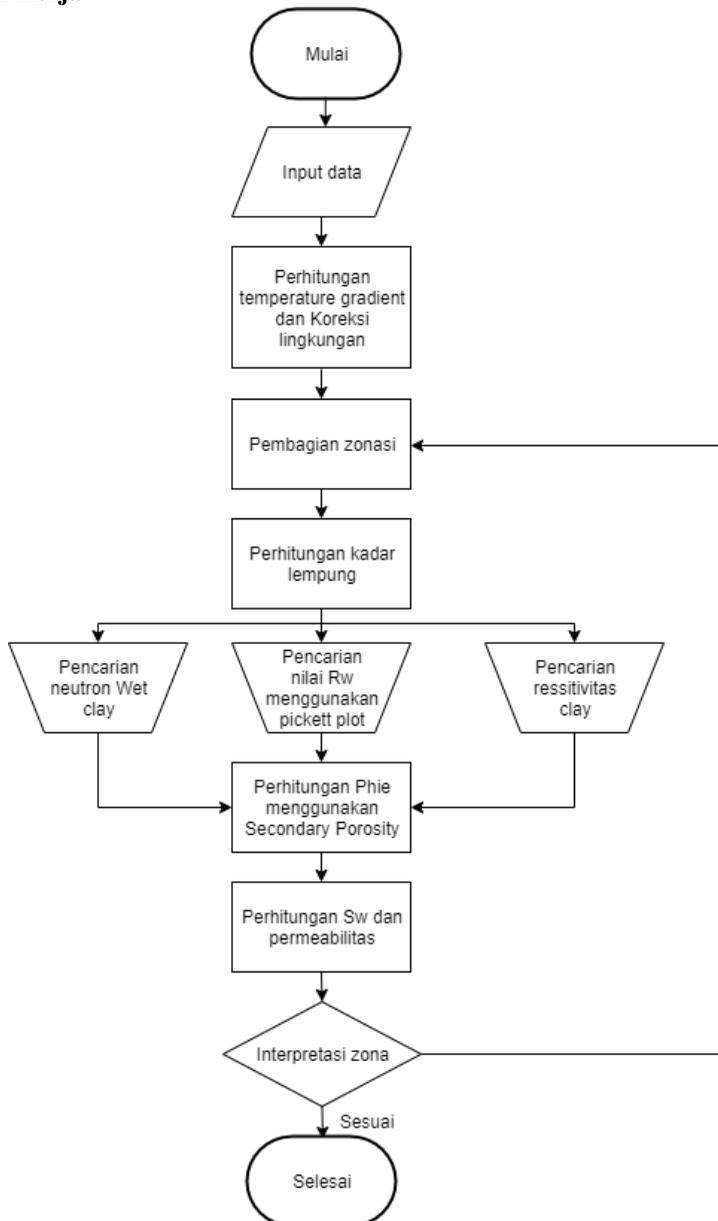
**Tabel 3.2** Data Report Penelitian

No	Well Name	Well Report	Mud Log	Type Well	Digital Log
1	Well 1	V	V	Vertical	V
2	Well 2	V	V	Vertical	V
3	Well 3	V	V	Vertical	V

**Tabel 3.3** Data Log yang Dipakai

No	Nama Well	Caliper	SP	GR	Resistivity	Density	Neutron	Sonic
1	Well 1	V	V	V	V	V	V	V
2	Well 2	V	V	V	V	V	V	V
3	Well 3	V	V	V	V	V	V	V

### 3.2 Alur Kerja



**Gambar 3.1** Alur Kerja Tugas Akhir

### **3.3 Prosedur penelitian**

Langkah kerja dalam penelitian kali ini dapat dijelaskan dalam beberapa tahapan, penjelasan setiap tahapan dapat ditemukan di bawah ini.

#### **3.3.1 Pre-Calculation**

Tahapan ini merupakan tahap persiapan data sebelum diproses lebih lanjut, dimana kumpulan data mentah *wireline logging* dalam bentuk ekstensi .LAS akan digabungkan menjadi satu. Dari data mentah tersebut, kalkulasi pertama yang akan dilakukan adalah perhitungan gradien temperatur dimana informasi data gradien temperature didapatkan dari data LAS mentah. Gradien temperature ini dihitung untuk mengetahui perbedaan temperature berdasarkan kedalaman pada lubang pengeboran. Setelah gradien temperature ini dihitung maka dilakukan koreksi lingkungan terhadap lubang bor (*environment correction*). Koreksi ini dilakukan untuk mendapat hasil pembacaan data wireline log yang lebih akurat, koreksi ini dilakukan terhadap jenis mud, jenis casing, temperature, dan lainnya.

Setelah kedua tahapan tersebut dilakukan, maka well akan dibagi menjadi zonasi-zonasi yang sesuai dengan kedalaman tiap formasi yang ada. Zonasi ini dilakukan untuk menghitung kadar lempung tiap formasi dengan menggunakan log gamma ray yang sudah terkoreksi. Log ini dipakai karena gamma ray dapat mengukur kandungan radioaktif alami yang biasanya berada pada mineral lempung. Kalkulasi gamma ray dilakukan menggunakan metode linear dikarenakan kurangnya data analisis core pada ketiga well yang diolah.

#### **3.3.2 Analisis Crossplot NPHI dan RHOB (Pencarian Neutron Wet Clay)**

Cara pemakaian crossplot ini dapat dilihat pada Subab 2.7.1, crossplot ini berguna dalam mengkoreksi porositas dari lempung dimana Log NPHI dikoreksi terhadap log RHOB. Plot ini sangat berguna dalam menentukan nilai dari phi efektif (persamaan 2.2) yang membutuhkan nilai porositas lempung.

#### **3.3.3 Pickett Plot**

Cara pemakaian crossplot ini dapat dilihat pada Subab 2.7.2, crossplot ini berguna dalam pencarian nilai  $R_w$  untuk perhitungan saturasi air dengan memakai langsung resistivitas formasi (*deep resistivity*) dan lebih akurat dibandingkan perhitungan  $R_w$  dari log SP.

#### **3.3.4 Resistivitas Clay**

Cara pemakaian crossplot ini dapat dilihat pada Subab 2.7.3, crossplot ini berguna untuk mencari parameter resistivitas clay untuk perhitungan saturasi air Indonesian dengan menggunakan log *deep resistivity* dan hasil kalkulasi *V<sub>clay</sub>*.

#### **3.3.5 Kalkulasi Phi Efektif Dari Porositas Sekunder**

Sebelum melakukan kalkulasi ini, pertama kali kita akan menghitung besar dari porositas total yang memakai porositas sekunder. Porositas total ini

akan mengurangi nilai dari porositas density dengan porositas sonic (persamaan 2.16) dikarenakan porositas density mengukur porositas primer dan sekunder sedangkan porositas sonic mengukur porositas primernya saja. Hasil perhitungan ini akan menghasilkan log baru yang dinamakan PHISEC. Dari PHISEC dilakukan perhitungan porositas efektif menggunakan persamaan 2.2 dimana PHISEC sekarang dianggap sebagai porositas totalnya.

### **3.3.6 Kalkulasi Saturasi Air dan Permeabilitas**

Setelah menghitung nilai dari porositas efektif, maka dilakukan perhitungan saturasi menggunakan persamaan Indonesia dikarenakan batuan reservoir yang masih mengandung mineral lempung dengan karakteristik reservoir di daerah Indonesia. Persamaan Indonesia ini melakukan koreksi lempung dengan memakai nilai resistivitas clay yang sebelumnya sudah dicari.

Sesudah nilai saturasi air didapatkan, maka dilakukan perhitungan permeabilitas yang menggunakan nilai saturasi irreducible ( $S_{Wirr}$ ) dengan menggunakan nilai saturasi archie (saturasi archie merupakan salah satu hasil perhitungan porosity and water saturation di program Interactive Petrophysics) yang nantinya akan dimasukkan kedalam persamaan timur (persamaan 2.3) untuk mendapatkan nilai permeabilitasnya.

## BAB IV PEMBAHASAN

### 4.1 Hasil dan Pembahasan

#### 4.1.1 Analisis Parameter Volume Clay

Parameter *volume clay* minimum ditentukan dengan mencari formasi yang nilai gamma raynya paling kecil pada clean sand/clean carbonate. Sedangkan parameter *volume clay* maksimum ditentukan dengan mencari formasi dengan formasi yang sepenuhnya clay dengan nilai gamma ray tertinggi. Untuk perhitungan *volume clay*, digunakan persamaan (2.11).

**Tabel 4.1** Parameter Vclay Well 1

No	Nama Formasi	Top Formation (feet)	Bottom Formation (feet)	Gr Clean	Gr Clay	Gr Method
1	Birang Mudstone	140	4779	38	120	Linear
2	Taballar Limestone	4779	6954.5	47	138	Linear
3	Sembakung	6954.5	7520	52	124	Linear

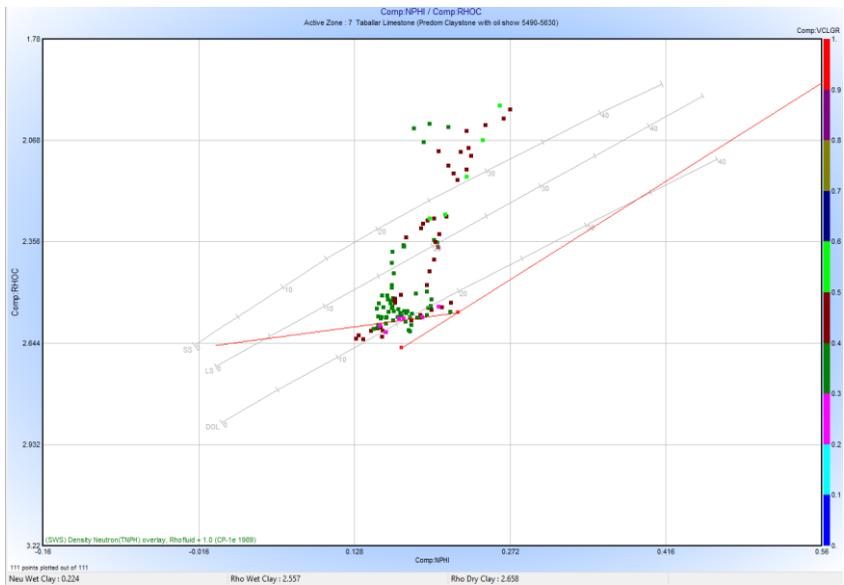
**Tabel 4.2** Parameter Vclay Well 2

No	Nama Formasi	Top Formation (feet)	Bottom Formation (feet)	Gr Clean	Gr Clay	Gr Method
1	Recent Reef	300	1250	43	127	Linear
2	Birang Mudstone	1250	10805	59	146	Linear
3	Taballar Limestone	10805	11485	35	117	Linear
4	Volcanics	11485	11570	36	125	Linear

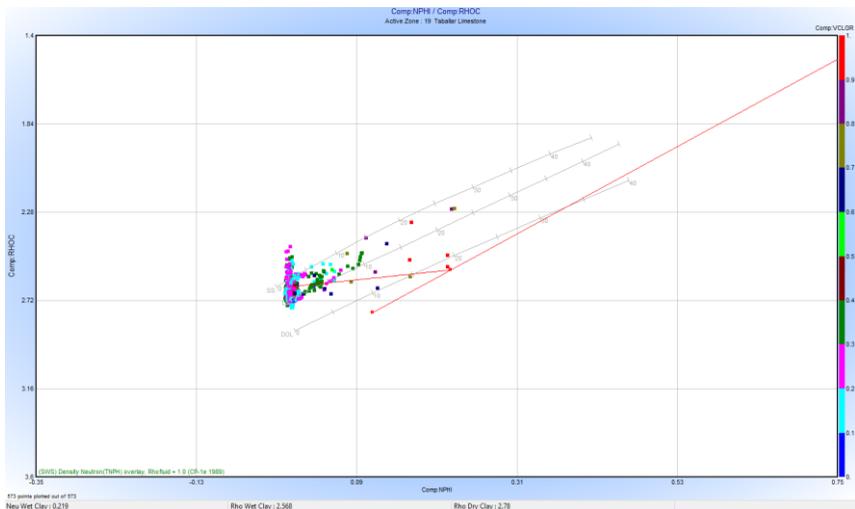
**Tabel 4.3** Parameter Vclay Well 3

No	Nama Formasi	Top Formation (meter)	Bottom Formation (meter)	Gr Clean	Gr Clay	Gr Method
1	Sadjau Formation	30.023	290.645	17	65	Linear
2	Domaring Limestone	390.645	746.795	22	59	Linear
3	Tendeh hantu Limestone	746.795	1175.639	25	74	Linear
4	Birang mudstone	1175.639	1954.946	31	88	Linear
5	Taballar Limestone	1954.946	2228.85	12	92	Linear

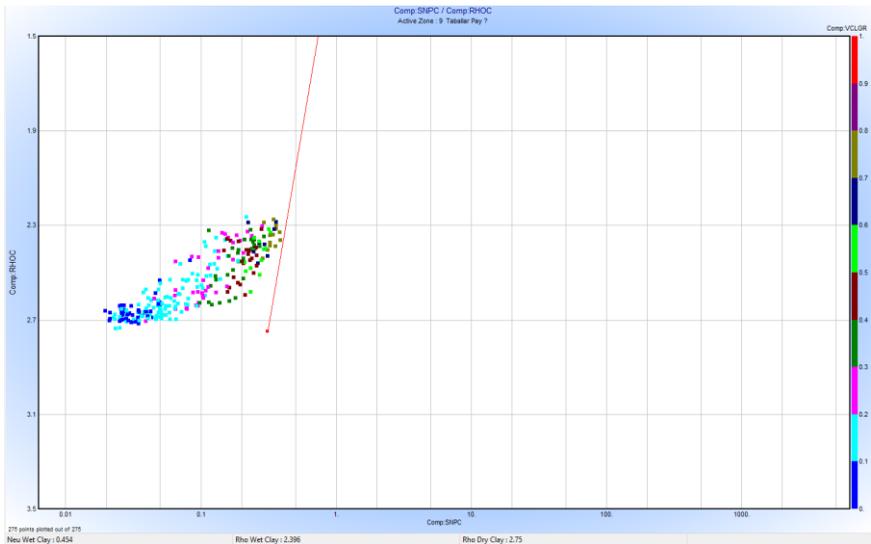
## 4.1.2 Analisis Crossplot NPHI dan RHOB



**Gambar 4.1** Crossplot NPHI & RHOB Well 1



**Gambar 4.2** Crossplot NPHI & RHOB Well 2

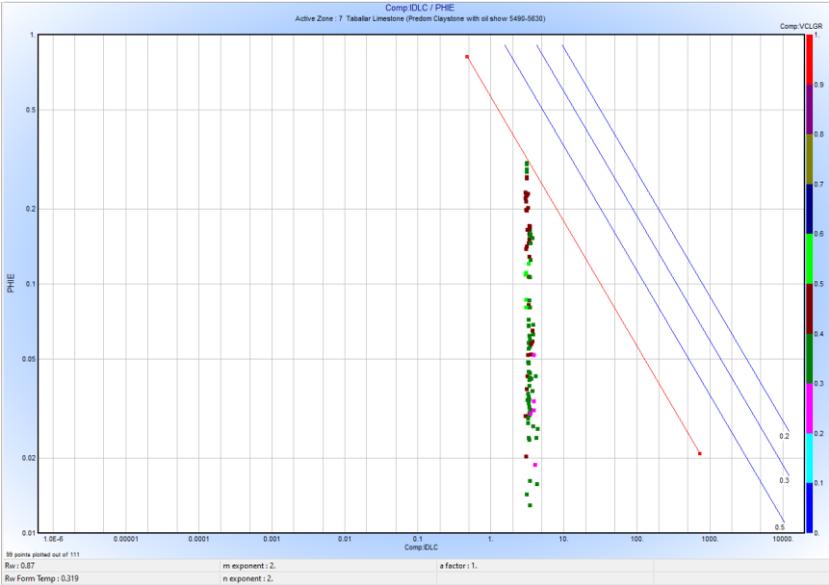


**Gambar 4.3** Crossplot NPHI & RHOB Well 3

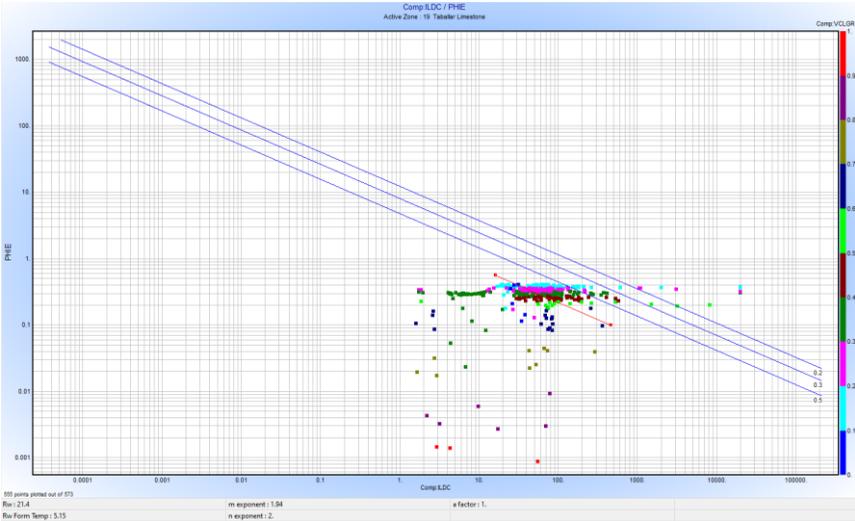
**Gambar 4.4** Crossplot NPHI & RHOB Well 3

Crossplot NPHI dan RHOB ini dilakukan untuk mencari porositas *wet clay* dengan cara mencari titik shale point pada crossplot tersebut. Titik yang berwarna merah merupakan data point yang 100% *clay*, sedangkan data berwarna biru tua merupakan data point yang clean (0-20% kandungan *clay*). Titik *wet clay* ini sangat berguna karena nantinya akan digunakan sebagai koreksi untuk porositas *clay* yang nantinya akan digunakan dalam perhitungan porositas efektif.

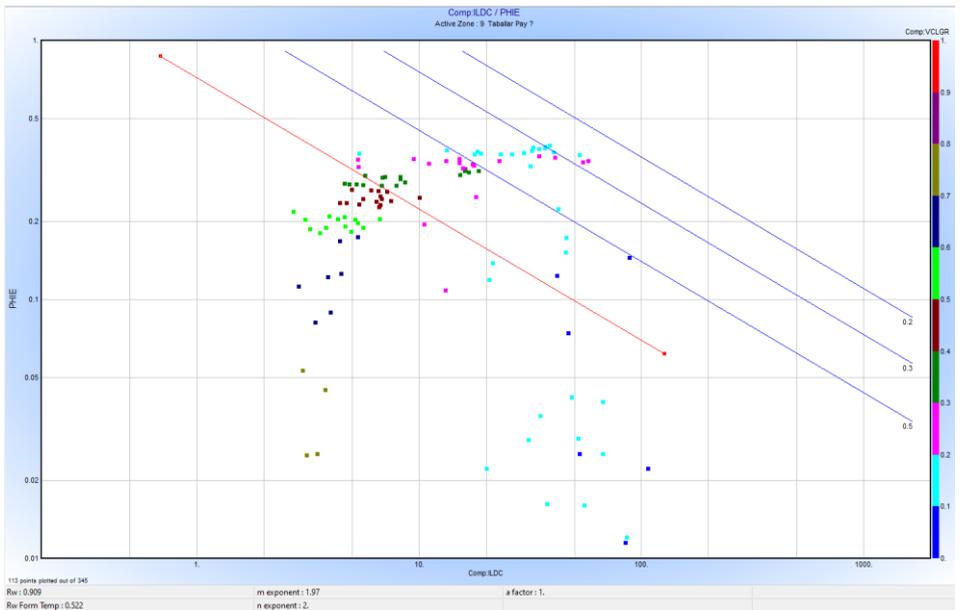
### 4.1.3 Analisis Pickett Plot



Gambar 4.4 Pickett Plot Well 1



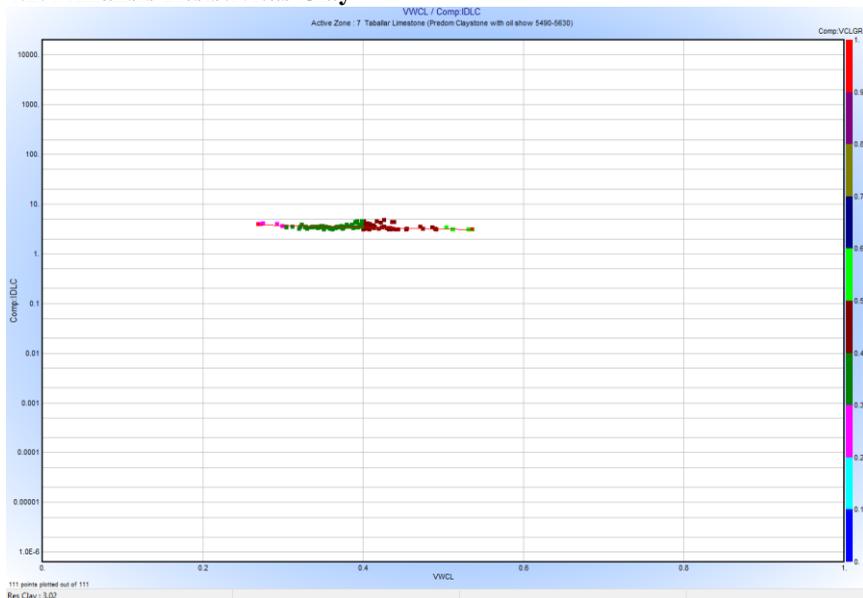
Gambar 4.5 Pickett Plot Well 2



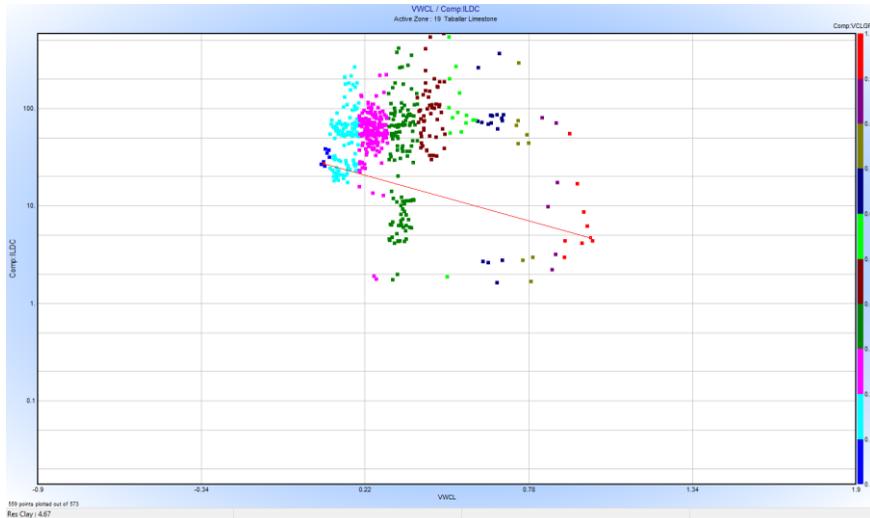
**Gambar 4.6** Pickett Plot Well 3

Pickett plot digunakan untuk menentukan nilai  $R_w$ , dimana plot ini dapat digunakan dengan menggabungkan log deep resistivity dengan nilai  $phie$ . Titik titik dibawah garis merah dianggap sebagai titik yang 100% tersaturasi oleh air, sedangkan semakin tinggi garis birunya maka makin banyak fraksi hidrokarbonya. Penarikan garis merah yang tersaturasi sepenuhnya oleh air mengikuti pola data yang membentuk “tiang” dimana titik titik dengan pola ini biasanya menandakan adanya connate water atau adanya claybound water. Sedangkan anomaly resistivitas tinggi menandakan adanya indikasi hidrokarbon.

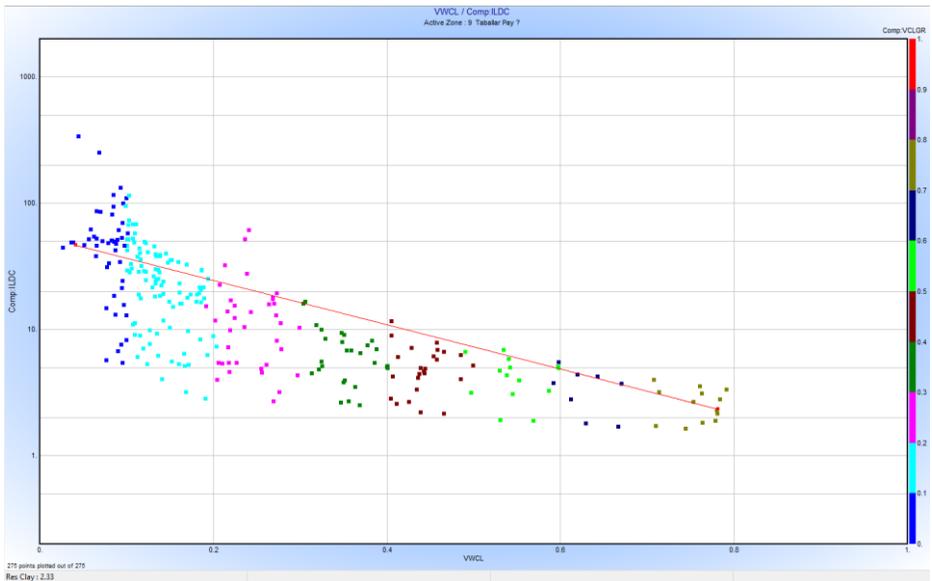
### 4.1.4 Analisis Resistivitas Clay



**Gambar 4.7** Penentuan Resistivitas Clay Well 1



**Gambar 4.8** Penentuan Resistivitas Clay Well 2



**Gambar 4.9** Penentuan Resistivitas Clay Well 3

Dalam penentuan resistivitas clay kita menggunakan log deep resistivity dengan vclay yang sudah dihitung sebelumnya menggunakan gamma ray. Cara penentuan resistivitas clay ini kita akan melihat kumpulan data dengan kandungan vclay tertinggi dan nilai resistivitas yang rendah.

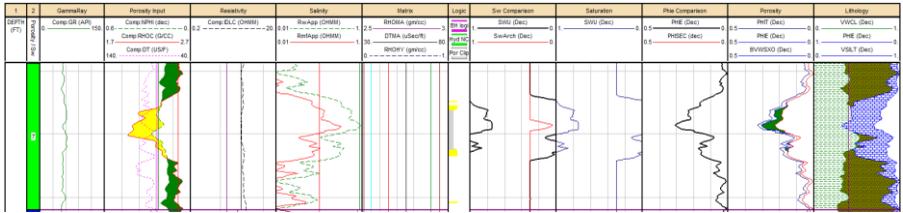
#### 4.1.5 Hasil Pengolahan Data

**Tabel 4.4** Hasil Pengolahan Crossplot Ketiga Well

No	Nama	Neu Wet Clay	Rho Wet clay	Rw	a	m	n	Res Clay
1	Well 1	0.224	2.557	0.87	1	2	2	3.02
2	Well 2	0.219	2.568	21.4	1	1.94	2	4.67
3	Well 3	0.45	2.396	0.909	1	1.97	2	2.33

Dari tabel 4.6 kita melakukan perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Indonesia dan perhitungan permeabilitas menggunakan persamaan wylie rose dan didapatkan nilai sebagai berikut

### 4.1.5.1 Hasil Pengolahan Data Well 1



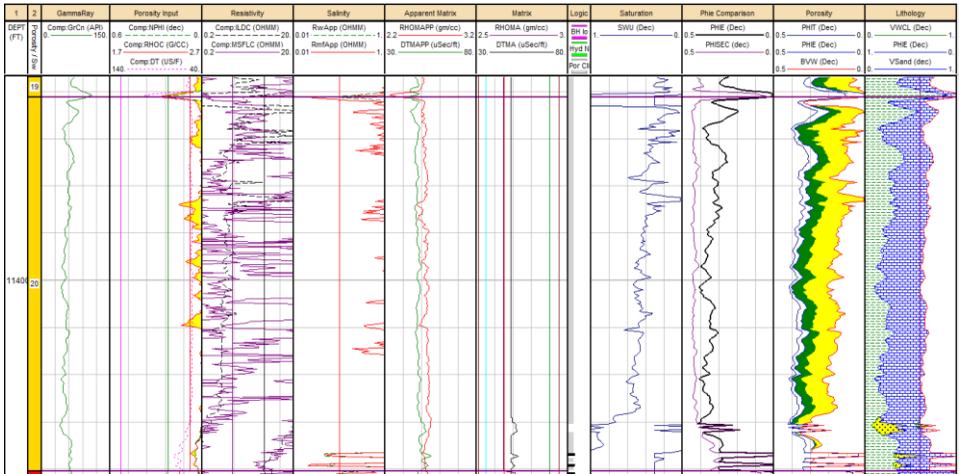
**Gambar 4.10** Hasil Pengolahan Data Well 1

Hasil payzone pengolahan Well 1 berada pada kedalaman 5509-5564 ft terdapat adanya indikasi oil pada track porosity yang berwarna hijau. Litologi dari data mudlog menunjukkan bahwa kedalaman tersebut didominasi oleh batuan claystone dengan interbed limestone dimana tidak terdapat adanya indikasi porositas sekunder sehingga pada zona ini dilakukan perlakuan pengolahan seperti pada formasi klastik. Litologi dari data log menunjukkan bahwa zona prospek ini terdapat pada interbed limestone dengan parameter sebagai berikut :

**Tabel 4.5** Hasil Pengolahan Well 1

Litologi	Depth Top	Depth Bottom	Gross Interval	Net Pay	Net / Gross	Av Phi	Av Sw	Av VCL	Permeability (md)
Limestone	5509 Ft	5564 Ft	55	3.5	0.064	0.751	0.751	0.376	0.44-39

### 4.1.5.2 Hasil Pengolahan Data Well 2



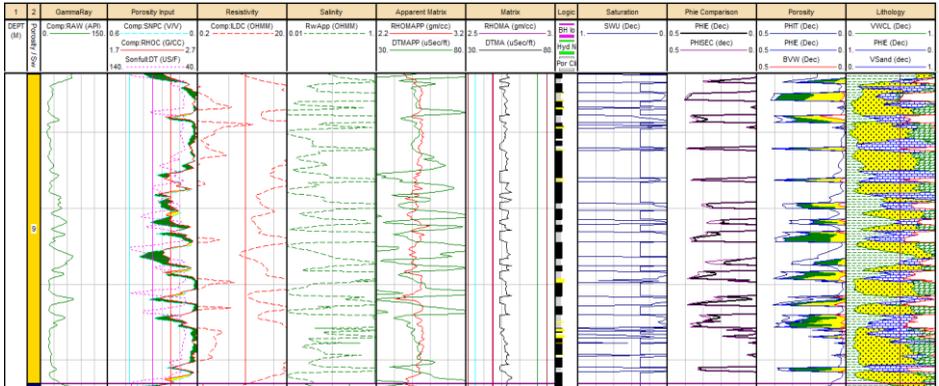
**Gambar 4.11** Hasil Pengolahan Data Well 2

Hasil payzone pengolahan Well 2 berada pada kedalaman 11323-11481 ft, dimana terdapat adanya indikasi oil dan moveable hidrokarbon (perlu dilakukan analisis lebih lanjut pada jenis hidrokarbonnya). Dari data mudlog sumur, litologi pada kedalaman ini merupakan batuan karbonat yang brittle, terdapat rekahan, dan terdapat vugs. Data log sesuai dengan data mudlog dimana terdapat porositas sekunder yang bisa dilihat pada track Phie comparison (warna ungu merupakan hitungan porositas sekunder total, sedangkan warna hitam adalah hasil porositas sekunder efektif). Untuk well 2 sendiri parameter permeabilitas tidak dapat ditentukan, dikarenakan data dengan heterogenitas tinggi membuat perhitungan kurang tepat ditambah dengan tidak adanya well produksi sebagai patokan akhirnya untuk permeabilitas diperlukan studi lebih lanjut. Berikut adalah parameter untuk well 2:

**Tabel 4.6** Hasil Pengolahan Well 2

Litologi	Depth Top	Depth Bottom	Gross Interval	Net Pay	Net / Gross	Av Phi	Av Sw	Av VCL	Permeability (md)
Limestone	11323 Ft	11481 Ft	158	128	0.813	0.339	0.422	0.246	230-500

### 4.1.5.3 Hasil Pengolahan Data Well 3



**Gambar 4.12** Hasil Pengolahan Data Well 3

Hasil payzone pengolahan well 3 berada pada kedalaman 2151.327 - 2193.138 meter, satuan meter dipakai karena saat wireline logging satuan yang dipakai adalah meter. dimana terdapat adanya indikasi oil dan moveable hidrokarbon (perlu dilakukan analisis lebih lanjut pada jenis hidrokarbonnya). Dari data mudlog, kedalaman ini memiliki litologi limestone dengan karakteristik interbed dengan batuan claystone. Litologi data log sesuai dengan data mudlog dimana terdapat perselingan antara batuan limestone dengan batuan claystone, pada data log terlihat adanya indikasi porositas sekunder (PHISEC) pada track phie comparison (kemungkinan besar vugs). Porositas sekunder ini tidak terdapat pada penjelasan mudlog dan tidak dapat divalidasi karena tidak memiliki data core maupun sidewall core. Berikut adalah parameter untuk well 3:

**Tabel 4.7** Hasil Pengolahan Well 3

Litologi	Depth Top	Depth Bottom	Gross Interval	Net Pay	Net / Gross	Av Phi	Av Sw	Av VCL	Permeability (md)
Limestone	2151.3m	2193.138m	41.81m	9m	0.216	0.292	0.076	0.264	(7x10 <sup>-15</sup> )-850

# **BAB V**

## **KESIMPULAN**

### **5.1 Peralatan dan Bahan**

Dari hasil penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa:

1. Well 1 tidak memiliki porositas sekunder pada formasi karbonatnya, tetapi memiliki oil show pada interbed limestone pada formasi birang mudstone. Interbed ini sendiri tidak memiliki porositas sekunder baik dari hasil perhitungan porositas sekunder maupun mudlog.
2. Well 2 memiliki oil show yang berada pada badan batuan karbonat dan memiliki porositas sekunder dari perhitungan log dengan nilai rata-rata porositas efektif sekundernya sebesar 0.339. Bukti porositas sekunder ini didukung oleh data mudlog dimana terdapat indikasi vugs. Pickett plot juga menunjukkan adanya anomaly resistivitas tinggi pada badan batuan karbonat tersebut.
3. Well 3 tidak memiliki oil show untuk mendukung data log, tetapi dari perhitungan log terdapat adanya indikasi porositas sekunder pada perselingan mudstone dan limestone dimana rata-rata nilai porositas efektif sekundernya sebesar 0.292. Data mudlog tidak menjelaskan jenis dari porositas sekunder tersebut, sehingga tidak ada data yang mendukung.

### **5.2 Saran**

1. Dilakukan perhitungan probabilitas monte carlo untuk mengetahui parameter petrofisika terburuk dan terbaik, hasil dari perhitungan porositas sekunder.
2. Dilakukan perhitungan permeabilitas menggunakan metode yang lebih baru.

*“Halaman Sengaja Dikosongkan”*

## DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, George B., and Charles R. Gibson, eds. *Basic Well Log Analysis*. 2nd ed. AAPG Methods in Exploration Series 16. Tulsa, Okla: American Association of Petroleum Geologists, 2004.
- Boggs, Sam. *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. 5. ed., Pearson new internat. ed. Harlow: Pearson, 2014.
- “Carbonate vs Sand.Pdf,” n.d.
- Carrasquilla\*, Abel, and Nelson Pereira Franco Filho. “Petrophysical Evaluation of a Carbonate Reservoir in Campos Basin - Southeastern Brazil.” In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014*, 2714–18. Denver, Colorado: Society of Exploration Geophysicists, 2014. <https://doi.org/10.1190/segam2014-0302.1>.
- Crain, Ross. “Crains Petrophysical Handbook.” *Petrophysical Handbook* (blog), 2015. <https://www.spec2000.net/00-index.htm>.
- Glover, Paul. “Paul Glover Petrophysic Notes.” *Petrophysic Course Notes* (blog), 2013. [http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG\\_EN/CD%20Contents/GGL-66565%20Petrophysics%20English/](http://homepages.see.leeds.ac.uk/~earpwjg/PG_EN/CD%20Contents/GGL-66565%20Petrophysics%20English/).
- Lyons, William C., Gary J. Plisga, and Michael D. Lorenz, eds. *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*. Third edition. Amsterdam ; Boston: Elsevier : GPP, 2016.
- McNair, Harold Monroe, and James M. Miller. *Basic Gas Chromatography*. 2nd ed. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons, 2009.
- Nichols, Gary. *Sedimentology and Stratigraphy*. 2nd ed. Chichester, UK ; Hoboken, NJ: Wiley-Blackwell, 2009.
- Ran, Qiquan, Yongjun Wang, Yuanhui Sun, Lin Yan, and Min Tong. “Identification and Prediction of Fractures in Volcanic Reservoirs.” In *Volcanic Gas Reservoir Characterization*, 203–71. Elsevier, 2014. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417131-2.00006-5>.
- “Schlumberger\_chartbook.Pdf,” n.d.
- Schön, Jürgen. *Physical Properties of Rocks: A Workbook*. Handbook of Petroleum Exploration and Production 8. Amsterdam ; Boston: Elsevier, 2011.
- Wijayanti, Herning Dyah Kusuma, and Sugeng Spto Surjono. “THE PALEOGEOGRAPHY OF BERAU SUB BASIN, NE KALIMANTAN,” 2014, 6.

*“The page intentionally left blank”*

## BIOGRAPHY



Darrian lahir di Jakarta pada tanggal 14 Juli 1997, Penulis lulus dari SMAK Tiara Kasih pada Tahun 2015. Penulis melanjutkan studinya di Institut Teknologi Sepuluh Nopember jurusan Teknik Geofisika. Selama masa studi, penulis berbahagia dikelilingi oleh kawan seperjuangan yang baik hati. Penulis juga masuk kedalam berbagai kegiatan organisasi seperti HMGI, SPE, IFLS, dan MUN. Penulis juga memiliki 1 tahun pengalaman kerja selama masa kuliah di tiga perusahaan: Pertamina EP Asset 5 (intern petrophysics), Medco Power (intern geoteknik), dan Pertamina Hulu Energi (intern petrofsika). Dari berbagai kegiatan ini penulis mendapatkan berbagai softskill seperti cara bekerja dalam tim, disiplin, berbicara di depan public, dan masih banyak lagi.

