ANALISIS *Sw* BERDASARKAN NILAI *Rw SPONTANEOUS POTENSIAL* DAN *Rw PICKETT PLOT* PADA FORMASI BERAI CEKUNGAN BARITO DENGAN MENGGUNAKAN METODE *WELL LOGGING*

Skripsi

Oleh:

Lita Samantha Manurung

KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA

2017

ABSTRACT

THE SW ANALYSIS BASED ON SPONTANEUS POTENSIALRW VALUE AND PICKETT PLOT RW IN BERAI FORMATION BARITO BASIN WITH WELL LOGGING METHOD

By

Lita Samantha Manurung

The area of research are in Barito Basin, spesificaly in Berai Formation. This research has been done by analysis *Sw* based on *Rw* value with two *Rw* method, it is *Rw* from SP log and *Rw* using pickett plot and also by analyzing *Sw* value,to determine the well contains oil hydrocarbon or gas. The research has been done in two well in Berai Formation, that is K-09 and K-12. After two method for determined *Rw* value in well K-09 and K-12, the result is: for well K-09, the pickett plot 0.16 ohm m and for SP *Rw* is 0.15ohm m In well K-012 the pickett plot is 0.02 ohm m and for SP *Rw* is 0.045 ohm m. The result of *Rw* value from two method is in order to *Sw* analysis. To determined *Sw* value, Simandox formula has been used. The difference of *Sw* from both research are not that different which means the kind of fluida that has been analyzed based on *Sw* is still same.

Keywords: *Rw*, SP, pickett plot, *Sw*, simandox

ABSTRAK

ANALISIS *Sw* BERDASARKAN NILAI *Rw* SPONTANEOUS POTENSIAL DAN *Rw PICKETT PLOT* PADA FORMASI BERAI CEKUNGAN BARITO DENGAN MENGGUNAKAN METODE *WELL LOGGING*

Oleh

Lita Samantha Manurung

Daerah penelitian berada pada Cekungan Barito lebih tepatnya berada pada Formasi Berai. Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis nilai *Sw* berdasarkan nilai *Rw* dengan menggunakan 2 metode *Rw* yaitu *Rw* dari log sp dan *Rw* menggunakan *pickett plot* dan juga setelah menganalisis nilai sw-nya maka akan ditentukan apakah sumur tersebut mengandung hidrokarbon berjenis minyak ataupun gas. Penelitian ini dilakukan pada 2 sumur yang ada pada Formasi Berai yaitu sumur K-09 dan sumur K-012. Setelah dilakukan 2 metode untuk mendapatkan nilai *Rw* pada sumur K-09 dan K-012 didapatkan hasil sebagai berikut: untuk sumur K-09 nilai *Rw pickett plot* didapatkan 0,16 ohm m sedangkan untuk *Rw* sp didapatkan hasilnya 0,15 ohm m. Pada sumur K-012 untuk *Rw pickett plot* didapatkan 0,02 ohm m sedangkan untuk *Rw* sp didapatkan hasilnya 0,045 ohm m. Dari nilai *Rw* yang didapatkan dengan 2 metode tersebut selanjutnya nilai *Rw* itu digunakan untuk menganalisis nilai *Sw*. Untuk mencari nilai sw digunakan rumus simandox. Selisih nilai *Sw* yang didapatkan tidak terlalu berbeda sehingga jenis fluida yang dianalisis berdasarkan nilai *Sw* tetap sama.

Kata kunci: *Rw*, SP, pickett plot, *Sw*, simandox

ANALISIS *Sw* BERDASARKAN NILAI *Rw SPONTANEOUS POTENSIAL* DAN *Rw PICKETT PLOT* PADA FORMASI BERAI CEKUNGAN BARITO DENGAN MENGGUNAKAN METODE *WELL LOGGING*

Oleh

Lita Samantha Manurung

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung

KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017

Judul Skripsi : **ANALISIS *Sw* BERDASARKAN NILAI *Rw SPONTANEOUS POTENSIAL* DAN *Rw PICKETT PLOT* PADA FORMASI BERAI CEKUNGAN BARITO DENGAN MENGGUNAKAN METODE *WELL LOGGING***

Nama Mahasiswa : Lita Samantha Manurung

Nomor Pokok Mahasiswa : 1215051032

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I	Pembimbing II
Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.	**Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**
NIP 19661222 199603 1 001	NIP 19750911 200012 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** .....

Sekretaris : **Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.** .....

Penguji
Bukan Pembimbing : **Rustadi, M.T.** .....

2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Dr. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **27 September 2017**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan oleh orang lain dan sepanjang pengetahuan saya, juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain kecuali secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka. Selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 6 Oktober 2017

Lita Samantha Manurung
NPM. 1215051032

RIWAYAT HIDUP

Penulis dilahirkan di Luwuk pada tanggal 11 Februari 1995. Penulis merupakan anak pertama dari pasangan Bapak Palben Manurung dan Ibu Risma Situmorang. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK. KATOLIK ST YOSEPH, Luwuk pada tahun 2000. Pendidikan Sekolah Dasar di SD KATOLIK ST YOSEPH Luwuk pada tahun 2006. Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP N 3 Luwuk pada tahun 2009. Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA N 1 Luwuk pada tahun 2012.

Pada tahun 2012 penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi dan terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung. Kemudian penulis juga telah melaksanakan Kerja Praktek di LEMIGAS, Jakarta Selatan dengan mengambil konsentrasi Well Logging. Penulis melakukan Tugas Akhir (TA) untuk penulisan skripsi di Laboratorium Geofisika Universitas Lampung. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal 27 September 2017 dengan skripsi yang berjudul “Analisis Sw Berdasarkan Nilai Rw Spontaneous Potensial Dan Rw Pickett Plot Pada Formasi Berai Cekungan Barito Dengan Menggunakan Metode Well Logging”.

PERSEMBAHAN

Aku persembahkan karyaku ini untuk:

Ayahanda Tercinta Bapak Palben Manurung

dan Ibunda Tercinta Ibu Risma Situmorang

Adekku Tersayang Melva christin Manurung,

dan Kevin Trijaya Manurung

Keluarga Besarku

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2012

Keluarga Besar Teknik Geofisika UNILA

Almamater Tercinta Universitas Lampung

MOTTO

"Everyone Has Their Own Experience. That's Why We Are Here, To Go Through Our Experience, To Learn, To Go Down Those Paths And Eventually You May Have Gone Down So Many Paths And Learn So Much That You Don't Have To come Back Again"

-Prince-

If you are tired, keep going

If you are scared, keep going

If you are hungry, keep going

If you want to taste freedom, keep going

-Harriet Tubman-

KATA PENGANTAR

Puji syukur senantiasa saya haturkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan nikmat dan kesempatan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini tepat pada waktunya.

Skripsi ini mengangkat judul "Analisis Sw Berdasarkan Nilai Rw Spontaneous Potensial Dan Rw Pickett Plot Pada Formasi Berai Cekungan Barito Dengan Menggunakan Metode Well Logging".

Penulis berharap semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca dan bermanfaat guna pembaruan ilmu di masa yang akan datang. Penulis sadar pada skripsi ini masih banyak kesalahan dan jauh dari kata sempurna, untuk itu jika ditemukan kealahan pada penulisan skripsi ini, kiranya dapat memberikan saran maupun kritik pada penulis. Demikianlah kata pengantar yang dapat penulis sampaikan, apabila ada salah kata saya mohon maaf.

Penulis

Lita Samantha Manurung

SANWACANA

Puji syukur kehadirat Tuhan Yang Maha Esa karena atas rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Skripsi ini berjudul Analisis Sw Berdasarkan Nilai Rw Spontaneous Potensial Dan Rw Pickett Plot Pada Formasi Berai Cekungan Barito Dengan Menggunakan Metode Well Logging. Penulis berharap, karya yang merupakan wujud kerja dan pemikiran maksimal serta didukung dengan bantuan dan keterlibatan berbagai pihak ini akan dapat bermanfaat di kemudian hari.

Banyak pihak yang terlibat dalam dan memberikan kontribusi ilmiah, spiritual, dan informasi baik secara langsung maupun tidak langsung hingga terbentuk skripsi ini. Pada kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan terima kasih kepada:

1. Kedua orangtuaku yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan;
2. Adikku Melva Christin Manurung dan Kevin Trijaya Manurung yang terus memberikan semangat kepada penulis
3. Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KPPP Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan Penelitian Tugas Akhir;

4. Bapak Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung:
5. Bapak. Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si selaku pembimbing I yang selalu memberikan masukan, arahan serta motivasi dalam penulisan skripsi ini;
7. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si selaku pembimbing II yang memberikan bimbingan, saran dan kritik dalam proses penyelesaian skripsi ini;
8. Bapak Rustadi M.T selaku pembahas dalam Tugas Akhir atas kesediaannya terima kasih;
9. Dosen-Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung; Bapak Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D., Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., Bapak Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., Bapak Dr. Ahmad Zainudin, S.Si., M.T., Bapak Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., Bapak Alimuddin Muchtar, M.Si., Bapak Rustadi, M.T., Bapak Dr. Ordas Dewanto, M.Si., Bapak Karyanto, M.T., Bapak Bapak Nandi H, M.Si., Bapak Rahmat Catur Wibowo, M.Eng., Bapak Gede Boy, M.Eng., telah memberikan ilmu yang luar biasa dan memotivasi penulis untuk selalu menjadi lebih baik selama perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;
10. Seluruh Staf Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Unila, Pak Marsono, Mbak Dewi, Pak Legino dan Mas Pujiono, yang telah memberi banyak bantuan dalam proses administrasi;
11. Teman-teman TG 12. Vee, Niar, Elen, Andin, Gita, Azis, Nana, Vivi, Resti, Bella, Dilla, Zhai, Medi, Beta, Ferry, Virgi, Dedi A, Dimas S, Sigit,

Carta, Made, Agus, Gata, Zul, Shoultan, Rival, Dedi Y, Anta, Beny, Ryan, Irwan, Edo, Dimas T, Aldo, Dimastya, Kevin, Ghifari, Esha, Hilman, Jordy, Arianto, Legowo, Bari, Kukuh, Andre. Terima kasih untuk setiap kisah kita lalui bersama **Aku Sayang Kalian**;

12. Sahabat-sahabat tercinta Vee, Vivi, Elen, Niar, Andin, Gita, Azis, Nana, yang selama ini telah memberi semangat dan berbagi senyuman persahabatan kita takkan pernah berakhir;
13. Kakak serta adik tingkat Teknik Geofisika yang terus memberi semangat, nasihat dan yang saya banggakan;
14. Semua pihak yang telah membantu terselesaikannya skripsi ini.

DAFTAR ISI

Halaman

ABSTRACT **..... ..... i**

ABSTRAK ii

HALAMAN JUDUL iii

HALAMAN PERSETUJUAN iv

HALAMAN PENGESAHAN v

HALAMAN PERNYATAAN vi

RIWAYAT HIDUP vii

PERSEMBAHAN viii

MOTTO ix

KATA PENGANTAR x

SANWACANA xi

DAFTAR ISI xiv

DAFTAR TABEL xvii

DAFTAR GAMBAR xviii

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang 1
1.2 Tujuan Penelitian 2
1.3 Batasan Masalah 3
1.4 Manfaat Penelitian 3

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Daerah Penelitian 4

2.2 Kondisi Daerah Pengamatan 5

III. TEORI DASAR

3.1 Evaluasi Formasi 12
3.1.1 Mud Logging 12
3.1.2 Coring 13
3.2 Well Logging 14
3.3 Perangkat-Perangkat Well Logging 15
3.3.1 Log Listrik 16
3.3.2 Log Radioaktif 19
3.3.3 Log Akustik 25
3.3.4 Log Caliper 26
3.4 Interpretasi Kualitatif 27
3.4.1 Jenis Litologi 28
3.4.2 Sand Base Line dan Shale Base Line 29
3.4.3 Zona Batuan Reservoar 29
3.4.4 Jenis Fluida Pengisi Formasi 31
3.5 Interpretasi Kuantitatif 32
3.5.1 Volume Shale 32
3.5.2 Porositas 33
3.5.3 Resistivitas Air (Rw) Pada Zona 100% Air 36
3.5.4 Temperatur Formasi 37
3.5.5 Resistivity Water (Rw) Pada Formasi 38
3.5.6 Saturasi Air (Sw) 43
3.5.7 Lumping 45

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian 46
4.2 Alat dan Bahan 46
4.3 Prosedur Penelitian 46
4.3.1 Studi Literatur 47
4.3.2 Pengolahan Data Log 47
4.3.3 Perhitungan Properti Petrofisika 47
4.4 Diagram Alir 48
4.5 Jadwal Penelitian 49

V. HASIL PENGAMATAN DAN PEMBAHASAN

5.1 Data Pengamatan 50
5.2 Pembahasan 51
5.2.1 Analisis Log Kualitatif 51
5.2.2 Analisis Log Kuantitatif 56

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan 84
6.2 Saran 85

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

Tabel Halaman

Tabel 1 Faktor-Faktor Penyebab Respon Caliper. 26

Tabel 2 Densitas Matriks untuk Beberapa Mineral Pembentuk Batuan.....28

Tabel 3 Jadwal dan Waktu Penelitian 46

Tabel 4 *Range* Kandungan Lempung Pada Sumur K-09 56

Tabel 5 *Range* Kandungan Lempung pada Sumur K-012 58

Tabel 6 Nilai *Index Gamma ray* dan *Volume Shale* 58

Tabel 7 Nilai Porositas Pada Sumur K-09 dan K-012.....68

Tabel 8 Nilai *Sw* dengan Menggunakan *Rw* sp dan *Rw Pickett plot* 68

Tabel 9 Jenis Kandungan Fluida pada Sumur K-09 dan K-012.....69

Tabel 10 Hasil Lumping Sumur K-09.....77

Tabel 11 Hasil Lumping Sumur K-012.....77

DAFTAR GAMBAR

Gambar Halaman

Gambar 1 Peta Geologi Cekungan Barito 4

Gambar 2 Stratigrafi Cekungan Barito 7

Gambar 3 Log *Spontaneous Potential* 15

Gambar 4 Log *Gamma Ray* 18

Gambar 5 Proses Hamburan Sinar Gamma 19

Gambar 6 Log Densitas 20

Gambar 7 Log Neutron 21

Gambar 8 Log Sonik 22

Gambar 9 Log Caliper 24

Gambar 10 Grafik untuk Menentukan Nilai *Rmf/Rwe* 37

Gambar 11 Grafik untuk Menentukan Nilai *Rw* dari Log Sp 38

Gambar 12 Grafik *Pickett Plot* untuk Menetukan Nilai Rw 39

Gambar 13 Diagram Alir Penelitian 45

Gambar 14 *Triple combo* Sumur K-09 49

Gambar 15 *Triple combo* Sumur K-012 50

Gambar 16 Zona 2 Sumur K-09 50

Gambar 17 Zona 4 Sumur K-09 51

Gambar 18 Zona 6 Sumur K-09 52

Gambar 19 Zona 5 Sumur K-012 52

Gambar 20 Pembagian Zona (zonasi) Sumur K-09..... 54

Gambar 21 Zona Produktif 2 54

Gambar 22 Zona Produktif 4 55

Gambar 23 Zona Produktif 6 55

Gambar 24 Pembagian Zona (Zonasi) Sumur K-012..... 57

Gambar 25 Zona Produktif 5..... 57

Gambar 26 Grafik *Pickett plot Rw* K-09 59

Gambar 27 Zona *Water Bearing* Sumur K-09..... 60

Gambar 28 Grafik Rasio *Rmf/Rwe* Sumur k-09 62

Gambar 29 Grafik Nilai *Rw* Sumur K-09..... 63

Gambar 30 Grafik *Rw Pickett plot* Sumur K-012..... 64

Gambar 31 Zona *Water bearing* Pada Sumur K-012 65

Gambar 32 Grafik Rasio *Rmf/Rwe* Sumur K-012 66

Gambar 33 Grafik Nilai *Rw* Sumur K-012 67

Gambar 34 *Crossplot PHIE* dan Permeabilitas Sumur K-09 70

Gambar 35 *Crossplot PHIE* dan *Sw* Sumur K-09 71

Gambar 36 *Crossplot PHIE* dan *Volume clay* Sumur K-09 71

Gambar 37 *Cut off* Sumur K-09 72

Gambar 38 Hasil *Cut off* Zona 2 Sumur K-09..... 72

Gambar 39 Hasil *Cut off* Zona 4 Sumur K-09..... 73

Gambar 40 Hasil *cut off* Zona 6 Sumur K-09..... 73

Gambar 41 *Crossplot PHIE* dan Permeabilitas Sumur K-012 74

Gambar 42 *Crossplot PHIE* dan *Sw* Sumur K-012 74

Gambar 43 *Crossplot PHIE* dan *Volume clay* Sumur K-012 75

Gambar 44 Hasil *Cut off* Zona 5 Sumur K-012..... 75

Gambar 45 Penampang 2D *Net Pay*..... 77

Gambar 46 Penampang 3D *Net pay* 78

Gambar 47 Penampang 2D Porositas 78

Gambar 48 Penampang 3D porositas 79

Gambar 49 Penampang 2D Saturasi air..... 79

Gambar 50 Penampang 3D Saturaasi Air.....80

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam bidang pertambangan sekarang ini sudah banyak ditemukan metoda-metoda geofisika yang efektif dalam menemukan, mempermudah dan memaksimalkan kegiatan penambangan sumber daya alam. Salah satu metoda yang efektif adalah dengan menggunakan metoda geofisika sumur bor atau yang banyak dikenal sebagai *Well Logging*.

Metoda *well logging* merupakan metoda penyelidikan zona prospek yang mempelajari sifat fisik batuan suatu formasi dan perhitungan parameter fisik batuan. Metode ini cukup ampuh untuk memastikan isi dalam sebuah wilayah yang memiliki hidrokarbon karena memberikan keterangan ke dalam lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran bahan tambang hidrokarbon tersebut pada suatu lapisan batuan.

Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisa petrofisika mendukung usaha evaluasi formasi dengan cara mengggunakan hasil rekaman logging sebagai sumber utama. Data-data di luar data *logging* juga diperlukan, seperti data *core* dan data lumpur pemboran

Analisa ini sangat penting untuk mengetahui kualitas reservoar, jenis fluida, porositas dan permeabilitas dari suatu batuan atau formasi, karena hal ini hanya dapat diketahui berdasarkan sifat fisik dari batuan tersebut. Dengan cara menggunakan data log sebagai sumber utama, parameter fisika analisa berdasarkan ilmu petrofisika untuk mengevaluasi formasi akan dapat memberikan informasi secara akurat mengenai zona reservoar dan sejauh mana penyebaran hidrokarbon didasarkan pada evaluasi dan analisa parameter petrofisika seperti kandungan lempung (*Vclay*), Porositas (*Φ*), dan Saturasi air (*Sw*).

Analisa petrofisika dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu secara manual dengan menghitung nilai kuantitatif-kualitatif dan menggunakan *software*. Hasil akhir analisa petrofisika adalah penentuan zona reservoar serta jumlah hidrokarbon yang dikandung suatu formasi. Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan nilai dari parameter petrofisika Formasi Berai berdasarkan data log pengeboran sumur di struktur Cekungan Barito.

1.2 Tujuan

Secara umum tujuan dari penelitian ini adalah untuk memenuhi SKS (Sistem Kredit Semester) yang merupakan mata kuliah wajib yang harus diambil bagi mahasiswa strata-1 di jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Secara khusus tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menginterpretasi data log sumur menggunakan *software Interactive Petrophysics*.
2. Melakukan analisis kuantitatif berupa nilai porositas (*Φ*), *volume clay* (*Vcl*), *Resistivity water (Rw)*, *water saturation* (*Sw*), nilai *cut off*, dan nilai lumping.

3. Melakukan analisis kualitatif yaitu menentukan jenis fluida pengisi sumur berdasarkan analisis petrofisika.
4. Menganalisa nilai *Rw* berdasarkan metode *pickett plot* dan *Rw Spontaneous potenstial*.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang mencakup pada penelitian ini

1. sumber data merupakan data sekunder, dengan menggunakan 1 data sumur bor tanpa adanya data *core*. Dengan cakupan lokasi yang berada pada Cekungan Barito di Kalimantan Selatan
2. Penelitian ini mencakup *processing* data sumur dalam memperkirakan litologi, memperkirakan kandungan fluida, menghitung saturasi air, dan memperkirakan ketebalan reservoar pada Formasi Berai dengan menggunakan *cut off*.

1.4 Manfaat

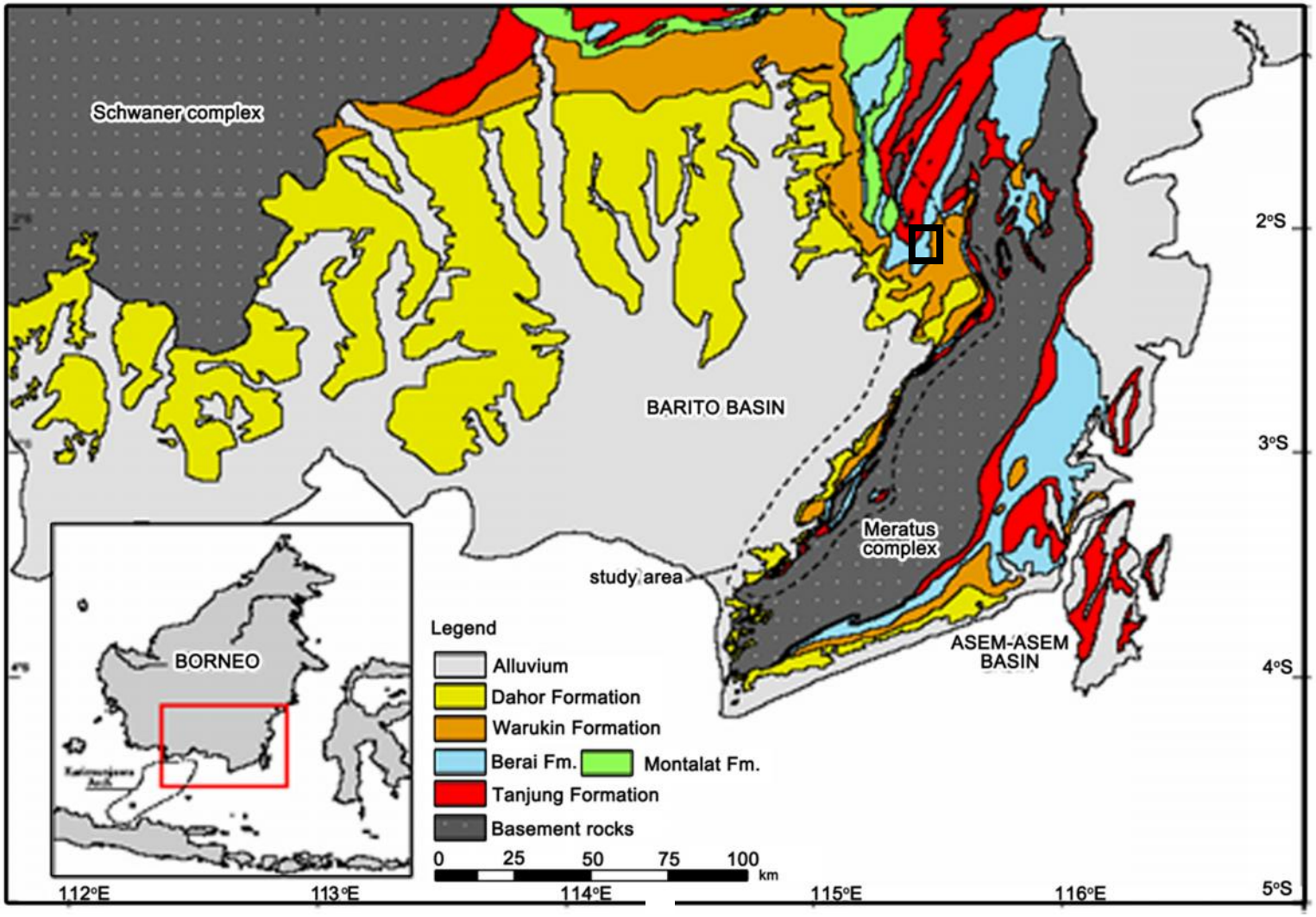
Manfaat dari penelitian ini untuk memberikan informasi litologi dari Cekungan Barito. Serta memberikan informasi apakah di daerah penelitian sumur K-09 dan K-012 berpotensi menghasilkan hidrokarbon.

II. STUDI PUSTAKA

2.1 Daerah Penelitian

Daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Barito. Cekungan Barito merupakan cekungan yang berada di bagian tenggara Pulau Kalimantan, tepatnya di Provinsi Kalimantan Selatan. Cekungan Barito merupakan cekungan dengan tipe *foreland basin* dan berumur tersier. Cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Meratus yang merupakan Zona *Suture*.

Cekungan ini memiliki suksesi tebal dari batuan sedimen yang tersingkap dengan basik sepanjang tepi cekungan sebelah timur. Cekungan Barito dibatasi oleh Kompleks Schwaner di bagian barat yang merupakan batuan metamorfik dan batuan granitik pluton berumur *cretaceous* dan juga batuan vulkanik. Pada Utara berbatasan dengan tinggian Barito (Witt, 2012) yang merupakan kelanjutan dari trend Zona Sesar Adang yang menerus hingga ke darat. Tinggian ini yang memisahkan Cekungan Barito dari Cekungan Kutai. Pada bagian timur cekungan berbatasan dengan Kompleks Meratus.



Gambar 1 Peta Geologi Cekungan Barito (Witts 2011)

Batas ini menghasilkan sabuk ophiolit, metamorf akibat subduksi, dan batuan tipe busur dengan rentang umur Jura hingga Cretaceous yang tersingkap dengan trend Barat Laut – Tenggara (Wakita dkk.,1998). Kompleks ini yang juga membatasi Cekungan Barito dengan cekungan Asam-Asam yang berukuran lebih kecil dan juga *Platform Patenosfer* di Timurnya. Ada kemiripan stratigrafi diantar dua area ini sehingga diperkirakan dua cekungan ini pernah terhubung, membentuk *depocentre* tunggal selama Paleogen dan Awal Neogen, sebelum pengangkatan Meratus.

2.2 Kondisi Daerah Pengamatan

2.2.1 Geologi Regional

Secara tektonik Cekungan Barito terletak pada batas bagian tenggara dari Schwanner Shield, Kalimantan Selatan. Cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Meratus pada bagian Timur dan pada bagian Utara terpisah dengan Cekungan Kutai oleh pelenturan berupa Sesar Adang yang berorientasi WNW-ESE dengan pergerakan mengiri, ke Selatan masih membuka ke Laut Jawa, dan ke Barat dibatasi oleh Paparan Sunda. Cekungan Barito merupakan cekungan asimetrik, memiliki cekungan depan (*foredeep*) pada bagian paling timur dan berupa platform pada bagian barat. Cekungan Barito mulai terbentuk pada Kapur Akhir, setelah tumbukan (*collision*) antara *microcontinent Paternoster* dan Baratdaya Kalimantan. Pada Tersier Awal terjadi deformasi ekstensional sebagai dampak dari tektonik konvergen, dan menghasilkan pola *rifting* baratlaut – tenggara. *Rifting* ini kemudian menjadi tempat pengendapan sedimen *lacustrine* dan kipas aluvial (*alluvial fan*) dari Formasi Tanjung bagian bawah yang berasal dari

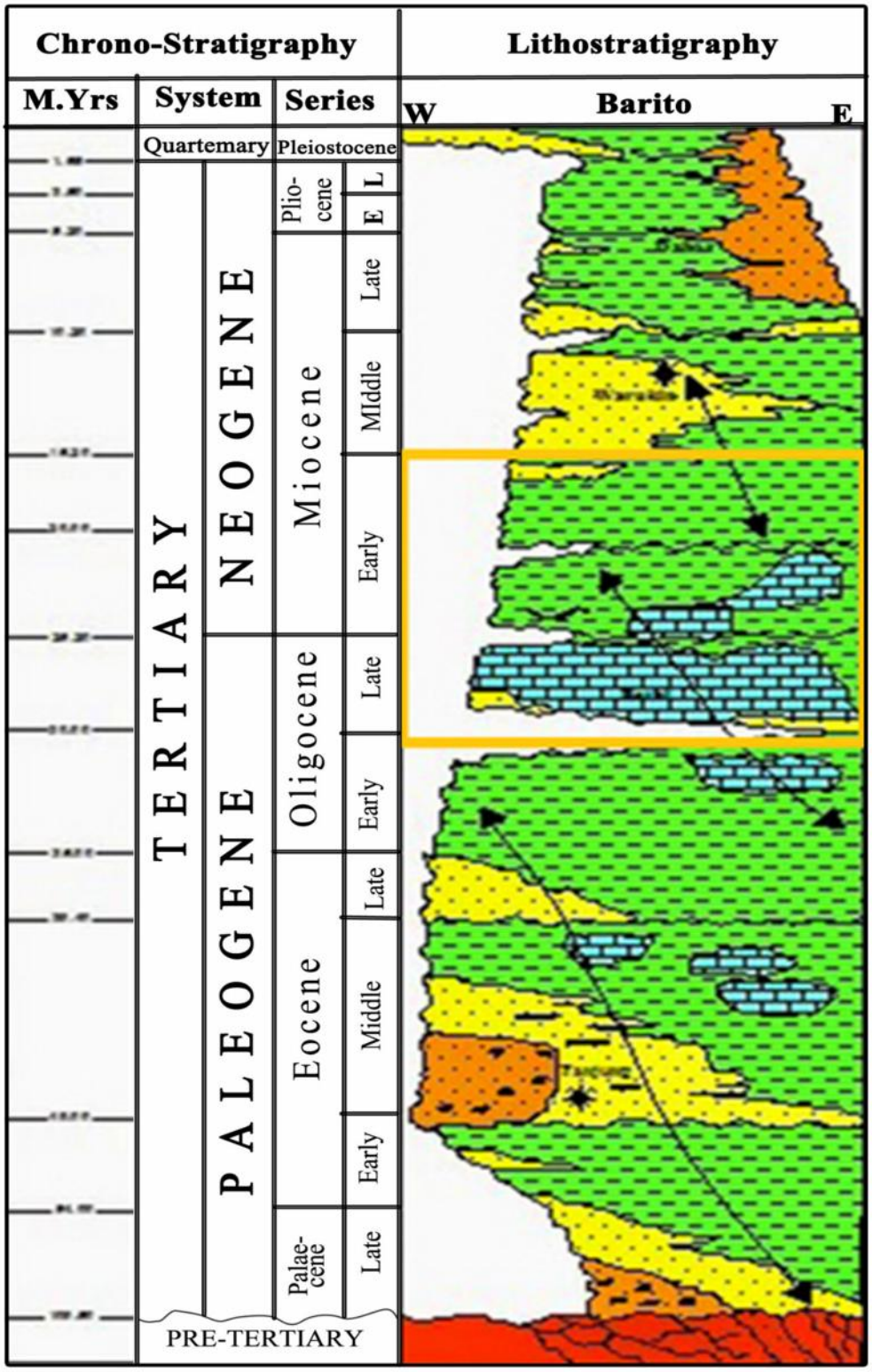
wilayah horst dan mengisi bagian graben, kemudian diikuti oleh pengendapan Formasi Tanjung bagian atas dalam hubungan transgresi.

Pada Awal Oligosen terjadi proses pengangkatan yang diikuti oleh pengendapan Formasi Berai bagian Bawah yang menutupi Formasi Tanjung bagian atas secara selaras dalam hubungan regresi. Pada Miosen Awal dikuti oleh pengendapan satuan batu gamping masif Formasi Berai.

Selama Miosen tengah terjadi proses pengangkatan kompleks Meratus yang mengakibatkan terjadinya siklus regresi bersamaan dengan diendapkannya Formasi Warukin bagian bawah, dan pada beberapa tempat menunjukkan adanya gejala ketidakselarasan lokal (hiatus) antara Formasi Warukin bagian atas dan Formasi Warukin bagian bawah. Pengangkatan ini berlanjut hingga Akhir Miosen Tengah yang pada akhirnya mengakibatkan terjadinya ketidakselarasan regional antara Formasi Warukin atas dengan Formasi Dahor yang berumur Miosen Atas – pliosen. Tektonik terakhir terjadi pada kala Plio-Pliestosen, seluruh wilayah terangkat, terlipat, dan terpatahkan. Sumbu struktur sejajar dengan Tinggian Meratus. Sesar-sesar naik terbentuk dengan kemiringan ke arah Timur, mematahkan batuan-batuan tersier, terutama daerah-daerah Tinggian Meratus.

2.2.2 Stratigrafi Regional

Stratigrafi daerah Cekungan Barito telah banyak dibahas oleh para ahli geologi terdahulu, khususnya yang bekerja di lingkungan perminyakan. Secara umum stratigrafi Cekungan Barito dari muda ke tua secara berurut adalah sebagai berikut:



Gambar 2 Stratigrafi Cekungan Barito (Witts, 2011)

Dari gambar di atas dapat diurutkan stratigrafi cekungan barito berdasarkan waktu terbentuknya dari tua ke muda yang akan dijabarkan sebagai berikut:

1. Formasi Tanjung

   Formasi paling tua yang ada di daerah penambangan, berumur Eosen, yang diendapkan pada lingkungan paralis hingga neritik dengan ketebalan 900-1100 meter, terdiri dari (atas ke bawah) batulumpur, batulanau, batupasir, sisipanbatubara yang kurang berarti dan konglomerat sebagai komponen utama. Hubungannya tidak selaras dengan batu pra-tersier.

2. Formasi Berai

   Formasi ini diendapkan pada lingkungan lagoon hingga neritik tengah dengan ketebalan 107-1300 meter. Berumur Oligosen bawah sampai Miosen awal, hubungannya selaras dengan Formasi Tanjung yang terletak dibawahnya. Formasi ini terdiri dari pengendapan laut dangkal di bagian bawah, batu gamping dan napal di bagian atas.Formasi Berai, litologinya terdiridari batugamping mengandung fosil foraminifera besar seperti Spiroclypeus orbitodeus, Spiroclypeus sp, dll yang menunjukkan umur Oligosen-Miocene Awal dan bersisipannapal, terendapkan dalam lingkungan neritik, dan mempunyai ketebalan sekitar 1000 meter.

3. Formasi Warukin

   Formasi ini diendapkan pada lingkungan neritik dalam hingga deltaic dengan ketebalan 1000-2400 meter, dan merupakan formasi paling produktif, berumur Miosen Tengah sampai Plestosen Bawah. Pada formasi ini ada tiga lapisan paling dominan, yaitu:

   a. Batulempung dengan ketebalan ± 100 meter

b. Batulumpur dan batu pasir dengan ketebalan 600-900 meter, dengan bagian atas terdapat deposit batubara sepanjang 10 meter.

c. Lapisan batubara dengan tebal cadangan 20-50 meter, yang pada bagian bawah lapisannya terdiri dari pelapisan pasir dan batupasir yang tidak kompak dan lapisan bagian atasnya yang berupa lempung dan batu lempung dengan ketebalan 150-850 meter. Formasi warukin ini hubungannya selaras dengan formasi Berai yang ada di bawahnya.

4. Formasi Dohor

   Formasi ini diendapkan pada lingkungan litoral hingga supralitoral, yang berumur miosen sampai plio-plistosen dengan ketebalan 450-840 meter. Formasi ini hubungannya tidak selaras dengan ketiga formasi di bawahnya dan tidak selaras dengan endapan alluvial yang ada di atasnya. Formasi ini terdiri dari perselingan batuan konglomerat dan batupasir yang tidak kompak, pada formasi ini juga ditemukan batulempung lunak, lignit dan limonit.

5. Endapan Alluvium

   Merupakan kelompok batuan yang paling muda yang tersusun oleh kerikil, pasir, lanau, lempung, dan lumpur yang tersebar di morfologi dataran dan sepanjang aliran sungai.

III. TEORI DASAR

3.1 Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi umumnya dilakukan secara berurutan dan sistematis. Daerah yang dianggap berpotensi mengandung hidrokarbon awalnya ditentukan melalui survei seismik, gravitasi, dan magnetik. Setelah daerah tersebut dibor selanjutnya dilakukan *mud logging* dan *measurements while drilling (MWD)* setelah itu bisa dilakukan pengambilan batu inti (Bateman, 1985). Saat mata bor tersebut telah mencapai kedalaman tertentu maka *logging* dapat dilakukan. Penjelasan mengenai metode – metode yang digunakan dalam evaluasi formasi adalah sebagai berikut :

3.1.1 *Mud Logging*

Mud *logging* merupakan proses mensirkulasikan dan memantau perpindahan *mud* dan *cutting* pada sumur selama pemboran (Bateman, 1985). Menurut Darling (2005) terdapat dua tugas utama dari seorang *mud logger* yaitu :

1. Memantau parameter pengeboran dan memantau sirkulasi gas/cairan/padatan dari sumur agar pengeboran dapat berjalan dengan aman dan lancar..
2. Menyediakan informasi sebagai bahan evaluasi bagi *petroleum engineering department.*

Mud-logging unit akan menghasilkan *mud log* yang akan dikirim ke kantor pusat perusahaan minyak. Menurut Darling (2005), *Mud log* merupakan alat yang berharga untuk petrofisis dan geolog di dalam mengambil keputusan dan melakukan evaluasi. Darling (2005) menyatakan bahwa *mud log* digunakan untuk hal–hal berikut ini:

1. Identifikasi tipe formasi dan litologi yang dibor
2. Identifikasi zona yang *porous* dan *permeable*
3. *Picking of coring, casing*, atau batas kedalaman pengeboran akhir
4. Memastikan keberadaan hidrokarbon sampai pada tahap membedakan jenis hidrokarbon tersebut apakah minyak atau gas

3.1.2 *Coring*

Coring merupakan metode yang digunakan untuk mengambil batu inti *(core)* dari dalam lubang bor (Bateman,1985). *Coring* penting untuk mengkalibrasi model petrofisik dan mendapat informasi yang tidak diperoleh melalui log.

Setelah pengeboran, *core* (biasanya 0,5 m setiap 10 menit) dibungkus dan dijaga agar tetap awet. *Core* tersebut mewakili kondisi batuan tempatnya semula berada dan relatif tidak mengalami gangguan sehingga banyak informasi yang bisa didapat. Informasi penting yang bisa didapat oleh seorang petrofisis dari data *core* tersebut menurut Darling (2005) antara lain:

1. Homogenitas reservoir
2. Tipe sementasi dan distribusi dari porositas dan permeabilitas
3. Kehadiran hidrokarbon dari bau dan pengujian dengan sinar ultraviolet
4. Tipe mineral

5.Kehadiran *fracture* dan orientasinya

6.Kenampakan dip

7.Keterbatasan analisis *Core*

Data *core* tidak selalu akurat, ada sejumlah alasan yang menyebabkan hal tersebut yaitu:

1. Suatu *core* diambil pada *water leg*, dimana proses diagenesis mungkin saja terjadi, hal ini menyebabkan *core* tidak selalu dapat mewakili *oil* atau *gas leg* di reservoar.
2. *Coring* dan proses pemulihannya menyebabkan tejadinya perubahan tekanan dan suhu batuan sehingga bisa menyebabkan terjadinya perubahan struktur pada batuan tersebut.
3. Proses penyumbatan, pembersihan, dan pengeringan dapat mengubah *wettability* dari sumbat sehingga membuatnya tidak bisa merepresentasikan kondisi di bawah lubang bor.
4. Pengukuran resistivitas sumbat pada suhu lingkungan dengan menggunakan udara sebagai fluida yang tidak basah *(nonwetting fluid)* bisa tidak merepresentasikan kondisi reservoar.

3.2 Well Logging

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kegiatan untuk mendapatkan data log disebut '*logging*' *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva

log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat-sifat batuan dan cairan.

Bagi seorang geolog, *well logging* merupakan teknik pemetaan untuk kepentingan eksplorasi bawah permukaan. Bagi seorang petrofisisis, *well logging* digunakan untuk mengevaluasi potensi produksi hidrokarbon dari suatu reservoar. Bagi seorang geofisisis, *well logging* digunakan untuk melengkapi data yang diperoleh melalui seismik. Seorang *reservoir engineer* menggunakan *well log* sebagai data pelengkap untuk membuat simulator. Saat ini teknologi *well logging* terus berkembang sehingga dapat digunakan untuk menghitung potensi hidrokarbon yang terdapat di dalam suatu formasi batuan.

Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, resistivitas dan saturasi hidrokarbon. Tujuan lainnya untuk menentukan zona efektif hidrokarbon, memperkirakan kuantitas minyak dan gas dalam reservoar (Harsono, 1997).

3.3 Perangkat – Perangkat Well Logging

Alat *logging* tertentu sangat peka terhadap kehadiran gas, sedangkan alat lainnya peka terhadap kandungan fluida lubang bor. Namun dari semua itu, yang perlu diperhatikan adalah kenyataannya tidak satupun alat logging yang mengukur porositas, saturasi, permeabilitas, atau jenis fluida secara langsung. Ada 4 tipe atau jenis log yang biasanya digunakan dalam interpretasi yaitu:

1. Log listrik, terdiri dari log SP (*spontaneous potensial*) dan log resistivitas.

2. Log radioaktif, terdiri dari log GR (*gamma ray*), log porositas (log densitas dan log neutron).
3. Log akustik berupa log sonik.
4. Log caliper.

3.3.1 Log listrik

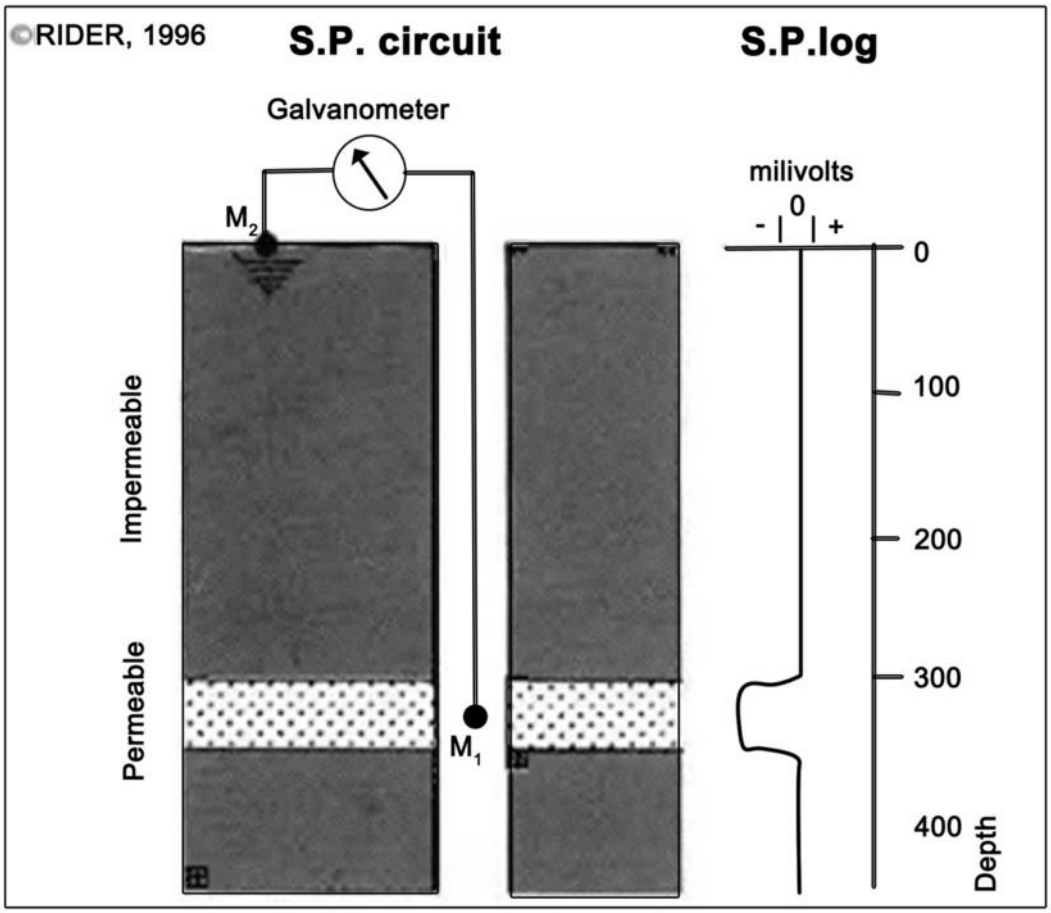
Log listrik merupakan suatu jenis log yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan batuan, yaitu resistivitas atau tahanan jenis batuan dan potensial diri dari batuan. Log listrik ini terbagi menjadi beberapa bagian yaitu:

1. **Log *Spontaneous Potensial* (SP)**

   Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik – turun. Pembacaan Kurva SP pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Hilchie, 1982). Bila *Rmf*>*Rw* (*fresh mud*), maka defleksi SP menyimpang ke kiri (SP negatif), sedangkan bila *Rmf*<*Rw* (*Salt mud*), maka defleksi SP menyimpang ke kanan (SP positif). SP log hanya dipakai dengan dasar *salt water drilling muds*.

   Pada prinsipnya, defleksi negatif akan terjadi bila salinitas kandungan dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur, sedangkan defleksi positif terjadi bila salinitas kandungan dalam lapisan lebih kecil

dibandingkan salinitas lumpur. Bilamana pada lapisan permeabel salinitasnya sama dengan lumpur maka defleksi SP akan merupakan garis lurus sebagaimana pada *shale/clay*. Kurva SP yang lurus selain pada *shale* dan kesamaan salinitas juga dikarenakan adanya lapisan yang sangat kompak (*tight zone*).



Gambar 3 Log *Spontaneous potential* (Rider, 1996)

2. Log Resisitivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Thomas, 1984). Nilai resistivitas rendah apabila batuan

mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (*Rt*) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi. Yang umum dikenal sebagai log *Rt* adalah LLD (*Deep Laterelog Resistivity*), LLS (*Shallow Laterelog Resisitivity*), ILd (*Deep Induction Resisitivity*), ILm (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL.

Log resistivity merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona yang mengandung air ataupun hidrokarbon, zona permeabel dan zona berpori. Standar log resistivity seperti laterolog dan *induction* log menggunakan gelombang elektromagnetik dengan frekuensi sekitar 35 sampai 20000 Hz. Pada reservoar, nilai konduktifitas dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh tipe porositas dan *wettability* dari formasi (Harsono, 1997).

Dengan adanya invasi maka industri logging telah menciptakan 3 tipe alat Resistivitas yaitu:

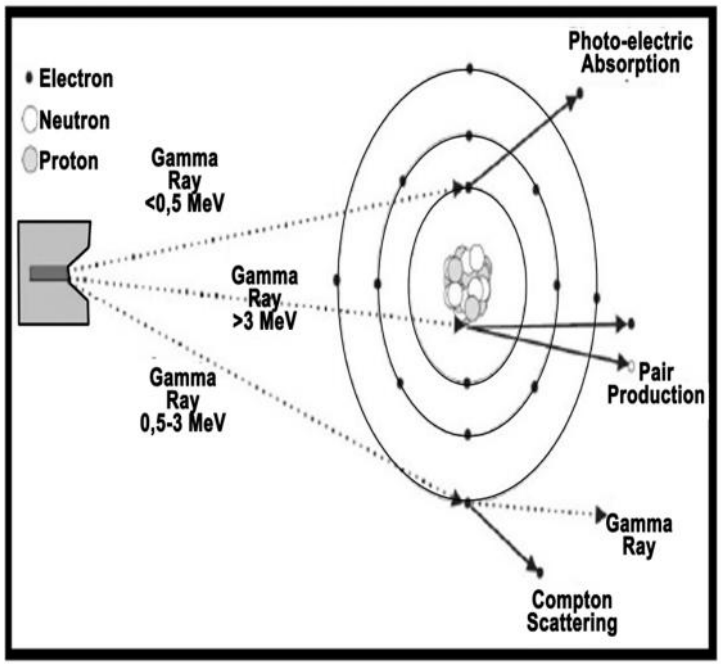
1. *Laterolog Log Deep* (LLD) : jangkauan kedalaman dalam.
2. *Laterolog Log Medium* (LLM) : jangkauan kedalaman menengah.
3. *Laterolog Log Shallow* (LLS) : jangkauan kedalaman dangkal

3.3.2 Log Radioaktif

Log radioaktif pada prinsipnya menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif dalam suatu lapisan batuan dengan menggunakan suatu radioaktif tertentu. Log Radioaktif terbagi menjadi beberapa macam yaitu:

1. Log *Gamma Ray*

   Log *gamma r*ay adalah rekaman radioaktivitas alamiah. Radioaktivitas alamiah yang ada di formasi timbul dari elemen-elemen berikut yang ada dalam batuan (Harsono, 1997) yaitu: Uranium (U), Thorium (Th), Potasium (K). Elemen tersebut biasanya banyak dijumpai pada *shal* /clay, maka, log GR sangat berguna berguna untuk mengetahui besar/kecilnya kandungan *shale* dalam lapisan permeabel. Dengan menarik garis GR yang mempunyai harga maksimum dan minimum pada suatu penampang log maka kurva log GR yang jatuh diantara kedua garis tersebut merupakan indikasi adanya lapisan *shaly*.

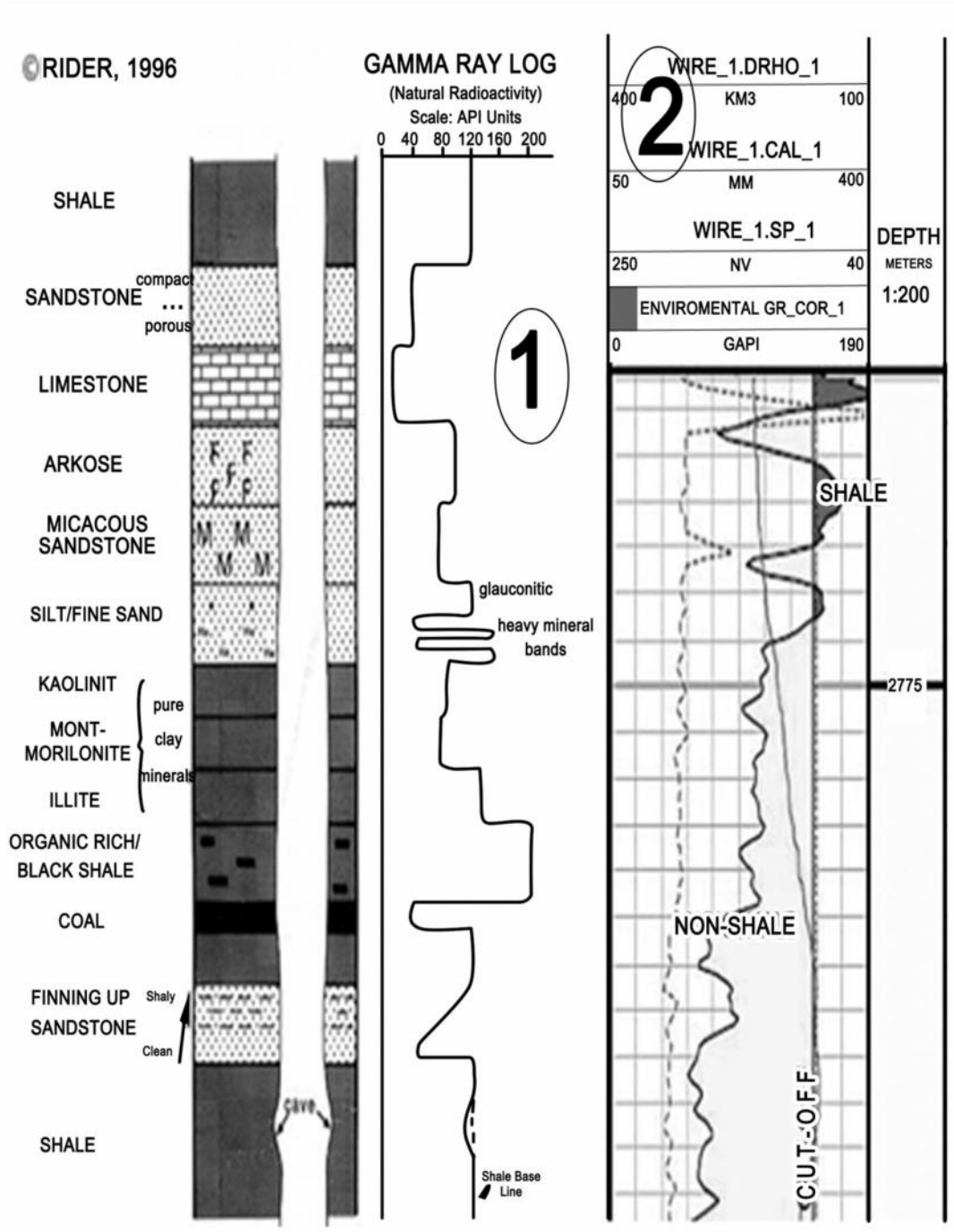


Gambar 5. Proses hamburan dan penyerapan sinar gamma. (Rider, 2002)

Maka dari itu, log GR secara luas digunakan dalam interpretasi

batuan, pasir- serpih untuk menghitung volume dari *shale* (V_{sh}). Prinsipnya adalah interpolasi linear dari pembacaan pasir dan serpih. Namun, tidak semua serpih bersifat radioaktif, dan semua yang radioaktif belum tentu serpih. Secara khusus Log GR berguna untuk mendefinisi lapisan permeabel di saat SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya (*Rmf* = *Rw*) atau juga ketika SP tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif. Secara umum fungsi dari Log GR antara lain:

1. Evaluasi kandungan serpih/*shale Vsh*
2. Menentukan lapisan permeable
3. Evaluasi bijih mineral radioaktif
4. Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
5. Korelasi Log pada sumur berselubung
6. Korelasi antar sumur



Gambar 4. Defleksi kurva log *gamma ray* terhadap pengaruh *shale* dan *sand* (Rider, 1996).

2. Log Porositas

Log Porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik / sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat–sifat fisika

batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dideskripsikan.

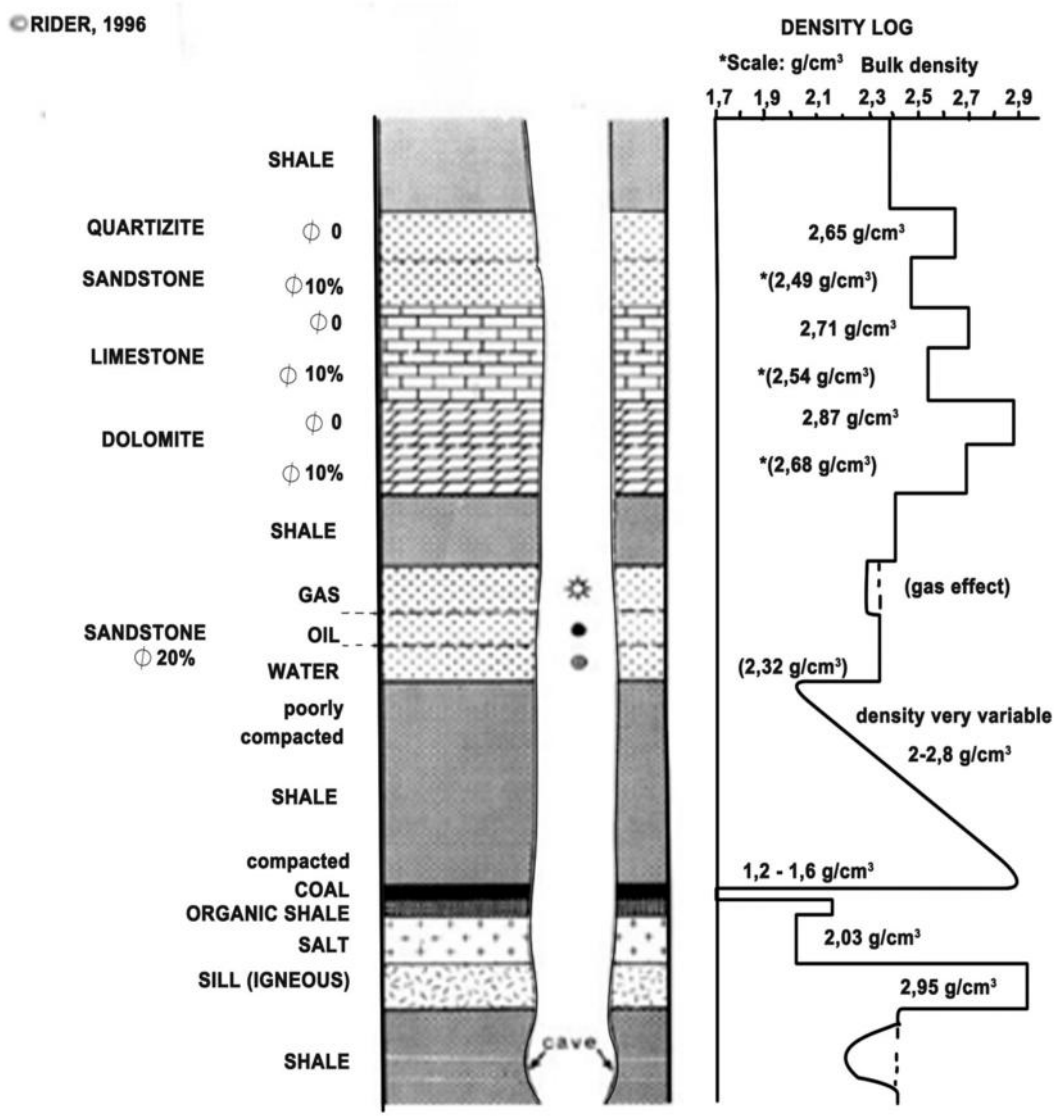
Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan di lapangan saat ini yaitu: Sonik, Densitas, dan Neutron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu dibuat sehingga istilah-istilah “Porositas Sonik”, “Porositas Densitas”, dan “Porositas Neutron”. Porositas ini biasanya tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili porositas sebenarnya. Log Porositas terbagi menjadi beberapa bagian yaitu:

a. Log Densitas

Alat porositas pertama adalah yang akan ditinjau adalah Alat Litho-Densitas atau *Litho-Density Tool* (LDT). Pada LDT, menggunakan prinsip fisika nuklir dengan memanfaatkan tembakan sinar gamma, sehingga LDT dirancang untuk memberikan tanggapan terhadap Gejala Fotolistrik dan Hamburan Compton dengan cara memilih sumber radioaktif yang memproduksi sinar gamma dengan tingkat tenaga antara 75 Kev dan 2 Mev, misalnya unsur Cesium-137 yang mempunyai puncak tenaga sinar gamma pada 662 keV.

Log densitas merekam secara menerus dari densitas bulk formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara. Secara geologi densitas bulk adalah fungsi dari densitas total dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996). Pada

Gambar 6 di bawah ini akan ditunjukan contoh reaksi dari Log densitas.

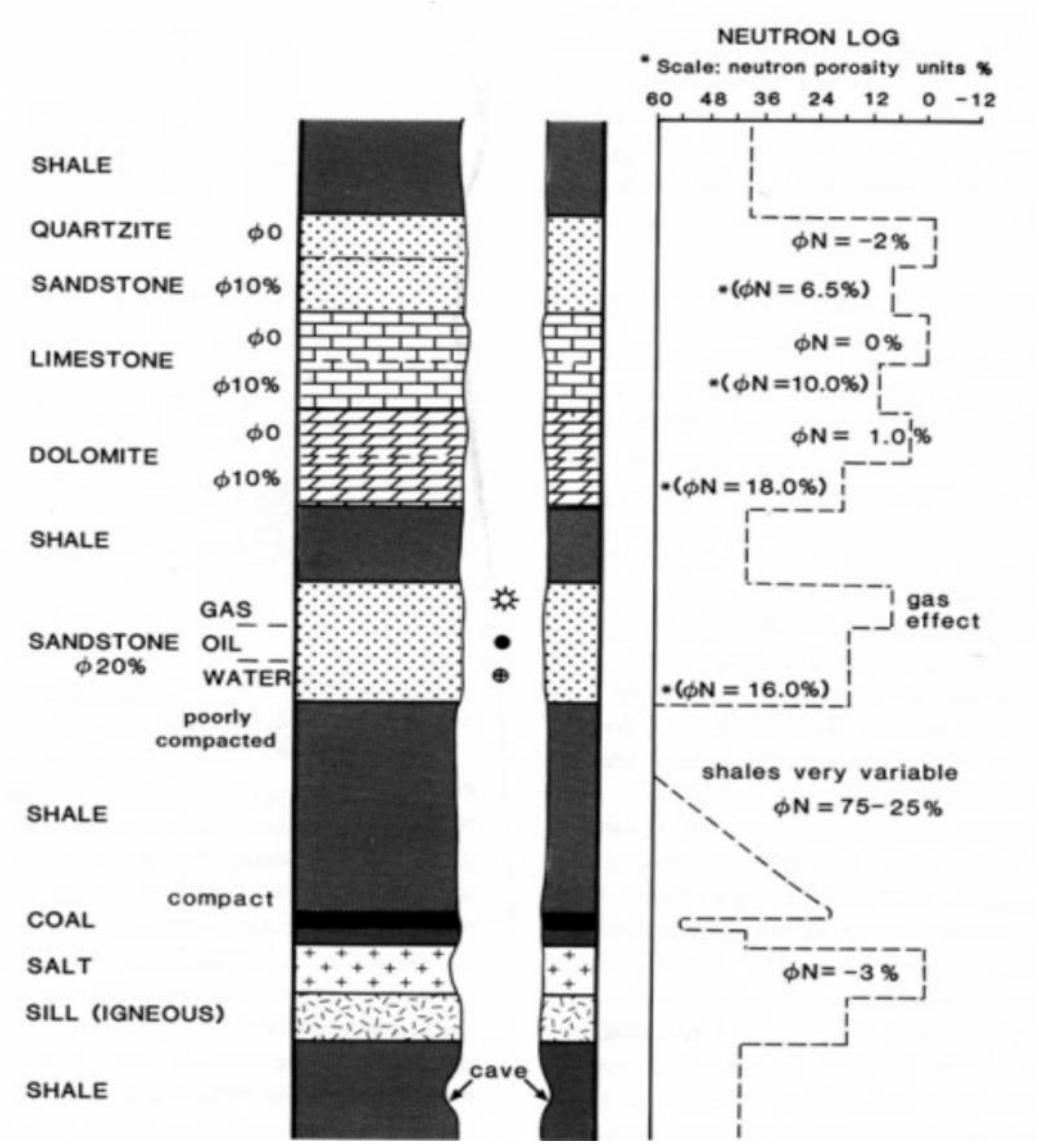


Gambar 6 Log densitas beberapa respon yang khas. (Rider, 1996)

b. Log Neutron

Log neutron merekam Hidrogen index (*HI*) dari formasi. *HI* merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau air). Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (*Porosity Unit*) (Rider, 1996).

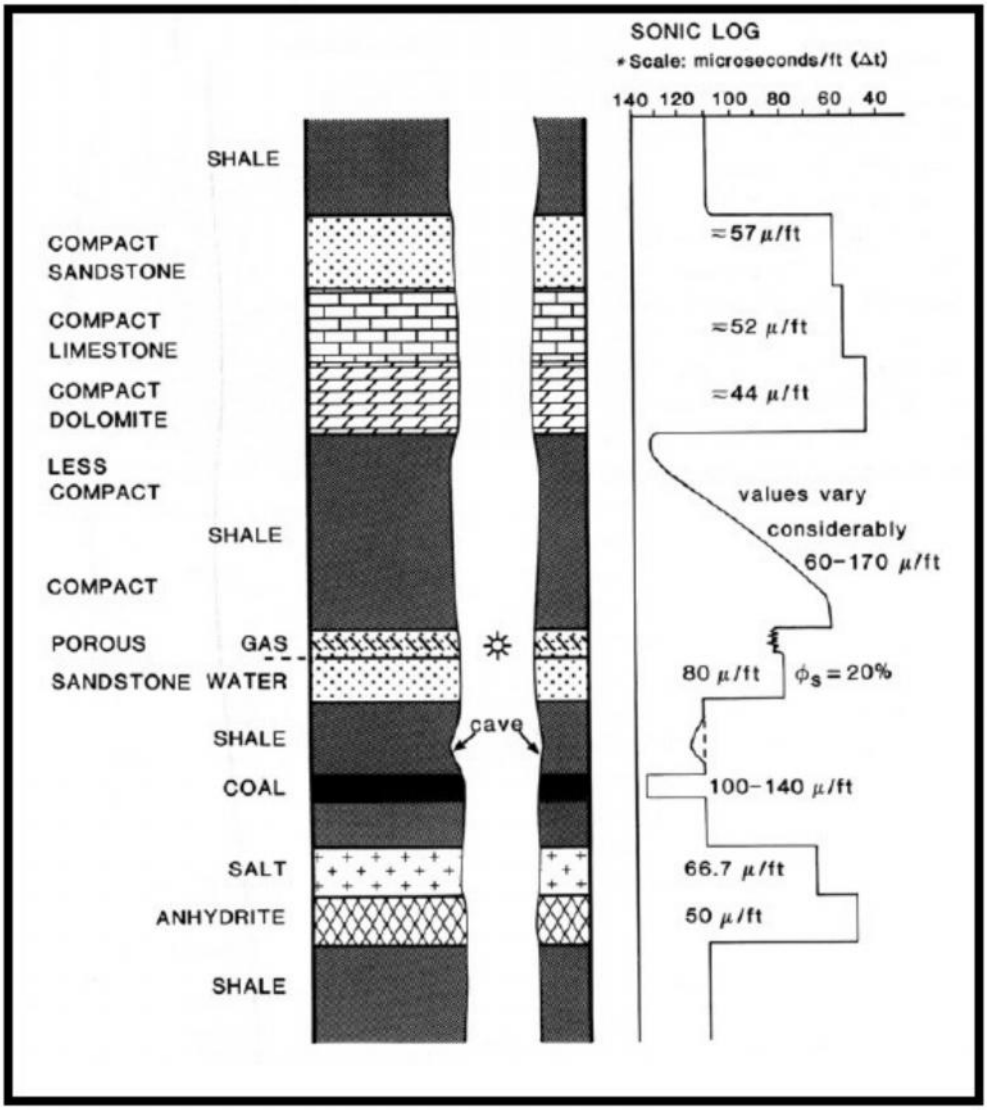
Alat Neutron dipakai untuk menentukan *primary porosity* batuan, yaitu ruang pori batuan yang terisi air, minyak bumi atau gas. Bersama log lain misalnya log densitas, dapat dipakai untuk menentukan jenis batuan/ litologi serta tipe fluida yang mengisi pori pori batuan.



Gambar 7 Log neutron beberapa respon yang khas (Rider, 2002)

3.3.3 Log akustik

Log akustik adalah log sonik. Log sonik adalah suatu log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana seperti pada log densitas dan log neutron



Gambar 8 Grafik respon Log Sonik (Rider, 2002)

. Log sonik adalah log yang menggambarkan waktu dari kecepatan suara yang dikirim atau dipancarkan kedalam formasi yang mana pantulan suara yang kembali akan diterima oleh receiver. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut dengan " *Interval Transit Time*" atau *Dt*. Besar

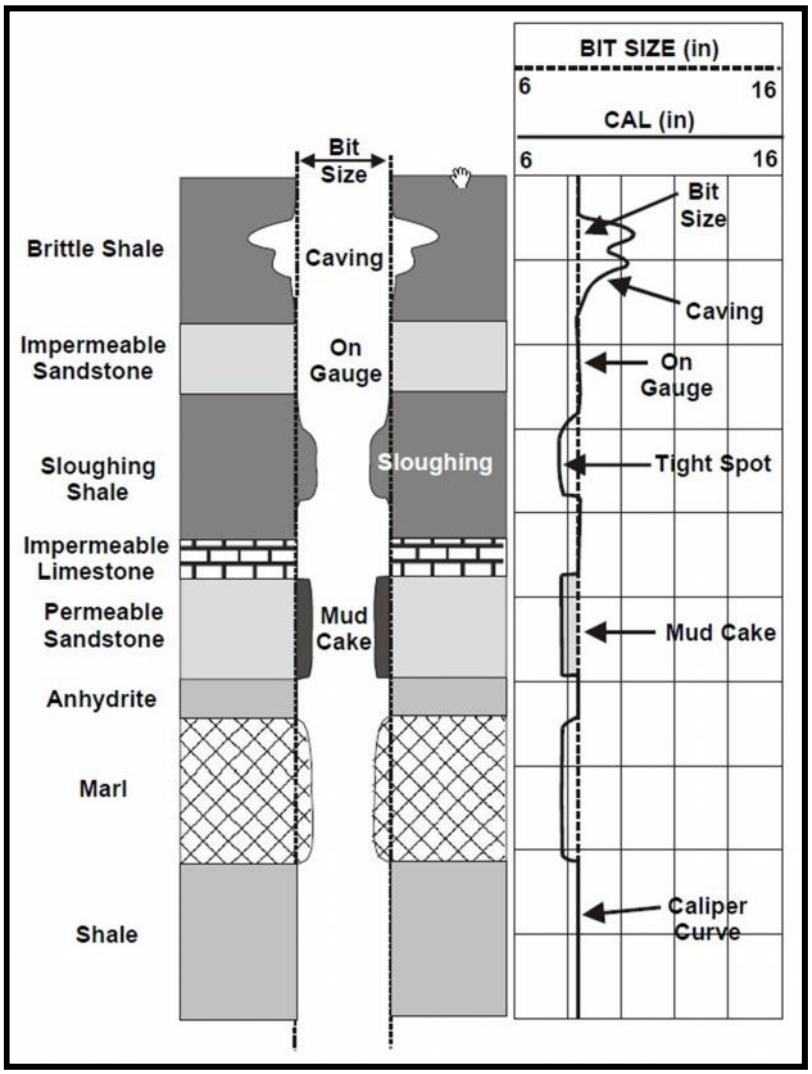
kecilnya harga *Dt* yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan, besarnya porositas batuan dan isi yang terkandung dalam batuan.

3.3.4 Log Caliper

Alat caliper berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor. Alat mekanik sederhana caliper mengukur profil vertikal diameter lubang. Log caliper digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, log ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoar) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan log *gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan. Berikut beberapa faktor yang mempengaruhi respon kaliper yang ditunjukan pada **Tabel 1** di bawah ini.

Tabel 1 Faktor- faktor penyebab respon caliper.

Diameter lubang	*Penyebab*	*Kemungkinan Litologi*
On gauge / sama dengan ukuran mata bor	Sumur formasi yang terkonsolidasi. Formasi batuan non-permeabel.	Batupasir masif, Batu lempung, karbonatan, Batuan beku, Batuan metamorf
Lebih besar dari ukuran mata bor	Formasi terlarut dalam lumpur pemboran. Formasi lemah dan runtuh.	Formasi garam dibor dengan air tawar. Batupasir tak terkonsolidasi, kerikil-kerikil, *brittle shales*.
Lebih kecil dari ukuran mata bor	Formasi mengembang dan mengalir ke dalam lubang bor. Terbentuknya kerak lumpur pada formasi berporous dan permeabel.	Batu lempung mengembang batupasir berporous dan permeabel



Gambar 9 Tipikal respon caliper untuk berbagai litologi *(*Rider,1996*)*

3.4 Interpretasi Kualitatif

Pada analisa kualitatif, parameter-parameter yang dievaluasi antara lain yaitu:

1. Jenis litologi
2. *Sand baseline* dan *shale baseline*
3. Lapisan permeabel dan impermeabel
4. Zona reservoar

5. Jenis cairan pengisi reservoar

3.4.1 Jenis Litologi

Jenis litologi zona reservoar dapat ditentukan berdasarkan kenampakan defleksi log tanpa melakukan perhitungan. Adapun kenampakan beberapa jenis litologi batuan reservoar adalah sebagai berikut:

A. Batupasir pada log dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *gamma ray* rendah, namun apabila terjadi pada batupasir radioaktif maka defleksi kurva *gamma ray* akan tinggi. Sifat radioaktif pada batupasir biasanya disebabkan karena pengaruh mineral feldspar, mika yang memiliki nilai radioaktif tinggi.
2. Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro (harga tahanan jenis yang dicatat log micronormal 2” daripada yang dicatat oleh microinverse 1x1“). Nilai kurva resistivitas tinggi.
3. Terjadi defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeable/*porous*.
4. Diameter lubang bor yang relatif lebih kecil karena cenderung untuk membentuk kerak lumpur yang tebal.

B. Batugamping pada log dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *gamma ray* lebih rendah daripada batupasir.
2. Harga ¤*b* lebih tinggi (lebih rendah daripada batupasir).
3. Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro apabila batugamping tersebut porous dan terjadi separasi negatif bila tidak porous. Nilai kurva resistivitas tinggi.

4. Terjadi defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeable/*porous*.
5. Kurva log neutron berhimpit dengan kurva log densitas.
6. Lubang bor kadang-kadang membesar.

C. Batuserpih/*shale* pada log dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *gamma ray* tinggi.
2. Porositasnya neutron lebih besar daripada porositas densitas dan tidak menunjukkan adanya *crossover* antara kurva TNPH-RHOB.
3. Nilai kurva resistivitas rendah.
4. Kurva SP tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva SP relative membentuk garis lurus.

3.4.2 *Sand Baseline* dan *shale baseline*

Sand baseline dan *shale baseline* bisa dianalisa menggunakan log SP dan log GR. Dengan log SP, Pada lapisan *shale/clay*, bentuk kurva SP lurus dan merupakan *shale baseline*. Sedangkan pada lapisan permeabel atau *sand*, defleksi SP berkembang bisa positif atau negatif tergantung jenis kandungannya. Sedangkan penentuan *sand baseline* dan *shale baseline* menggunakan log GR adalah ketika pada *shale base line*, defleksi kurva *gamma ray* tinggi, dan ketika pada *sand base line* defleksi kurva *gamma ray* rendah.

3.4.3 Zona Batuan Reservoar

Batuan reservoar yang berpori/*porous* dapat dibedakan dengan zona batuan kedap/*impermeabel* dengan melihat bentuk-bentuk kurva log. Adapun perbedaan

kenampakan antara lapisan batuan kedap dengan lapisan batuan *porous* pada log sebagai berikut: (Rider,1996)

A. Zona batuan kedap (misal batulempung, serpih) dicirikan oleh :
    1. Harga kurva sinar *gamma ray* tinggi
    2. Kurva SP tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva SP relatif membentuk garis lurus.
    3. Tidak berbentuk kerak lumpur pemboran, diameter lubang kadang membesar (tidak selalu)
    4. Adanya serpih negatif pada mikrolog
    5. Harga tahanan jenis pada zona terinvasi/*flushed zone* (*Rxo*) hampir sama dengan harga tahanan jenis formasi (*Rt*)
    6. Harga porositas neutron lebih tinggi daripada porositas densitas
B. Zona batuan *porous* (misal batupasir, batugamping terumbu) dicirikan oleh:
    1. Harga sinar kurva *gamma ray* rendah
    2. Adanya defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeable/*porous*. Besarnya defleksi, tidak menunjukkan besarnya tingkat permeabilitas.
    3. Terbentuknya kerak lumpur pemboran
    4. Adanya separasi positif pada mikrolog
    5. Mempunyai harga porositas menengah sampai tinggi

3.4.4 Jenis Fluida Pengisi Formasi

Untuk membedakan jenis fluida yang terdapat di dalam formasi, air, minyak atau gas, ditentukan dengan melihat log resistivitas dan gabungan log densitas-neutron. Zona hidrokarbon ditunjukkan oleh adanya separasi antara harga tahanan jenis zona terinvasi (*Rxo*) dengan harga resistivitas sebenarnya formasi pada zona tidak terinvasi (*Rt*). Separasi tersebut dapat positif atau negatif tergantung pada harga *Rmf/Rw*>1, harga perbandingan *Rxo* dengan *Rt* akan maksimum dan hampir sama dengan harga *Rmf/Rw* di dalam zona air. Nilai *Rxo/Rt* yang lebih rendah dari harga maksimum menunjukkan adanya hidrokarbon dalam formasi. Pada lubang bor keterangan harga *Rmf* lebih kecil daripada *Rw* (*Rmf/Rw* kecil), zona hidrokarbon ditunjukkan harga *Rxo/Rt* lebih kecil dari satu.

Untuk membedakan gas atau minyak yang terdapat di dalam formasi dapat dilihat pada gabungan log neutron-densitas. Zona gas ditandai dengan harga porositas neutron yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva log neutron-densitas yang lebih besar. Dalam zona minyak, kurva neutron atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas (dalam formasi bersih). Pada zona lempungan kurva neutron dan desitas berhimpit atau membentuk separatif negatif (harga porositas neutron lebih besar daripada harga porositas densitas). Zona ditunjukkan oleh separasi kurva neutron dan densitas yang sempit dan berhimpit. Zona air dibedakan dengan zona minyak akan menunjukkan harga tahanan jenis formasi (*Rt*) yang lebih tinggi daripada zona air (Widada, dkk dalam Hadi Nugroho, 2011)

3.5 Interpretasi Kuantitatif

Analisis log secara kuantitatif meliputi analisa *volume shale*, nilai porositas (*ΦD*, *ΦN*, dan ΦE), faktor formasi (*F*), *Resistivity Water* (*Rw*), dan *Water saturation* (Sw).

3.5.1 Volume Shale

Kandungan serpih penting untuk dihitung, karena akan mempengaruhi parameter yang lain. Biasanya kandungan serpih dihitung berdasarkan rumus (Harsono,1997) :

$$IGR = \frac{GRlog - GRsand}{GRsh - GRsand} \quad (1)$$

Dimana:

IGR : Indeks *gamma ray*

GRlog : Bacaan log *gamma ray*

Grsand : *Sand baseline* pada *gamma ray*

Grshale : *shale baseline* pada *gamma ray*

Nilai yang dihitung dari indeks sinar gamma (I_{GR}) yang sesuai untuk volume *shale* baik dalam pasir konsolidasi atau tidak dikonsolidasi ditentukan. Volume *shale* juga dihitung secara matematika dari indeks *gamma ray* dengan mengikuti formula Dresser Atlas, 1979 sebagai berikut:

Untuk yang lebih tua (*older rocks*), *consolidated*:

$$V_{sh} = 0.33\ [2^{(2 \times I_{GR})} - 1.0] \quad (2)$$

Atau batuan Tersier (*Tertiary rocks*), *unconsolidated*:

$$V_{sh} = 0.083\ [2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1.0] \quad (3)$$

Di beberapa literatur, I_{GR} dianggap sama dengan

V_{sh} ($I_{GR} = V_{sh}$). (4)

3.5.2 Porositas

Pori-pori atau rongga-rongga merupakan sifat dasar batuan reservoar yang menjadi tempat fluida terperangkap. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Sherrif, 1990). Dalam reservoar minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas.

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder yang akan dijabarkan sebagai berikut:.

1. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat.
2. Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan.

   Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam log, diantaranya dari log densitas, neutron, sonik dan kombinasi dari dua macam log tersebut (Harsono, 1997).

Porositas batuan reservoar dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

1. Porositas efektif (ΦE)

   Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Judson, 1987).

2. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Loversen, 1954). Secara matematik dapat ditulis sesuai persamaan sebagai berikut:

$$\Phi abs = \frac{Vp}{Vb} \times 100 \quad (5)$$

Keterangan:

Φ_{abs} : porositas absolute, (%)

Vp : volume pori-pori batuan, (cm3)

Vb : volume bulk (total) batuan, (cm3)

Jika menghitung porositas total dan porositas efektif berdasarkan dari log maka dapat digunakan dengan cara mencari porositas densitas dan porositas neutron. Perhitungan porositasnya addalah sebagai berikut:

1. Porositas Densitas

$$\Phi D = \frac{pma - pb}{pma - pf} \quad (6)$$

Koreksi porositas densitas

$$\Phi Dc = \Phi D - (\Phi Dsh \times Vsh) \quad (7)$$

Keterangan:

ΦD :porositas densitas

ΦNc : koreksi porositas neutron

ΦDc : koreksi porositas densitas

ρma : Densitas matriks batuan, (gr/cc)

ρb : Densitas matriks batuan dari pembacaan log, (gr/cc)

ρf : Densitas fluida batuan, (gr/cc)

Φdsh : Porositas *density shale*, (%)

Vsh :Volume *shale* dari nilai *Vsh* min

Tabel 2 Densitas matriks dari berbagai litologi (Schlumberger, 1972)

Litologi/Mineral	(gr/cc)
Batupasir	2,648
Batugamping	2,710
Dolomit	2,876
Anhidrit	2,977
Garam	2,032

2. Porositas neutron (*ΦN*)

   ΦN dibaca langsung dari kurva log.

   Total porositas (*ΦTot*)

   $\Phi\text{Tot} = \frac{\Phi n+\Phi D}{2}$

   (8)

   Koreksi porositas neutron (*ΦNc*)

   ΦNc = *ΦN*- (*ΦNsh-Vsh*) (9)

   Dimana:

   ΦNc : koreksi porositas neutron

   ΦDc : koreksi porositas densitas

   Porositas neutron *shale* terdekat (*ΦNsh*)

3. Porositas Densitas-Neutron (*Φ*e)

$$\Phi e = \sqrt{\frac{\Phi Dc^2+\Phi Nc^2}{2}} \quad (10)$$

Di dalam formasi batuan reservoar minyak dan gas bumi tersusun atas berbagai macam mineral (material) dengan ukuran butir yang sangat bervariasi, oleh karenanya harga porositas dari suatu lapisan ke lapisan yang lain akan selalu

bervariasi. Faktor utama yang menyebabkan harga porositas bervariasi yang akan dijabarkan sebagai berikut::

1. Ukuran dan Bentuk Butir

   Ukuran butir tidak mempengaruhi porositas total dari seluruh batuan, tetapi mempengaruhi besar kecilnya pori-pori antar butir. Sedangkan bentuk butir didasarkan pada bentuk penyudutan (ketajaman) dari pinggir butir. Sebagai standar dipakai bentuk bola, jika bentuk butiran mendekati bola maka porositas batuan akan lebih meningkat dibandingkan bentuk yang menyudut.

2. Distribusi dan Penyusunan Butiran

   Distribusi di sini adalah penyebaran dari berbagai macam besar butir yang tergantung pada proses sedimentasi dari batuannya. Umumnya jika batuan tersebut diendapkan oleh arus kuat maka besar butir akan sama besar. Sedangkan susunan adalah pengaturan butir saat batuan diendapkan.

3. Derajat Sementasi dan Kompaksi

   Kompaksi batuan akan menyebabkan makin mengecilnya pori batuan akibat adanya penekanan susunan batuan menjadi rapat. Sedangkan sementasi pada batuan akan menutup pori-pori batuan tersebut.

3.5.3 Resistivitas Air (*Rw*) pada zona 100% air

Sebelum melakukan perhitungan *Rw* formasi, terlebih dahulu mencari *Rw* pada zona 100% air. Dalam perhitungan *resisitivity water* (*Rw*), dihitung menggunakan rumus *Sw archie*, yaitu:

$$Sw = \sqrt{\frac{F \times Rw}{Ro}} \quad (11)$$

Dimana:

Sw : saturasi air

F : faktor formasi

Rw : *Resistivity water*

Ro : *Resisitivity* air formasi

Sw air 100% memiliki nilai 1. Sehingga untuk mencari *Rw*, diturunkan rumus sebagai berikut:

$$Sw = \sqrt{\frac{F \times Rw}{Ro}}$$

$$1^2 = \sqrt{\frac{F \times Rw}{Ro}}^2$$

$$1 = \frac{F \times Rw}{Ro}$$

$$Rw = \frac{Ro}{F} \quad (12)$$

3.5.4 Temperatur Formasi

Dalam setiap kedalaman, besar temperatur berbeda-beda. Semakin dalam kedalaman suatu formasi, makan semakin besar pula temperaturnya.

Temperatur formasi dihitung menggunkan rumus:

$$Tf = \frac{Df(BHT-ST)}{TD} + ST \quad (13)$$

Dimana:

Tf : Temperatur formasi

Df : *Depth* formasi

BHT : *Bottom Hole Temperature (maximum recordable temperature)*

ST : *Surface Temperature*

TD : Total *Depth*

3.5.5 Resisitivity Water (*Rw*) pada formasi

Determinasi harga *Rw* dapat ditentukan dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-neutron, resistivitas-sonik dan resistivitas-densitas. Harga *Rw* juga dapat dihitung dengan menggunakan rumus *SSP* (statik Sp) dan rumus *Archie*, serta dari pengukuran di laboratorium. Rumus *SSP* dipakai jika terdapat lapisan mengandung air (*water-bearing*) cukup tebal dan bersih, serta defleksi kurva SP yang baik. Keakuratan dari penentuan harga *Rw* dengan metode ini dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut :

1. Komponen elekrokinetik dari Sp diabaikan.
2. *Rmf* kadang-kadang jelek (filtrasi lumpur tidak baik)
3. Hubungan antara *Rwe-Rw* dan *Rmfe-Rmf*, khususnya pada *Rw* yang tinggi.

Berdasarkan hal tersebut serta rekaman penampang mekanik pada daerah penelitian tidak mempunyai kurva defleksi SP yang cukup baik, maka didalam formasi kandungan air, kejenuhan air adalah 1 di daerah murni dan terkontaminasi $Sw = Sxo = 1,$, sehingga rumus *Archie* menjadi:

$$Rwa = \frac{Rt}{f} \tag{14}$$

Keterangan :

Rwa : resistivitas formasi (*apparent resistivity*)

Rt : resistivitas dalam formasi kandungan air

F : faktor formasi

Pada lapisan yang mengandung air dengan kondisi yang bersih dan menunjukkan harga *Rwa* paling kecil serta mendekati harga *Rw* sumur terdekat, merupakan harga *Rw* pada interval yang dievaluasi (Schlumberger, 1986).

Didalam daerah terinvasi *Rw* digantikan oleh *Rmf*, karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang tersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga *Rmf* pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan rumus (Harsono, 1997):

$$Tf = \mathrm{DF}\ (\mathrm{BHT} - \mathrm{ST})\mathrm{TD} + \mathrm{Ts} \qquad (15)$$

Keterangan :

Tf :temperatur formasi

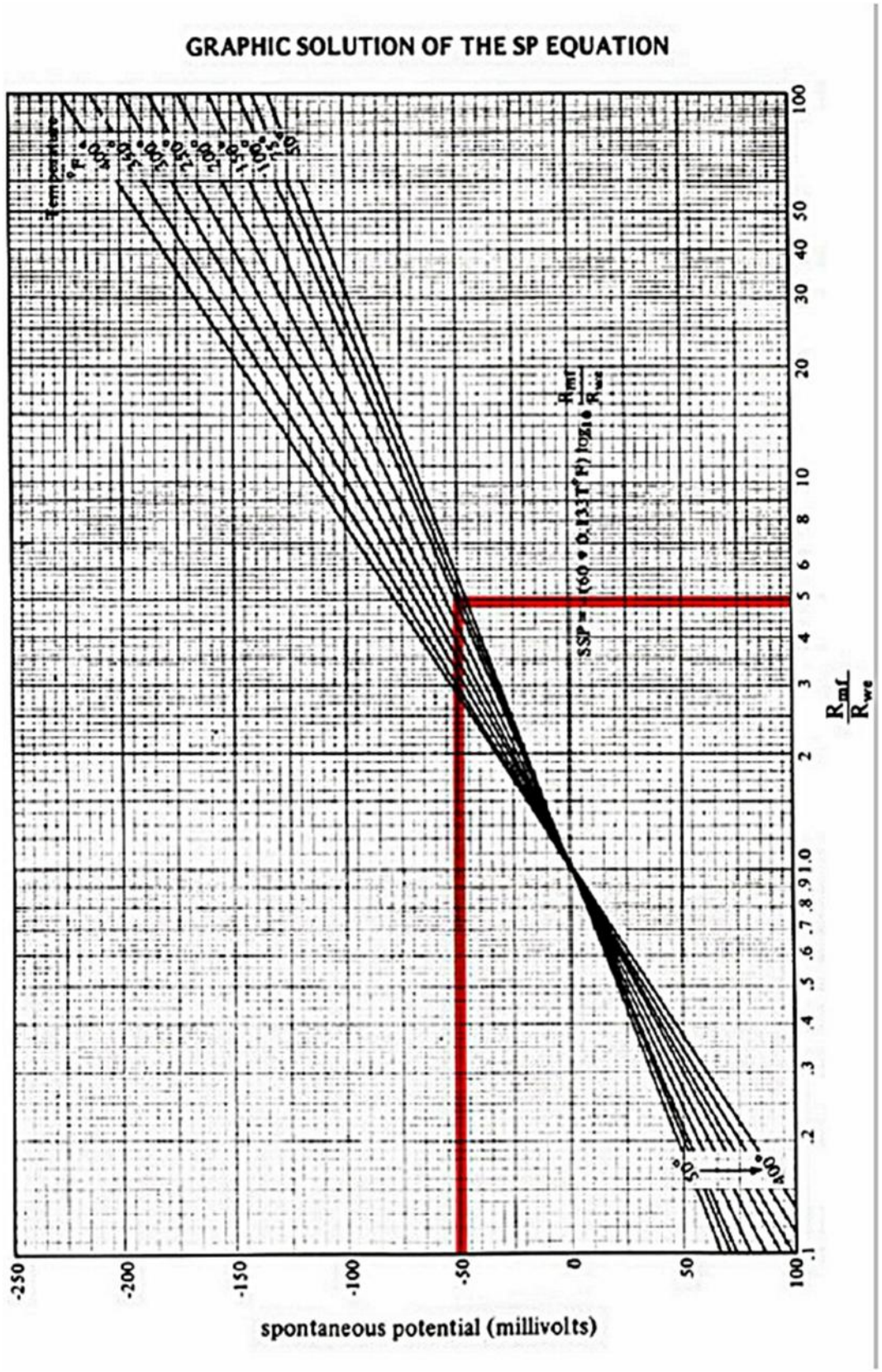
Df :kedalaman formasi (*Depth Formation*)

ST (*TS*) : temperatur permukaan (*Surface Temperature*)

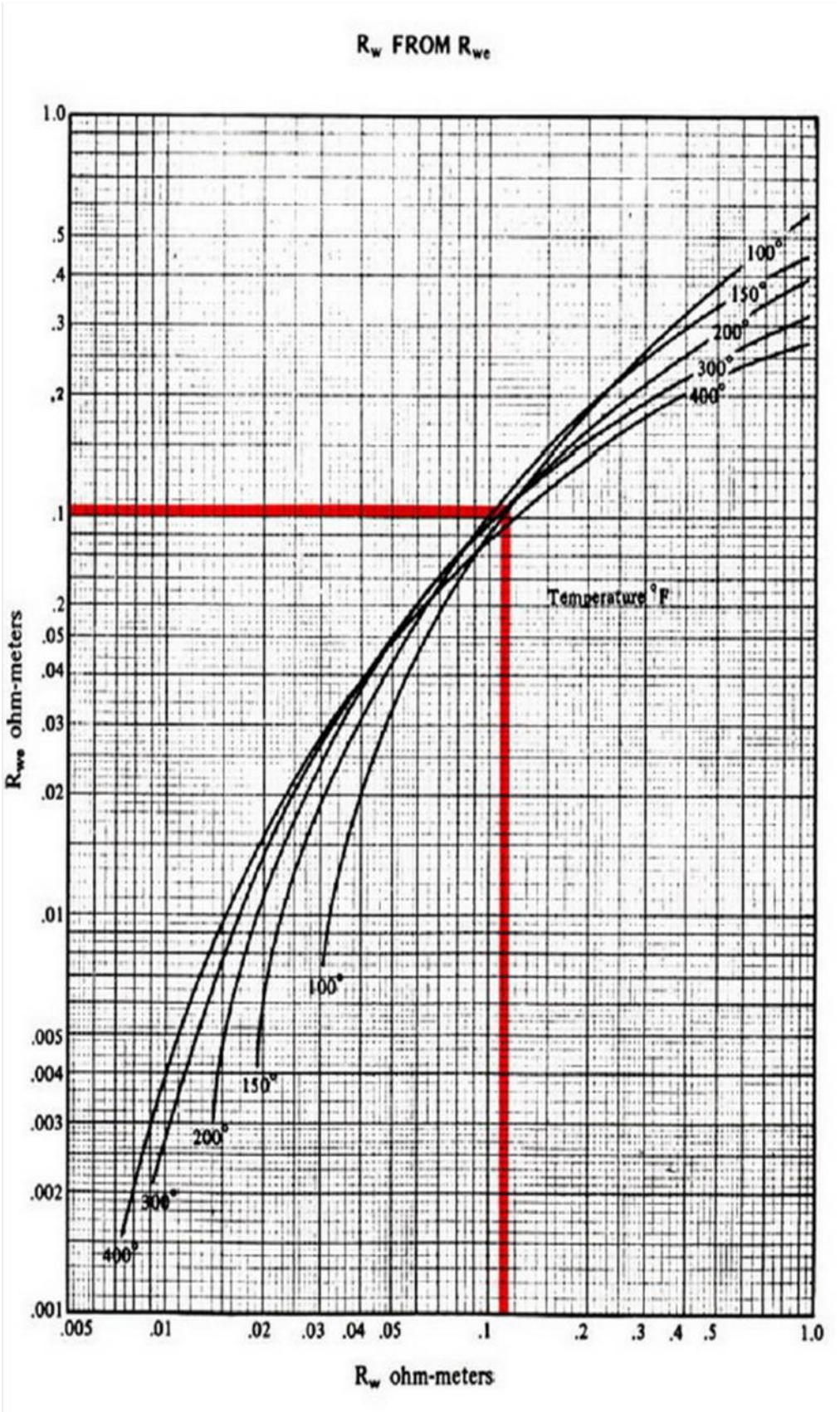
TD : kedalaman total (*Total Depth*)

BHT : temperatur dasar sumur (*Bottom Hole Temperature*)

Dibawah ini pada **Gambar 10** dan **Gambar 11** terdapat grafik untuk menentukan nilai *Rw*



Gambar 10 Grafik umtuk menentukan nilai *rmf/rwe* pada log Sp (Asquith, 1982)

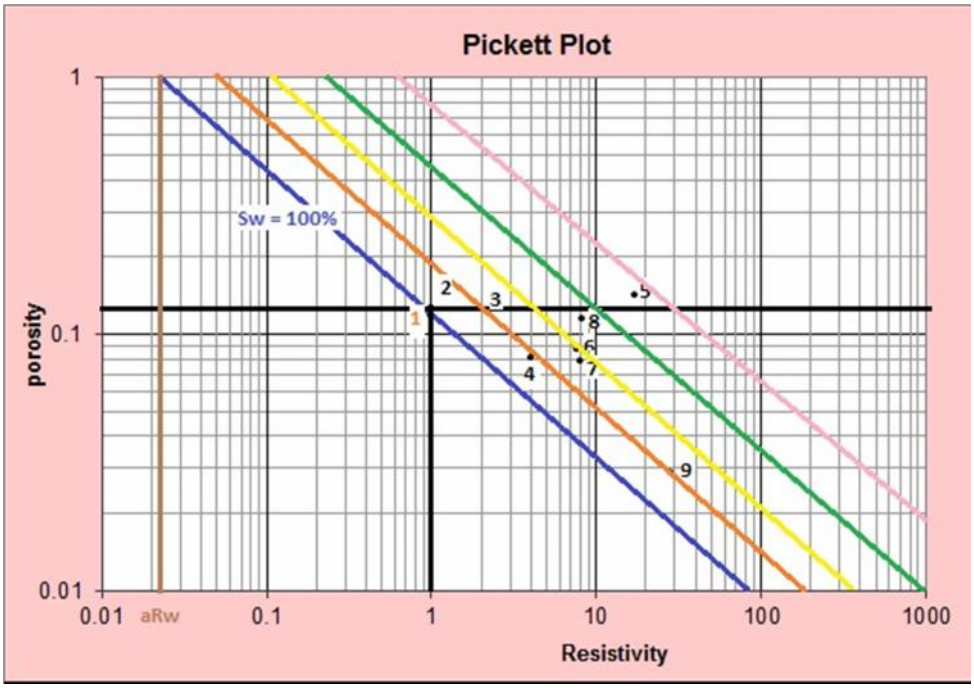


Gambar 11 Grafik untuk mencari nilai *Rw* dari log sp (Asquith, 1982)

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air formasi adalah *Rw*. Resistivitas air formasi salah satu parameter yang penting untuk menentukan harga saturasi air.

Metode *pickett plot* dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan *Rw*-nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula *Archie*. Selain digunakan untuk memerkirakan *Sw*, metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan *Rw*, yaitu: dengan membuat *crossplo*t antara *Rt* dan porositas pada kertas log. Titik-titik yang terluar pada *crossplot* tersebut terletak pada suatu garis yang disebut *Ro line*. Semua titik pada garis ini mempunyai *Sw* = 100% atau *Sw* = 1.

Pada titik potong antara garis *Sw* = 1 dengan porositas 100%, maka : Bila *a* diketahui (harga 1 biasanya untuk *limestone* dan 0.8 untuk *sandstone*), maka besarnya *Rw* dapat ditentukan. Di bawah ini pada **Gambar 12** terdapat grafik untuk menentukan nilai *Rw* menggunakan *pickett plot*.



Gambar 12 Grafik *pickett plot*

3.5.6 Saturasi Air (*Sw*)

Saturasi air merupakan salah satu parameter fisik batuan yang sangat penting dalam menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi, Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoar yang terisi oleh air Selama ini terdapat asumsi umum bahwa volume pori yang tidak terisi oleh air berarti terisi oleh hidrokarbon. Mendeterminasi saturasi air dan hidrokarbon merupakan salah satu tujuan dasar dari *well logging* (Sugiarto, dkk, 2013).

Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai *Sw* = 1, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai *Sw*<1. Determinasi harga kejenuhan air (*Sw*) dari log resistivitas dalam formasi yang bersih (*non-shaly*), berdasarkan pada rumus *Archie* (Harsono, 1997) :

$$Sw = \sqrt{\frac{F \times Rw}{Rt}} \tag{17}$$

Dimana:

Sw : saturasi air

F : faktor formasi

Rw : *Water resistivity*

Rt : *True resistivity*

Sedangkan untuk zona yang mengandung *shale* digunakan rumus *simandoux* dan persamaan indonesia, rumus Sw *Simandoux* adalah sebagai berikut:

$$Sw = \left(\frac{0{,}4 \times Rw}{\Phi^2}\right) \times \left[\sqrt{\left(\frac{Vshl}{Rshl}\right) + \frac{5\Phi^2}{Rt \times Rw}} - \frac{Vshl}{Rshl}\right] \tag{18}$$

Dimana:

Sw : saturasi air

Rw : *Water resistivity*

Rt : *True resisitivity*

Rshl : *Resisitivity* pada *shale*

Vshl : *Volume shale*

Φ : Porositas efektif

Persamaan Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\sqrt{\frac{\Phi^m}{a.Rw}}\right) + \frac{Vsh^{(1-0.5Vsh)}}{\sqrt{Rsh}} \times Sw^{n}/_{2} \quad (19)$$

Keterangan:

Sw :Saturasi air formasi

F :Faktor formasi

Rw : Resistivitas air formasi

Rt :Resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

Rsh : Resistivitas pada shale

C :Untuk batupasir 0.4 dan untuk batugamping 0.45 (Dwiyono, 2014).

Penentuan jenis kandungan di dalam reservoar (air, minyak, dan gas) didapatkan dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (*Sw*) dalam hasil batasan umum harga *Sw* untuk lapangan yang belum dikenal yang ditunjukan sebagai berikut:.

1. Jika harga *Sw* rata-rata >70%-75%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar air.
2. Jika harga *Sw* rata-rata <50%-70%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar minyak.

3. Jika harga *Sw* rata-rata <60%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar minyak dan gas.
4. Jika harga *Sw* rata-rata <50%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar gas (Dewanto, 2016).

3.5.7 Lumping

Untuk proses deskripsi reservoar lebih lanjut, diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini disebut lumping atau pembukalan. yaitu nilai kumulatif parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman cuplikan (sampling) dikalikan dengan nilai interval. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Dalam penelitian ini dilakukan nilai penggal (*cut off*) Sw, kandungan lempung, dan porositas. Nilai penggal ini berfungsi menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapatkan zona reservoar dan zona *net–pay* .

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dimulai dari tanggal 05 Januari 2017 Sedangkan untuk tempat pelaksanaannya di Laboratorium Teknik Geofisika Universitas Lampung.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam Penelitian ini adalah :

a. Data Sumur K-09 dan K-012
b. Data Log (Data Log (*Gamma Ray*, Densitas, Neutron, *Spontaneous Potential*, *Sonic*, *Caliper*, Resistivitas, *BHT*)
c. Data Petrofisika (*Rw*, Porositas, Permeabilitas, Saturasi Air)
d. Data Geologi Regional dan Stratigrafi
e. Laptop
f. *Software* Geofisika

4.3 Prosedur Penelitian

Pada Penelitian ini, pengambilan data secara langsung di lapangan tidak di lakukan. Hal ini dikarenakan pada saat penelitian dilakukan, tidak ada aktifitas

logging yang dilakukan. Sehingga data yang digunakan dalam pengolahan nantinya merupakan data sekunder yang telah di sediakan oleh PPTMGB LEMIGAS. Data yang digunakan yaitu diantaranya 2 data sumur dari sumur K-09 dan K-012. Adapun prosedur percobaan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.4.1 Studi Literatur

1. Mempelajari tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian.
2. Melakukan analisis terhadap data eksplorasi geofisika berupa data log.

4.4.2 Pengolahan data Log

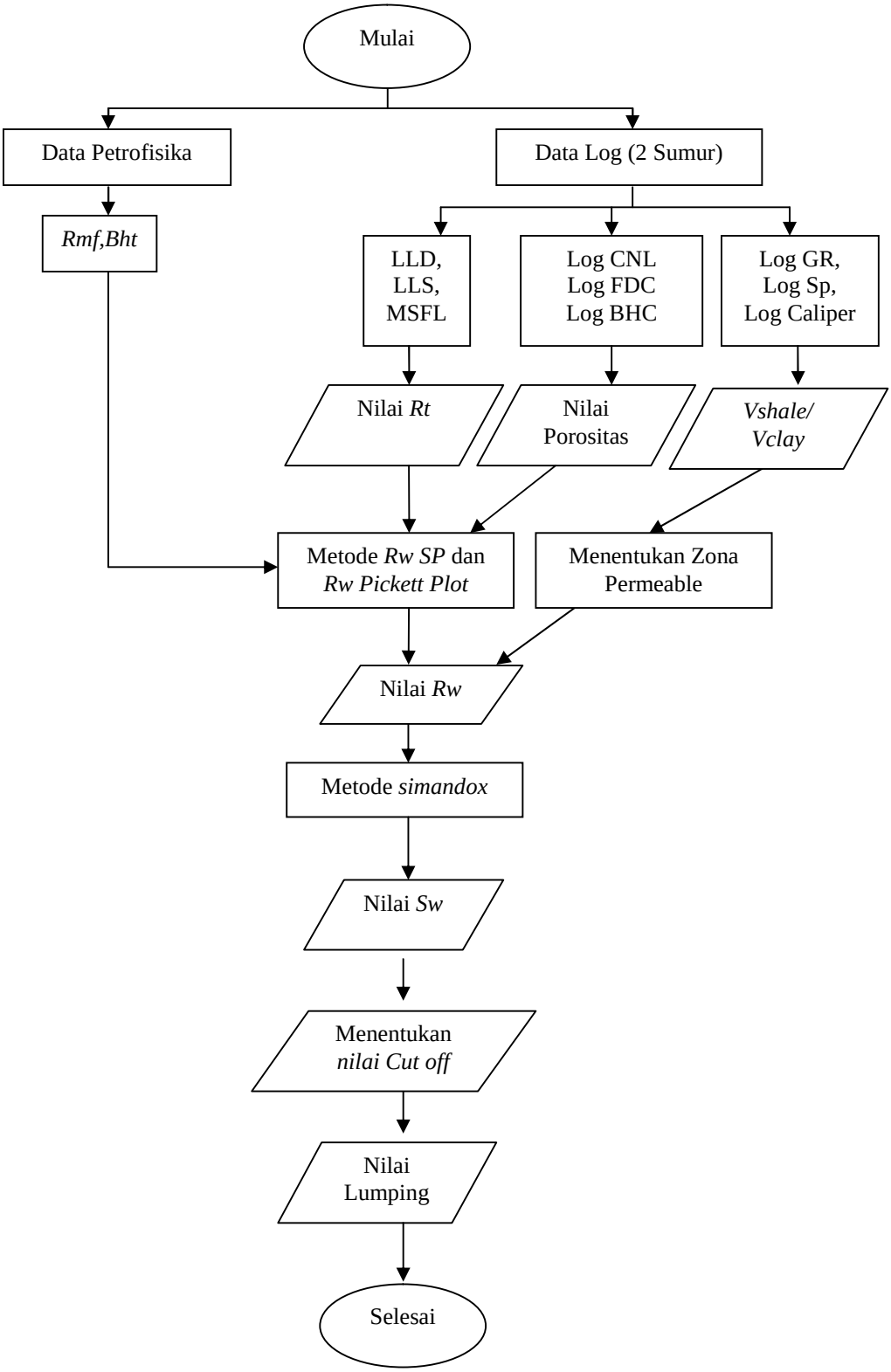
1. Melakukan zonasi Litologi.
2. Melakukan analisis ketebalan Litologi daerah prospek fluida.

4.4.3 Perhitungan Properti Petrofisika

1. Melakukan perhitungan kandungan *Shale/Clay* dengan formula log *gamma ray*.
2. Melakukan perhitungan nilai Rw dengan menggunakan metode Rw Sp dan *Picket plot.*
3. Melakukan perhitungan Saturasi air berdasarkan data log dengan formula Indonesia.

4.4 Diagram Alir

Diagram alir pada penelitian ini ditunjukan pada **Gambar 13**.



Gambar 13 Diagram alir penelitian

4.5 Jadwal Penelitian

Terdapat juga jadwal pelaksanaan penelitian ini di PPTMGB LEMIGAS yang tertera pada **Tabel 3**

Tabel 3 Jadwal pelaksanaan Penelitian di Lab. Teknik Geofisika.

Kegiatan	Bulan ke 1 Minggu ke				Bulan ke 2 Minggu ke				
	1	2	3	4	1	2	3	4	5
Studi pustaka									
Pengambilan Data									
Processing Data									
Interpetasi Data									
Penyusunan Laporan									

V. DATA PENGAMATAN DAN PEMBAHASAN

5.1 Data Pengamatan

Pada penelitian ini data yang digunakan merupakan data sekunder berupa data dengan format *WLC. dan *LAS yang meliputi 2 data sumur pada Cekungan Barito di kalimantan Selatan. File data sumur ini merupakan hasil perekaman oleh alat log yang memiliki format file *.LAS. ketersediaan data yang ada pada sumur K-09 dan K-012 adalah sebagai berikut.

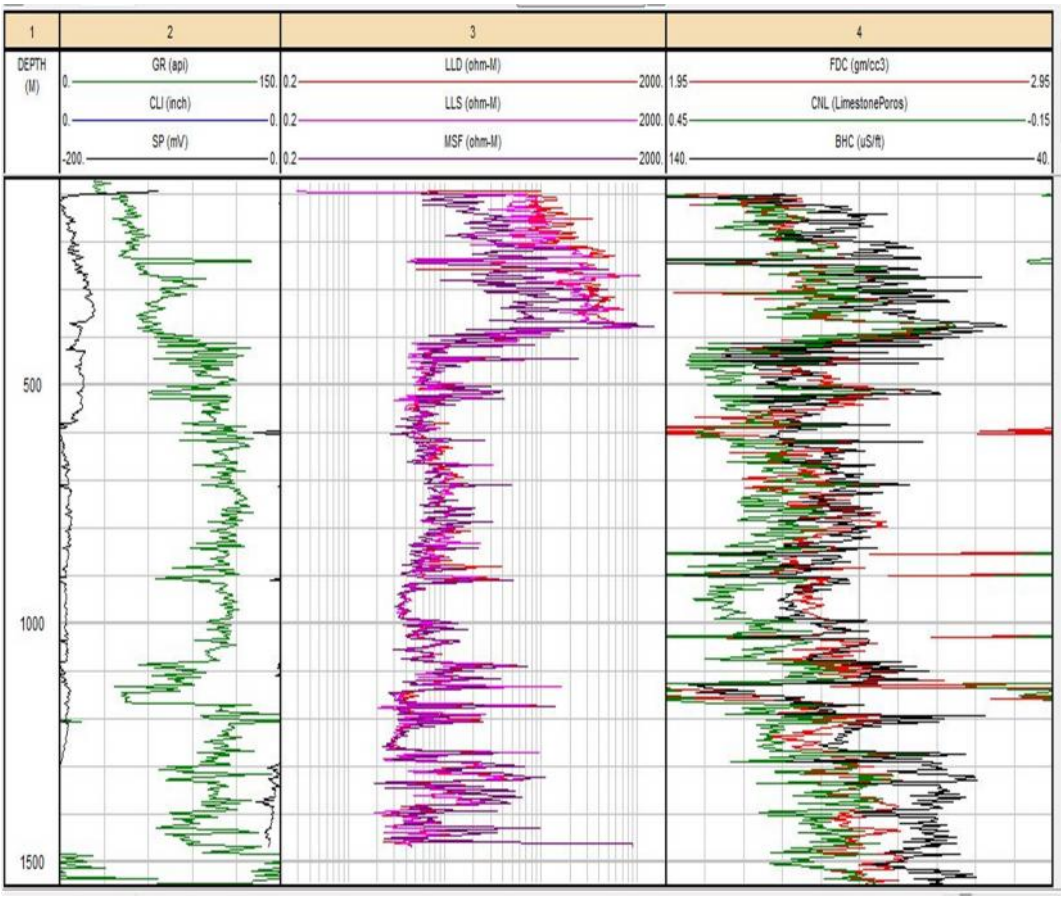
Data Log	Sumur K-09	Sumur K-012
Gamma Ray	✓	✓
Sp	✓	✓
Caliper	✓	✓
LLD	✓	✓
LLS	✓	✓
MSF	✓	✓
Neutron	✓	✓
Densitas	✓	✓
Sonik	✓	✓
PEF		✓

5.2 Pembahasan

Pada penelitian dengan menggunakan metode *well logging* dilakuan evaluasi atau analisa dengan 2 cara yaitu analisa kualitatif dan analisa kuantitatif. Analisa kualitatif pada metode *well logging* ini adalah dalam penentuan zona yang mengandung hidrokarbon dan jenis hidrokarbon yang terdapat pada sumur. Sedangkan untuk analisis kuantitatif lebih ditunjukan untuk mengetahui parameter-parameter fisik batuan reservoar yang telah terindikasi dari analisis kualitatif.

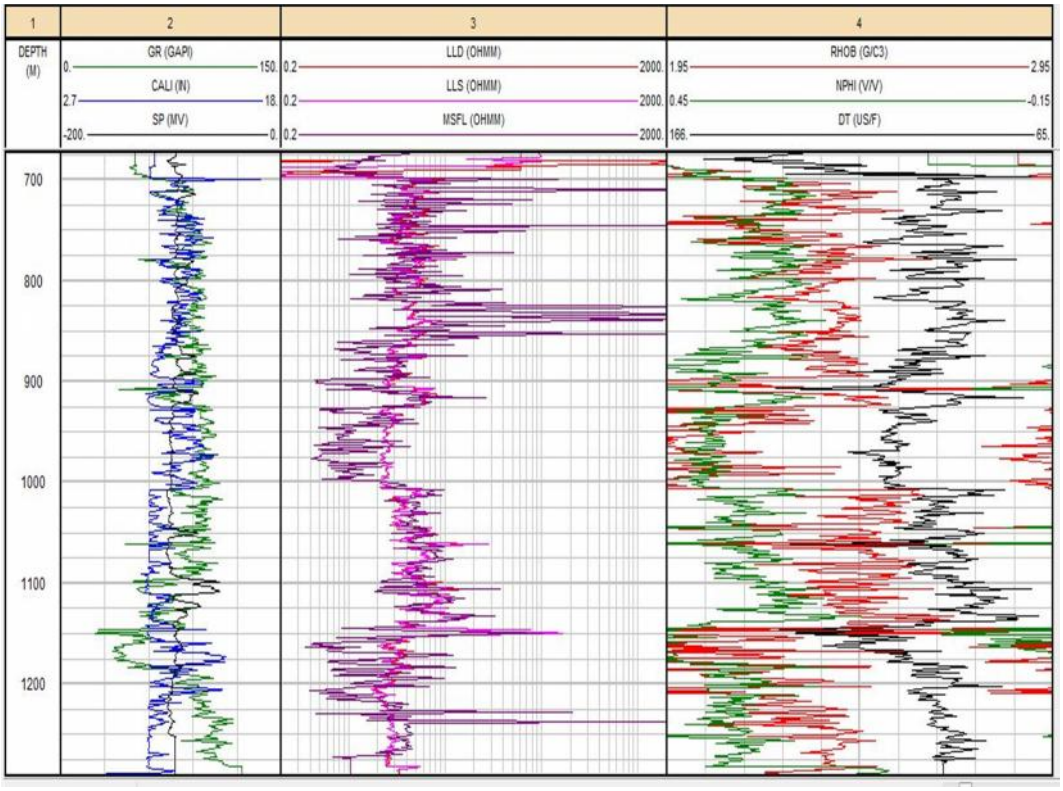
5.2.1 Analisis Log Kualitatif

Pada penelitian ini dilakukan analisis *Sw* berdasarkan nilai *Rw Spontaneous Potential* dan *Rw pickett plot* pada Formasi Berai Cekungan Barito dengan menggunakan metode Well Logging. Pada penelitian ini digunakan 2 sumur yaitu sumur K-09 dan K-012. Pada sumur K-09 terdapat 9 macam log yaitu log *gamma ray*, log sp, log resistivitas (LLD, LLS,MSFL), log neutron, log densitas, dan log sonic. Sedangkan untuk sumur K-012 terdapat 10 jenis log yaitu: log *gamma ray*, log sp, log resistivitas (LLD, LLS,MSFL), log neutron, log densitas, log sonic, dan log PEF. Di bawah ini pada **Gambar 14** dan **Gambar 15** terdapat log-log yang ada pada sumur K-09 dan K-012.

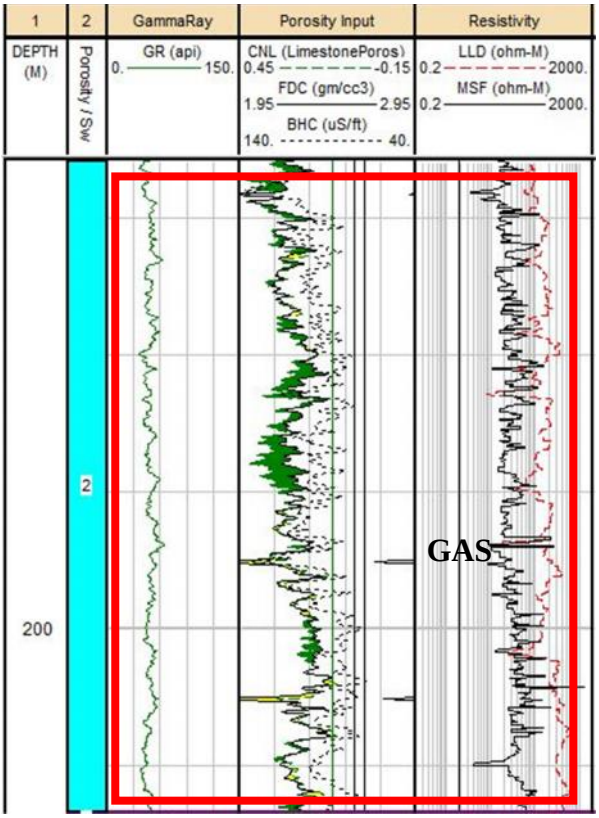


Gambar 14 *Triple combo* sumur K-09

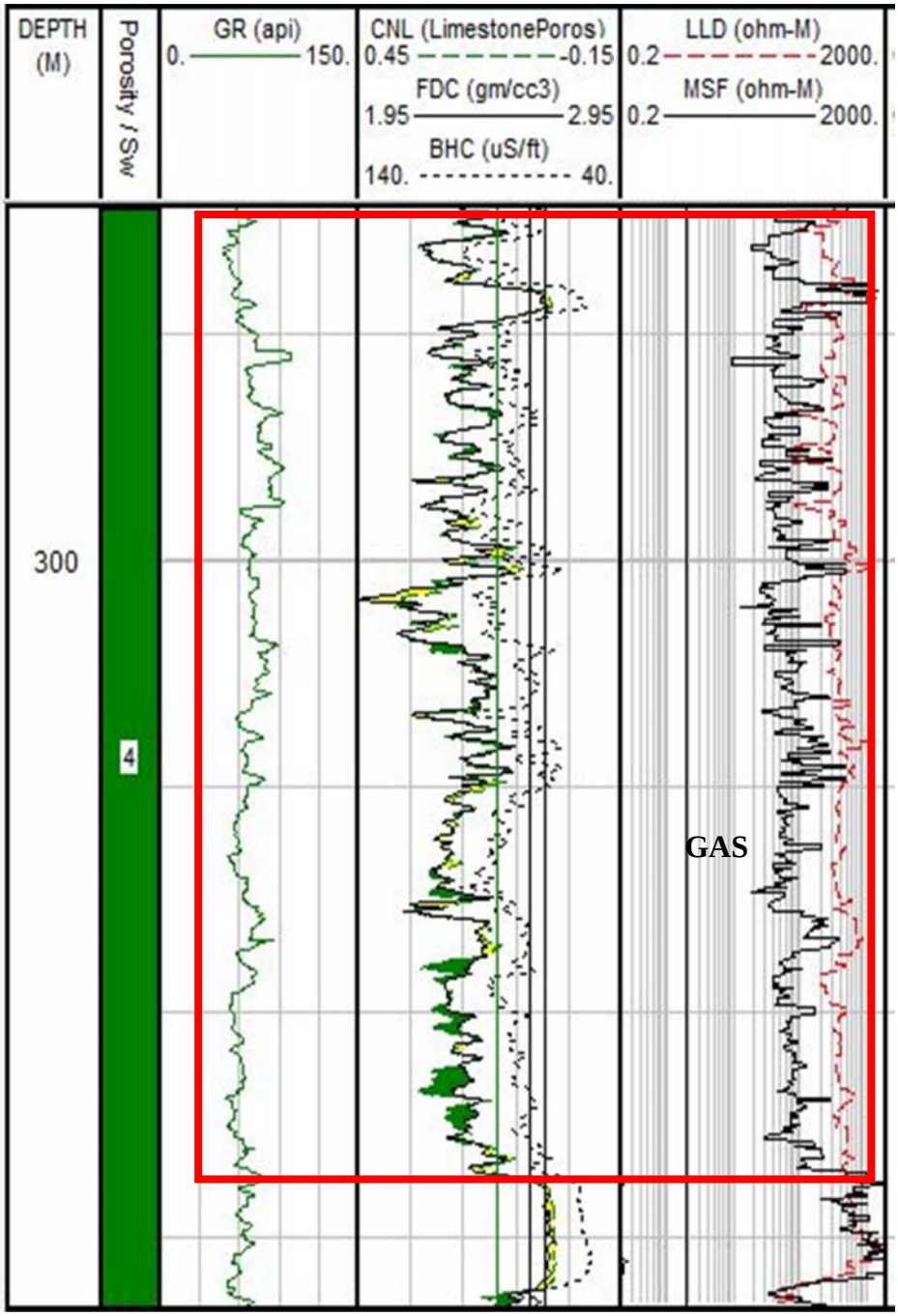
Pada **Gambar 14** dan **Gambar 15** ini kita bisa melihat log-log yang ada pada sumur k-09 dan k-012. Sumur k-09 memiliki kedalaman 1480 m. Pengukuran pada sumur K-09 ini dilakukan pada kedalaman 70 m–1550 m. Pada sumur k-012 memiliki kedalaman 617 m. Pengukuran sumur ini dilakukan pada kedalaman 674 m–1291 m. Setelah dilakukan *triple combo* kemudian dilakukan penentuan jenis hidrokarbon yang ada pada masing-masing sumur yang akan ditunjukan pada **Gambar 16**, **Gambar 17**, **Gambar 18**, dan **Gambar 19**. selanjutnya akan dilakukan analisis log kuantitatif.



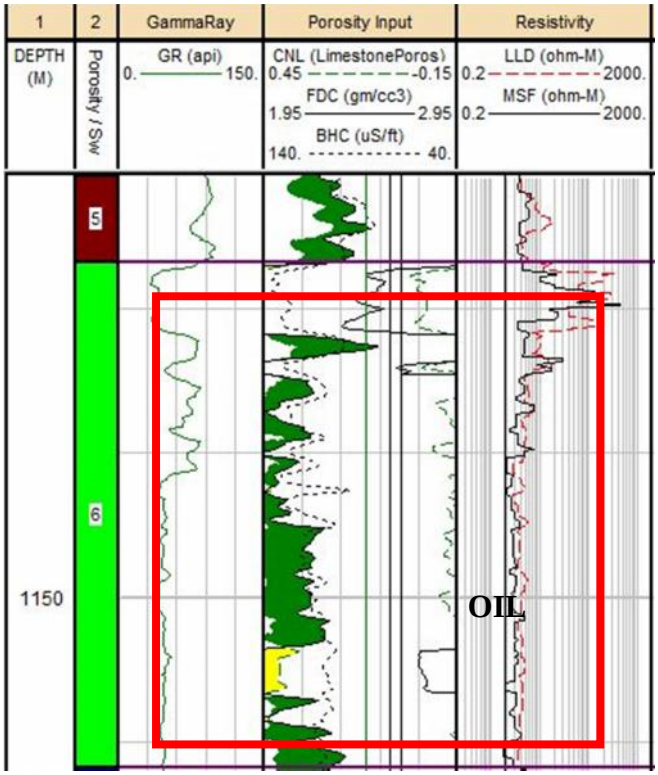
Gambar 15 *Triple combo* sumur K-012



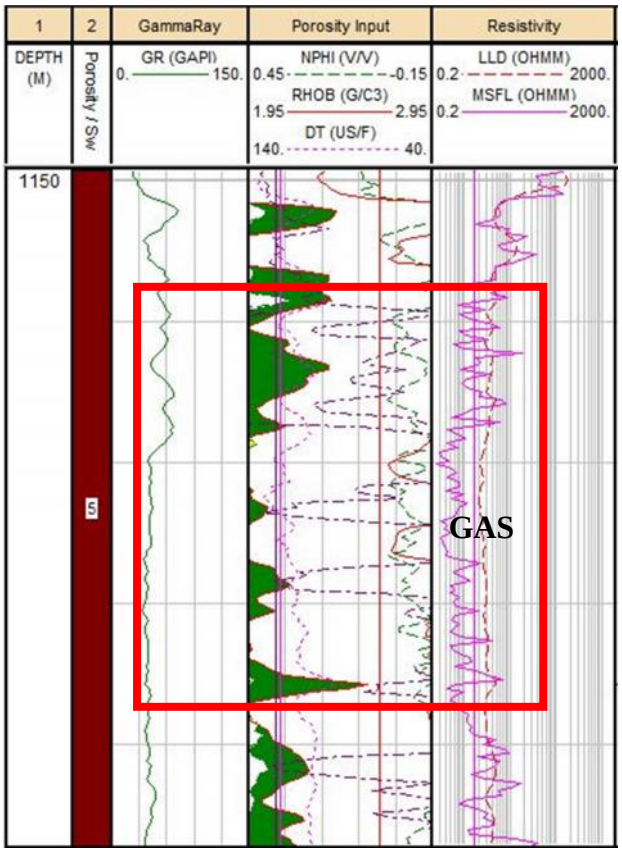
Gambar 16 Zona 2 sumur K-09



Gambar 17 Zona 4 sumur K-09



Gambar 18 Zona 6 sumur K-09

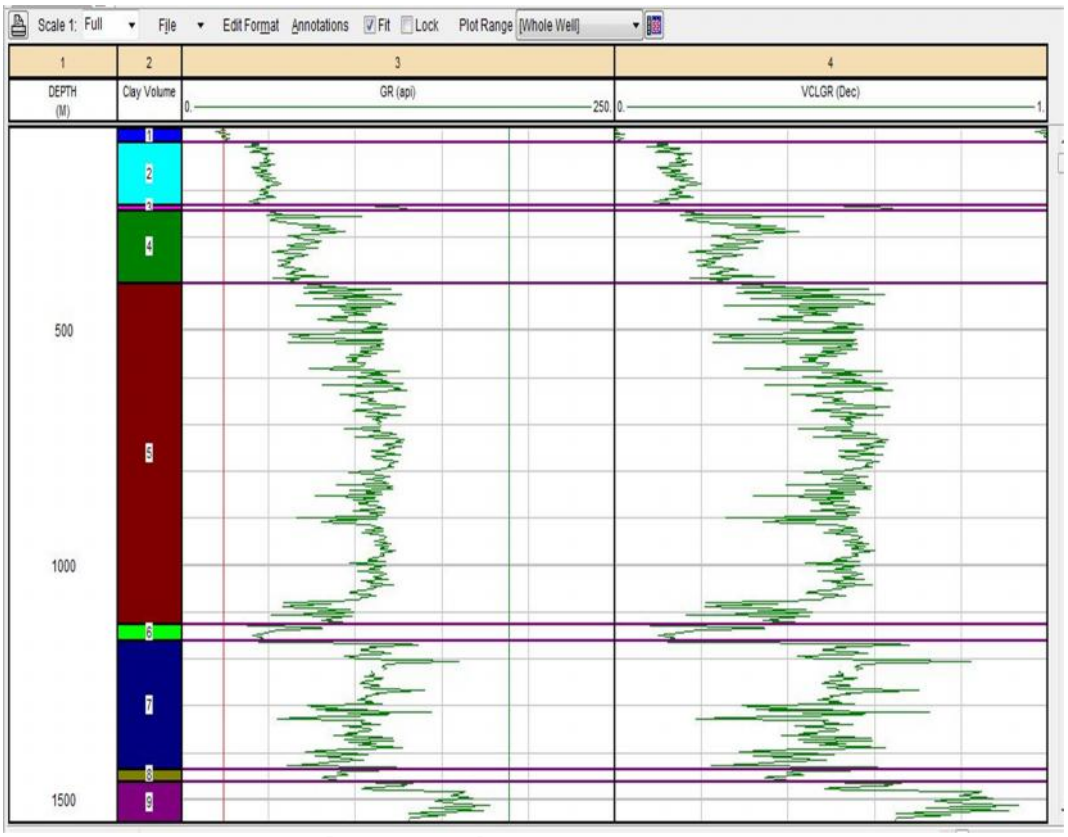


Gambar 19 Zona 5 sumur K-012

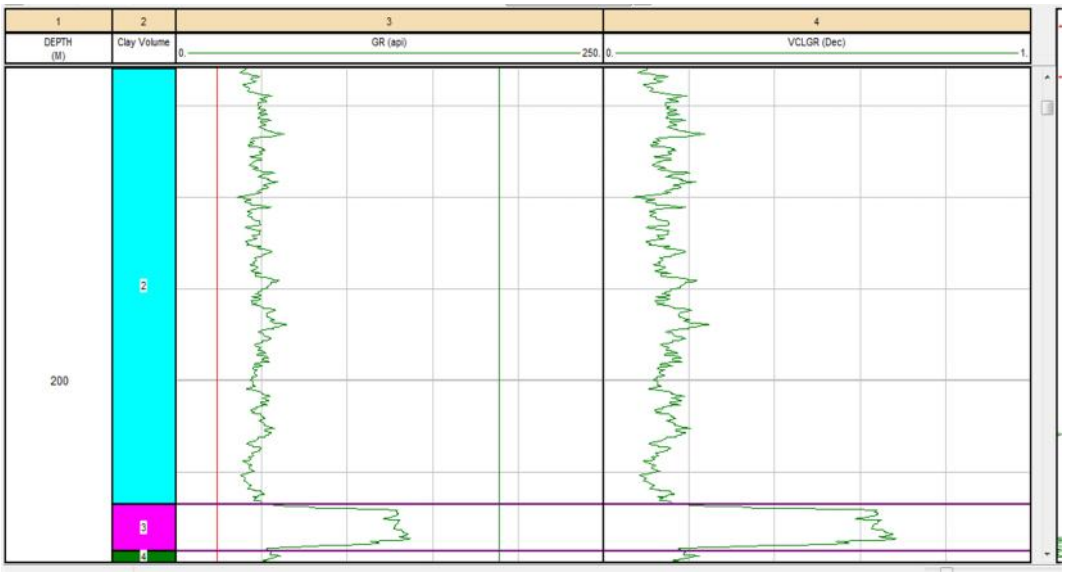
5.2.2 Analisis Log Kuantitatif

Analisi log secara kuantitatif ini membutuhkan beberapa data log yang utamanya berupa log *gamma ray*, log resistivitas, log densitas, log neutron dan log sonik. Hal pertama yang harus dilakukan pada analisis log kuantitatif ini adalah melakukan zonasi sesuai dengan log yang ada pada masing-masing sumur. Zonasi dilakukan bertujuan untuk menentukan litologi, korelasi antar tiap-tiap sumur dan mengenali lapisan yang diharapkan. Lapisan prospek dapat diidentifikasi dengan log, dan lapisan yang tidak produktif dapat diabaikan. Tahap zonasi ini dilakukan bersamaan dengan volume clay analysis yang termasuk pada tahap analisis log kuantitatif.

Pada tahap zonasi ini sebelum menentukan garis clean *gamma ray* dan clay *gamma ray*, melakukan pembagian zona. Pembagian zona ini dengan membedakan mana zona yang permeabel dan mana zona yang impermeabel. Zona lapisan permeabel dilihat dari arah defleksi *gamma ray* yang ke kiri dan untuk zona lapisan impermeabel mengacu pada arah defleksi *gamma ray* yang ke kanan. Pada proses zonasi yang dilakukan pada sumur k-09 dihasilkan 9 pembagian zona dimana diketahui terdapat 3 zona berpotensial, yaitu zona 2, zona 4, dan zona 6 yang akan ditunjukkan pada **Gambar 20**, **Gambar 21**, **Gambar 22**, **Gambar 23**. Hasil zonasi data pengambilan batuan inti dan analisis kandungan lempung (*clay* volume) berdasarkan respon sinyal *gamma ray* sebagai indikator tunggal. Perhitungan volume shale penting karena pengaruhnya terhadap sifat-sifat fisik batuan yang penting seperti porositas dan saturasi air. Volume shale akan menurunkan porositas tetapi menaikan saturasi air (Rosyidan, dkk, 2015).

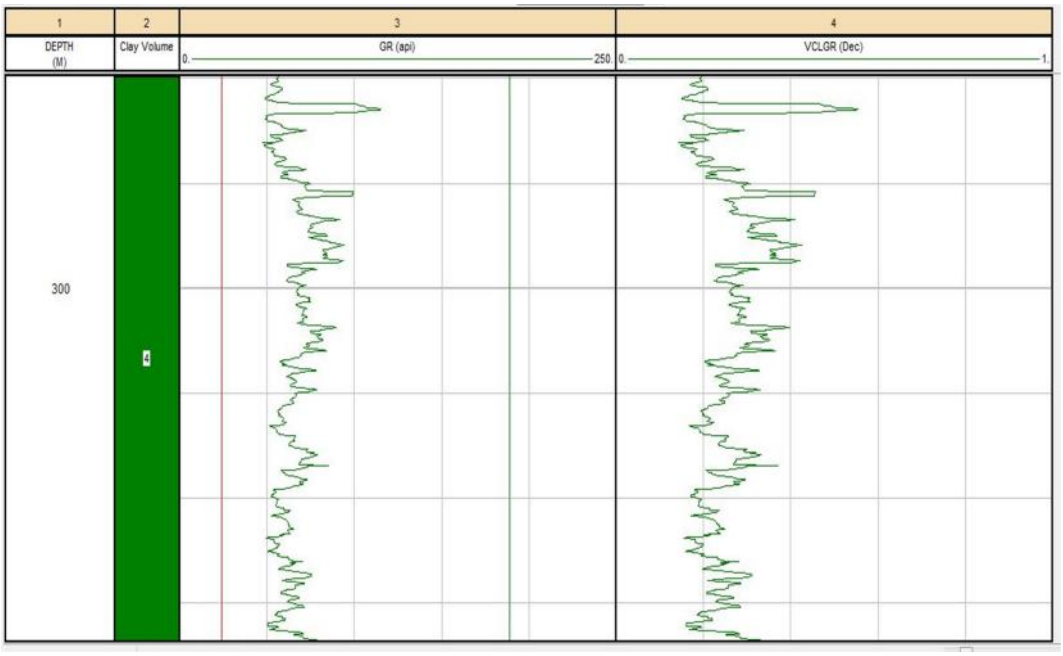


Gambar 20 pembagian zona (zonasi) sumur K-09



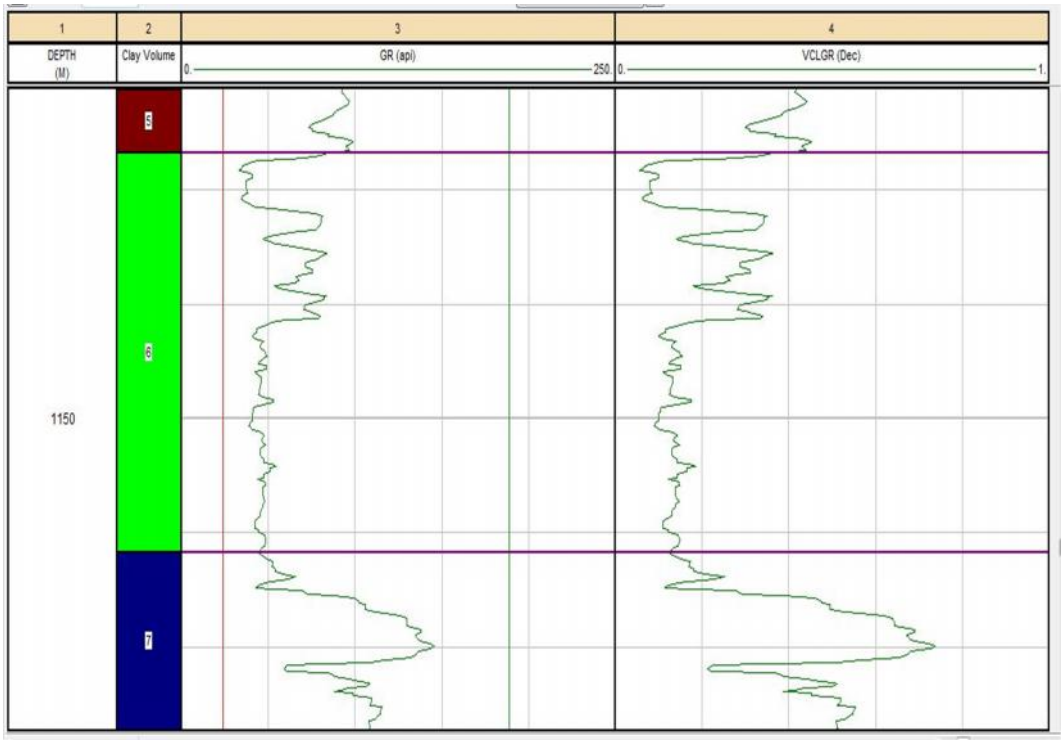
Gambar 21 Zona produktif 2

Zona produktif 2 ini berada pada kedalaman 99,182 m – 233,541 m. Zona ini memiliki ketebalan 134,359 m.



Gambar 22 Zona Produktif 4

Zona produktif 4 ini berada pada kedalaman 246,308 m – 399,058 m. Zona ini memiliki ketebalan 152,75 m.



Gambar 23 Zona produktif 6

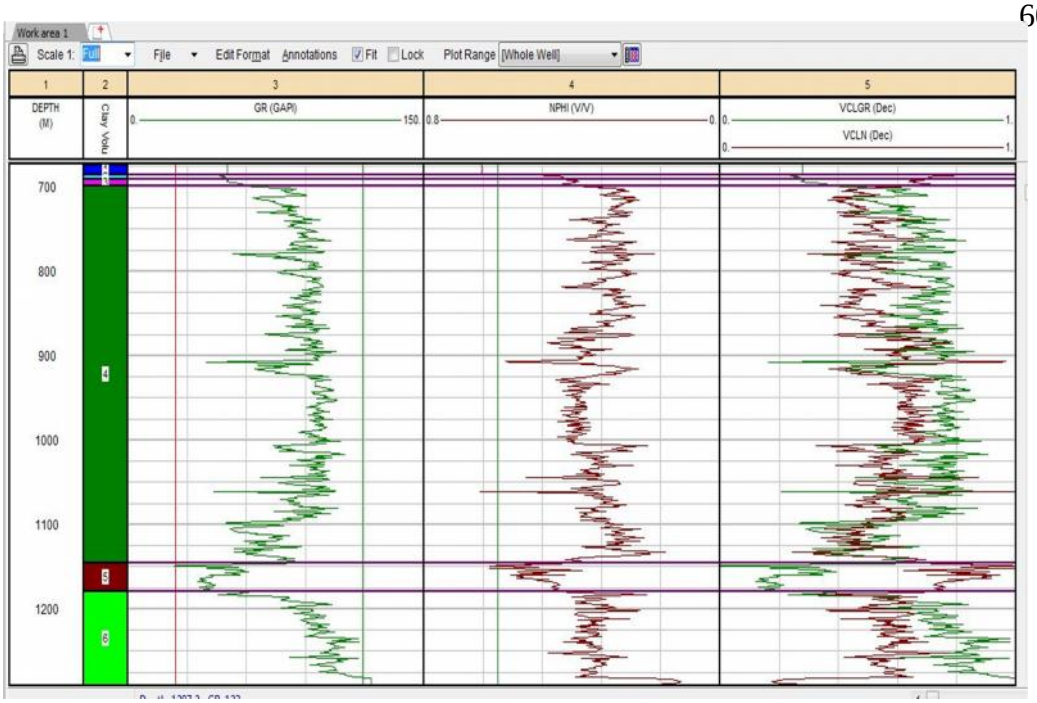
Zona produktif 6 ini berada pada kedalaman 1126,786 m–1161,744 m. Zona ini memiliki ketebalan 34,958 m.

Pada sumur K-09 dengan penentuan garis clean *gamma ray* yang diperoleh adalah sebesar 24 API dan *gamma ray* clay 189 API. Pada analisis volume clay ini didapatkan rentang persentase kandungan lempung pada 6% sampai dengan 85% dengan nilai rata-rata sebesar 42,4%. Volume lempung (*Vclay*) yang didapatkan sebelumnya dilakukan perhitungan pada setiap titik perekaman dengan melihat pembacaan respon nilai gamma ray pada tiap kedalaman. Persebaran nilai kandungan lempung (*Vclay*) pada sumur K-09 dapat dilihat pada **Tabel 4**. dimana zona potensial ditandai dengan warna hijau.

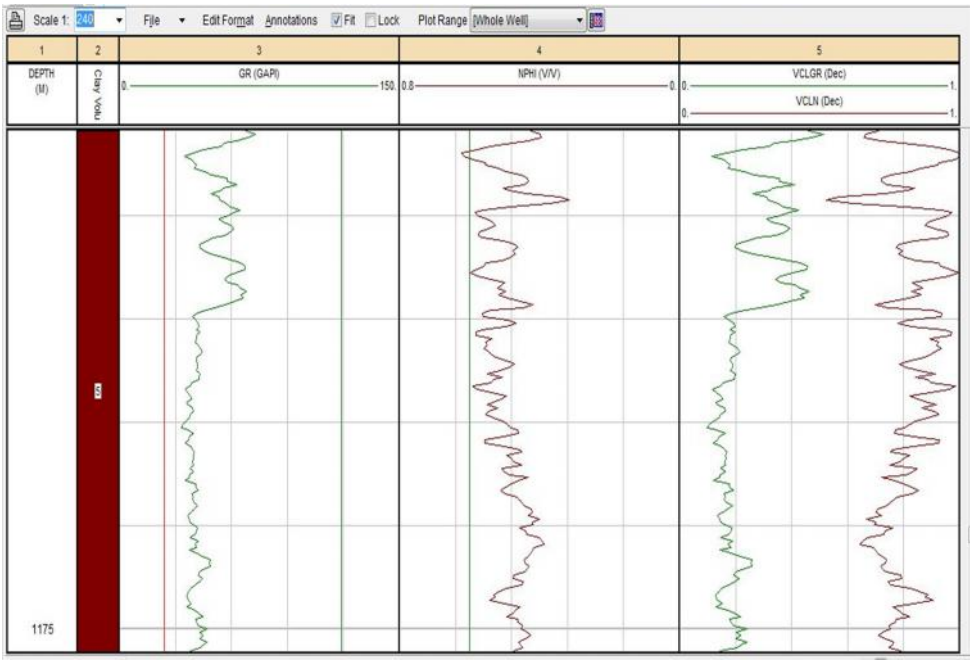
Tabel 4 *Range* kandungan lempung pada sumur K-09

Zona	*Depth* (m)		*Thickness* (m)	*VCLGR*		
	Top	*Bottom*		*Min*	*Max*	*Mean*
1	70	99,182	29,182			
2	99,182	233,541	134,359	0,06	0,24	0,14
3	233,541	245,7	12,159	0,17	0,68	0,56
4	245,7	399,818	154,118	0,14	0,55	0,25
5	399,818	1126,786	726,968	0,09	0,8	0,5
6	1126,786	1161,744	34,958	0,05	0,36	0,17
7	1161,744	1436,238	274,494	0,11	0,85	0,48
8	1436,238	1462,38	26,142	0,16	0,67	0,39
9	1462,38	1550,024	87,644	0,4	0,68	0,53
Overall				0,06	0,85	0,42

Selanjutnya dilakukan pembagian zona (Zonasi) pada sumur k-012. Hasil dari pembagian zona yang dilakukan pada sumur k-012 ini mendapatkan 6 zona yang akan ditunjukan pada **Gambar 24**. Tetapi zona yang dianggap produktif hanyalah 1 zona saja yaitu zona 5 yang akan ditunjukan pada **Gambar 25**



Gambar 24 Pembagian zona (Zonasi) sumur K-012



Gambar 25 Zona produktif 5

Zona produktif 5 ini berada pada kedalaman 1145,591 m–1179,271 m. Zona ini memiliki ketebalan 33,68 m.

Pada sumur K-012 dengan penentuan garis *clean gamma ray* sebesar 24 API dan clay *gamma ray* sebesar 119 API didapatkan rentang persentase kandungan lempung pada 0% sampai dengan 78% dengan nilai rata-rata sebesar 50%.

Volume lempung (*Vclay*) yang didapatkan sebelumnya dilakukan perhitungan pada setiap titik perekaman dengan melihat pembacaan respon nilai *gamma ray* pada tiap kedalaman. Persebaran nilai kandungan lempung (*Vclay*) pada sumur K-012 dapat dilihat pada **Tabel 5**. dimana zona potensial ditandai dengan warna hijau.

Tabel 5 *Range* kandungan lempung pada sumur K-012

Zona	*Depth (m)*		Thickness (m)	*VCLGR*		
	Top	*Bottom*		*Min*	*Max*	*Mean*
1	674,065	685,952	11,887	0,27	0,28	0,27
2	685,952	690,372	4,42	0,22	0,34	0,26
3	690,372	698,144	7,772	0,25	0,4	0,31
4	698,144	1145,591	447,447	0	0,78	0,52
5	1145,591	1179,271	33,68	0	0,62	0,21
6	1179,271	1291,132	111,861	0.12	0,77	0,53
Overall				0	0,78	0,50

Perhitungan *volume shale* (*Vsh*) di dalam batugamping perlu dilakukan karena *shale* dapat menyebabkan penyimpangan pembacaan log yang akan dapat menyebabkan kesalahan interpretasi. Oleh sebab itu, yang harus dilakukan adalah menghitung index gamma ray pada tiap zona produktif menggunakan persamaan *Index gamma ray* pada **Persamaan 1**. Kemudian dilakukan perhitungan pada volume shale di pada sumur.

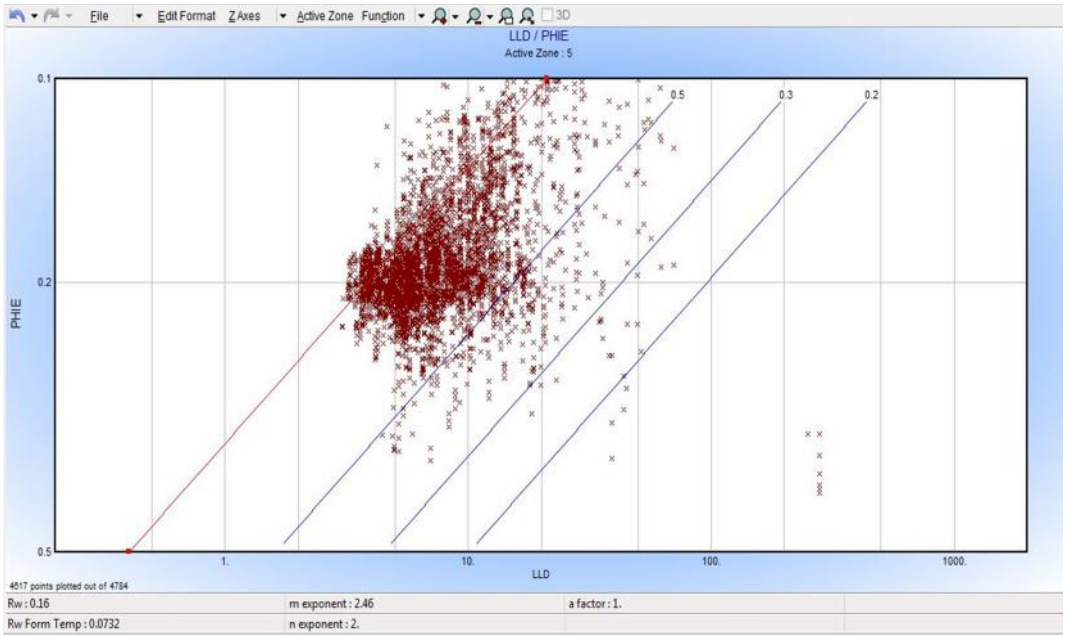
Dalam mengestimasikan kandungan shale, maka dapat dicari dengan menggunakan persamaan volume shale untuk batuan Tersier (*Tertiary rocks*), *unconsolidated* pada **Persamaan 3**.

Tabel 6 Nilai *index gamma ray* dan *volume shale*

Sumur	Zona Produktif	*Index Gamma Ray* %	*Volume Shale* %
Sumur K-09	2	14	3
	4	25	7
	6	17	4
Sumur K-012	5	21	7

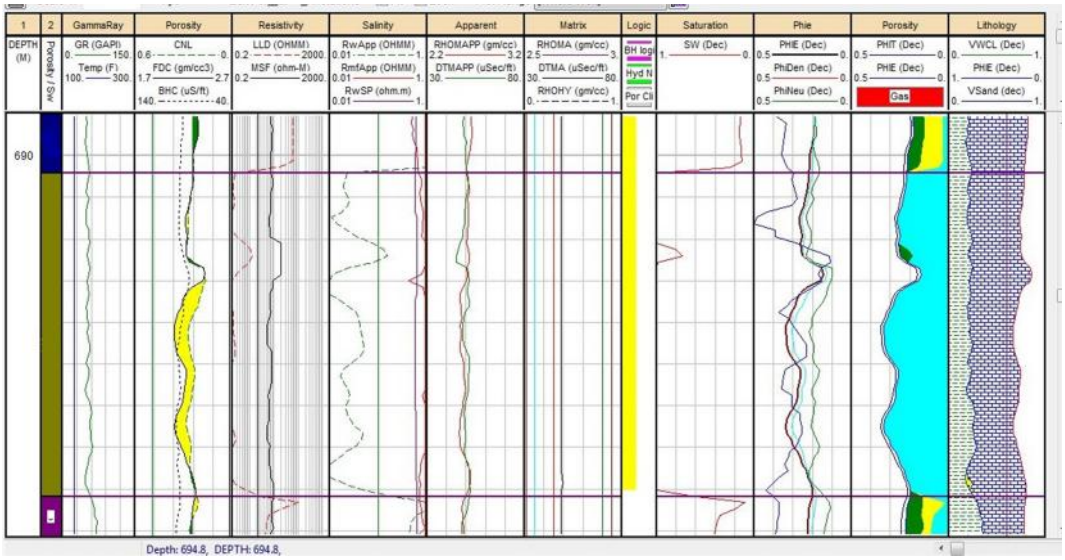
Setelah mendapatkan hasil dari *vsh* kemudian kita mencari nilai.dengan ,menggunakan 2 metode yaitu metode *Rw pickett plot* dan *Rw* dari sp. Metode pertama yang akan dilakukan yaitu menentukan nilai *Rw* menggunakan metode *Pickett plot*.

Metode *pickett plot* dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih dan litologinya konsisten. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memerkirakan *Sw*, metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan *Rw*, yaitu: dengan membuat crossplot antara Rt dan porositas pada kertas log. Titik-titik yang terluar pada crossplot tersebut terletak pada suatu garis yang disebut Ro line. Semua titik pada garis ini mempunyai *Sw* = 100% atau *Sw* = 1. Pada titik potong antara garis *Sw* = 1 dengan porositas 100%, maka : Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.8 untuk sandstone), maka besarnya *Rw* dapat ditentukan. Di bawah ini pada **Gambar 26** terdapat grafik untuk menentukan nilai *Rw* menggunakan *pickett plot*



Gambar 26 Grafik *Pickett plot Rw* K-09

Pada metode *pickett plot* ini didapatkan nilai *Rw* sebesar 0,16. Zona yang digunakan untuk metode *pickett plot* ini adalah zona water bearing. Zona water bearing adalah zona yang memiliki nilai Lld atau Resistivitas yang kecil Resistivitas yang kecil ini menunjukan bahwa lapisan tersebut terisi oleh air. Karena air memiliki nilai resistivitas yang kecil. Sedangkan minyak dan gas memiliki resistivitas yang tinggi. Tetapi, gas memiliki resistivitas yang lebih tinggi daripada minyak. Pada **Gambar 27** akan ditunjukan zona water bearing. Nilai resistivitas dan porositas yang ada pada zona tersebut telah di interpretasikan pada grafik *pickett plot*.



Gambar 27 Zona *water bearing* sumur K-09

Selanjutnya mencari nilai *Rw* dengan menggunakan *Rw* dari sp. Untuk metode *Rw* sp ini dibutuhkan beberapa langkah untuk mendapatkan nilai *Rw* nya yaitu sebagai berikut:

1. Menentukan Temperatur formasi

   Pada sumur k-09 ini temperatur formasi (Tf) adalah 133^0 F. Nilai *Rmf* = 0,915 dan *Rmft* = 133^0 F

2. Menentukan nilai sp

   Baca defleksi maksimum langsung dari kurva SP pada sumur K-09. Dalam halini, karena shale baseline SP memiliki nilai bukan nol (30 mV), nilainya harusdikurangi dari nilai kurva SP.

   Nilai SP adalah: SP (baca dari log) – nilai dasar = (-99 mV) +(30 mV) = -64 mV

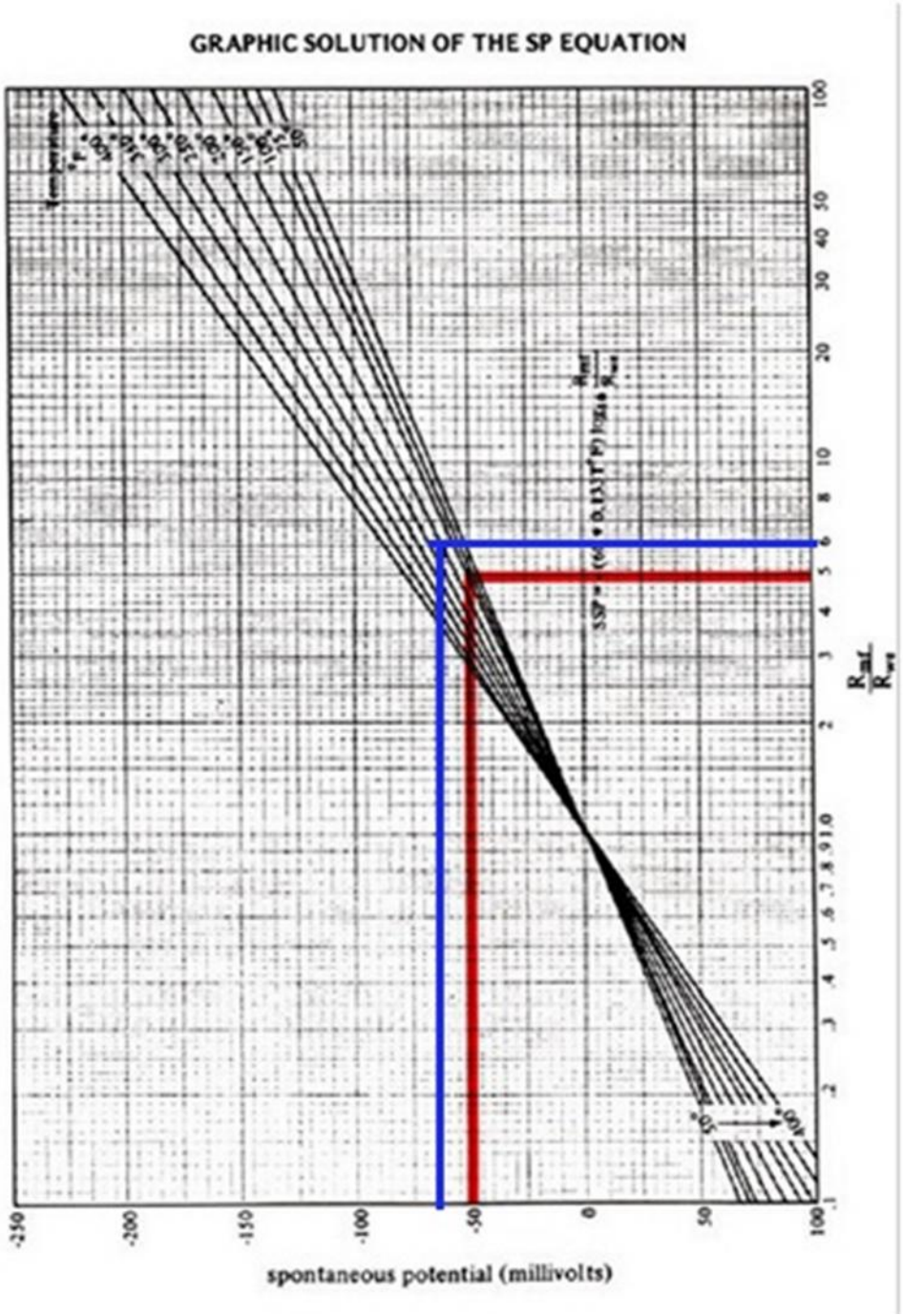
   SP = -64 mV.

3. Menentukan rasio *Rmf* / *Rw*e, dan itu akan digunakan untuk menentukan *Rw*e. Metode ini akan ditunjukan pada **Gambar 28.**

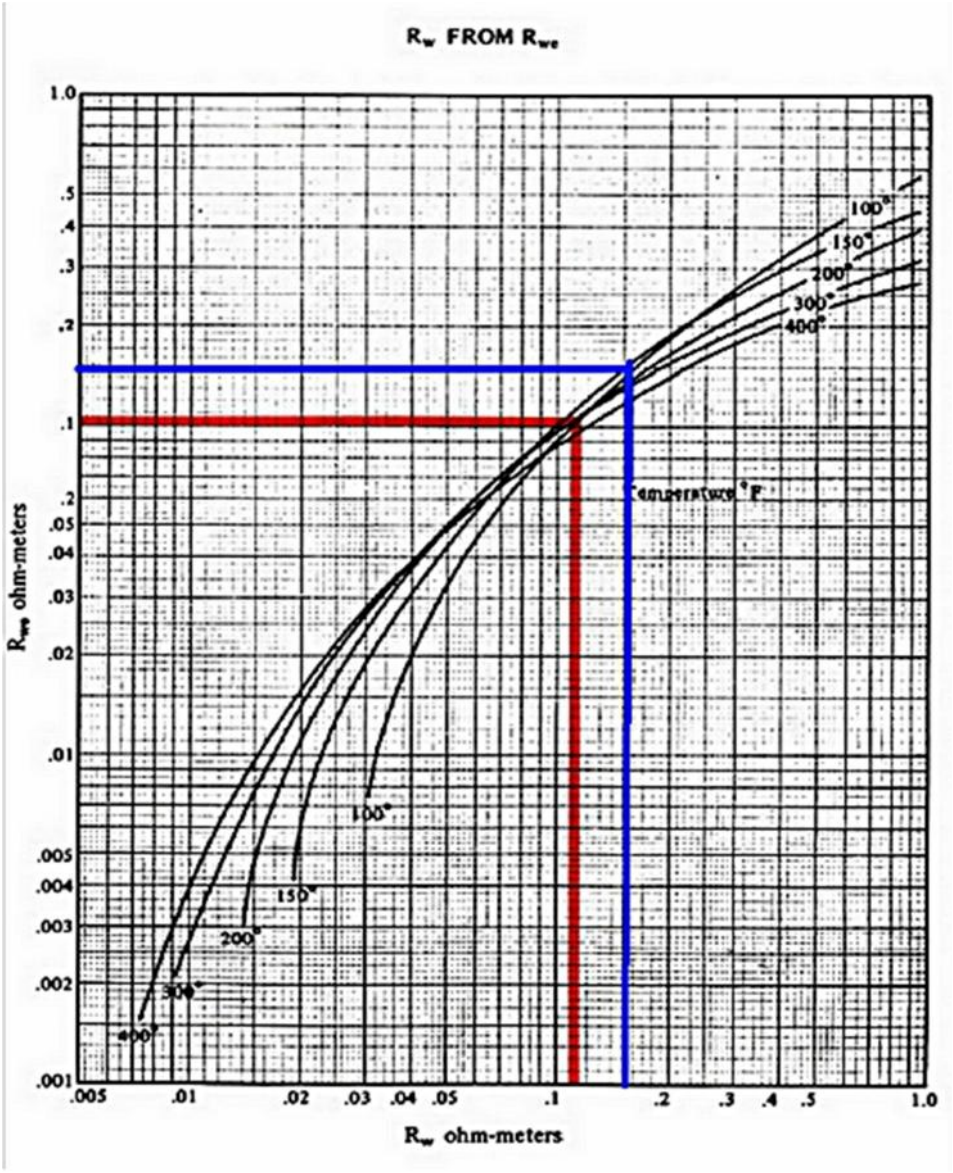
4. Menentukan nilai *Rw*

   Berdasarkan langkah sebelumnya dari grafik rasio *Rmf*/*Rw*e didapatkan hasilnya adalah 6 selanjutnya menentukan nilai *Rw*e yaitu dengan cara membagi nilai *Rmf* dengan nilai yang didapatkan dari grafik rasio *rmf*/*rw*e hasilnya adalah sebagai berikut:

   *Rw*e = $\frac{0,915}{6} = 0,152$



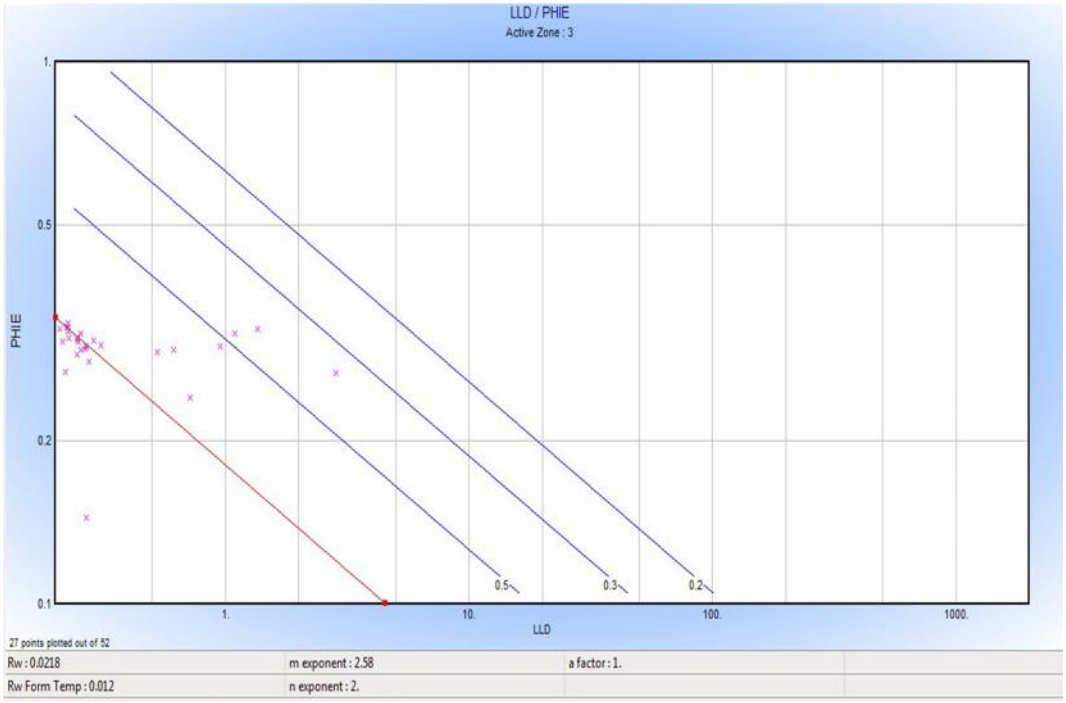
Gambar 28 Grafik rasio *Rmf* / *Rw*e sumur k-09



Gambar 29 Grafik nilai *Rw* sumur K-09

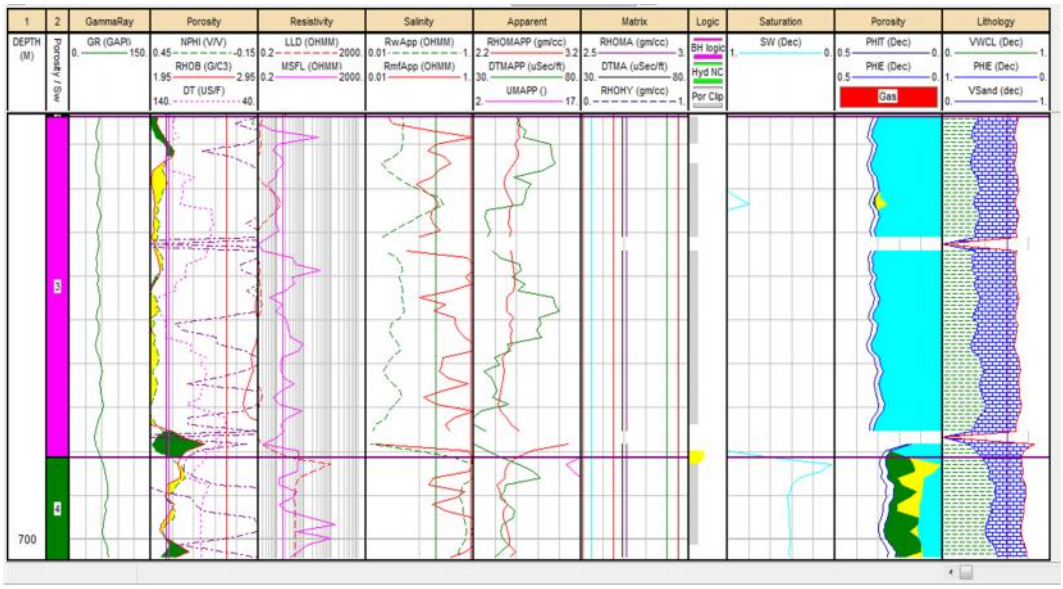
Pada grafik ini nilai *Rw* yang didapatkan adalah 0,15. Untuk menentukan grafik ini kita memasukan nilai *rwe* yang telah kita dapatkan sebelumnya pada bagian *Rwe* pada **Gambar 29** kemudian ditarik garis ke kanan menuju suhu 133^0F. Setelah itu garis ke bawah dan didapatkan nilai *Rw*-nya adalah 0,15 ohmm.

Selanjutnya untuk sumur K-012 menggunakan metode yang sama yaitu metode *Rw Pickett plot* dan *Rw* dari Sp.



Gambar 30 Grafik *Rw pickett plot* sumur K-012

Pada metode *pickett plot* ini didapatkan nilai *Rw* sebesar 0,2. Zona yang digunakan untuk metode *pickett plot* ini adalah zona *water bearing.* Zona water *bearing* adalah zona yang memiliki nilai Lld atau resistivitas yang kecil. Resistivitas yang kecil ini menunjukan bahwa lapisan tersebut terisi oleh air. Karena air memiliki nilai resistivitas yang kecil. Sedangkan minyak dan gas memiliki resistivitas yang tinggi. Tetapi, gas memiliki resistivitas yang lebih tinggi daripada minyak. Pada **Gambar 31** akan ditunjukan zona *water bearing*. Nilai resistivitas dan porositas yang ada pada zona tersebut telah di interpretasikan pada grafik *pickett plot*.



Gambar 31 Zona *water bearing* pada sumur K-012

Selanjutnya mencari nilai *Rw* dengan menggunakan *Rw* dari sp. Untuk metode *Rw* sp ini dibutuhkan beberapa langkah untuk mendapatkan nilai *Rw*-nya yaitu sebagai berikut:

1. Menentukan Temperatur formasi

   Pada sumur k-012 ini temperatur formasi (*Tf*) adalah 146^0 F. Nilai *Rmf* = 0,94 dan *Rmft* = 146^0 F

2. Menentukan Nilai Sp

   Baca defleksi maksimum langsung dari kurva SP pada sumur K-012. Dalam hal ini, karena *shale baseline* SP memiliki nilai bukan nol (-55 mV), nilainya harus dikurangi dari nilai kurva SP.

   Nilai SP adalah: SP (baca dari log) – nilai dasar = (-104 mV) +(-55 mV) = -159 mV

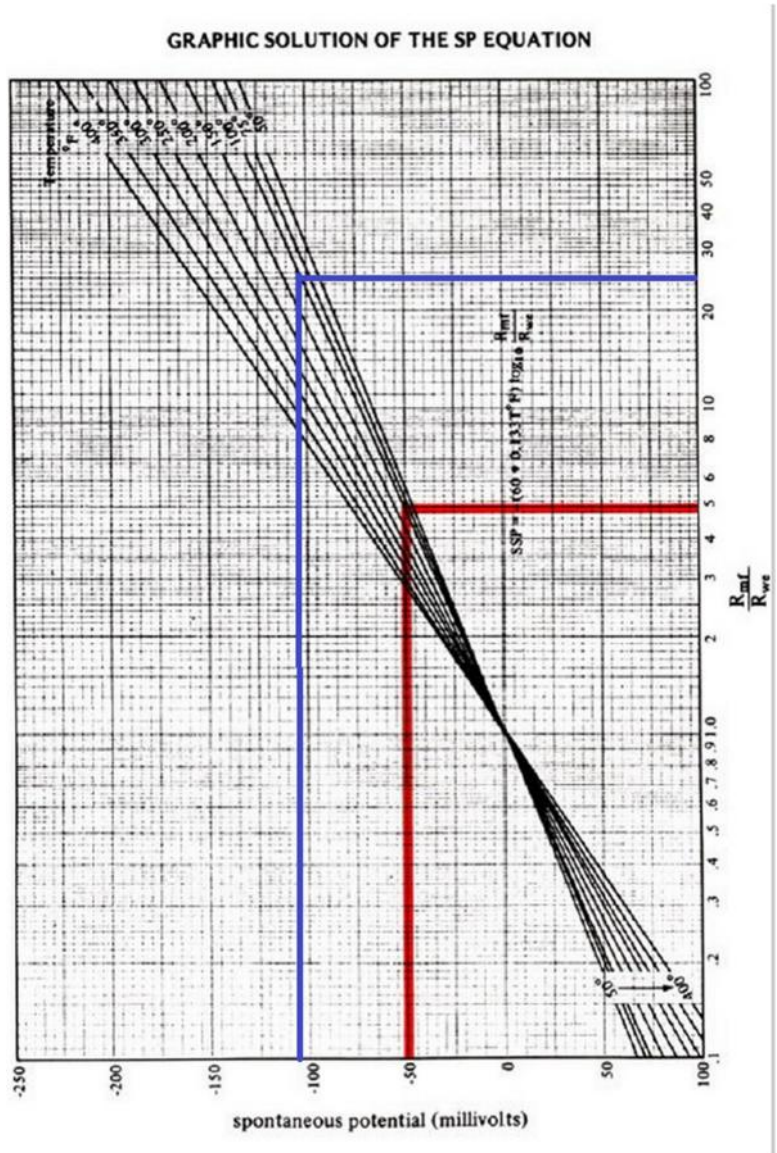
   SP = -159 mV.

3. Menentukan rasio *Rmf* / *Rw*e, dan itu akan digunakan untuk menentukan *Rw*e. Metode ini akan ditunjukan pada **Gambar 32**.

4. Menentukan nilai *Rw*

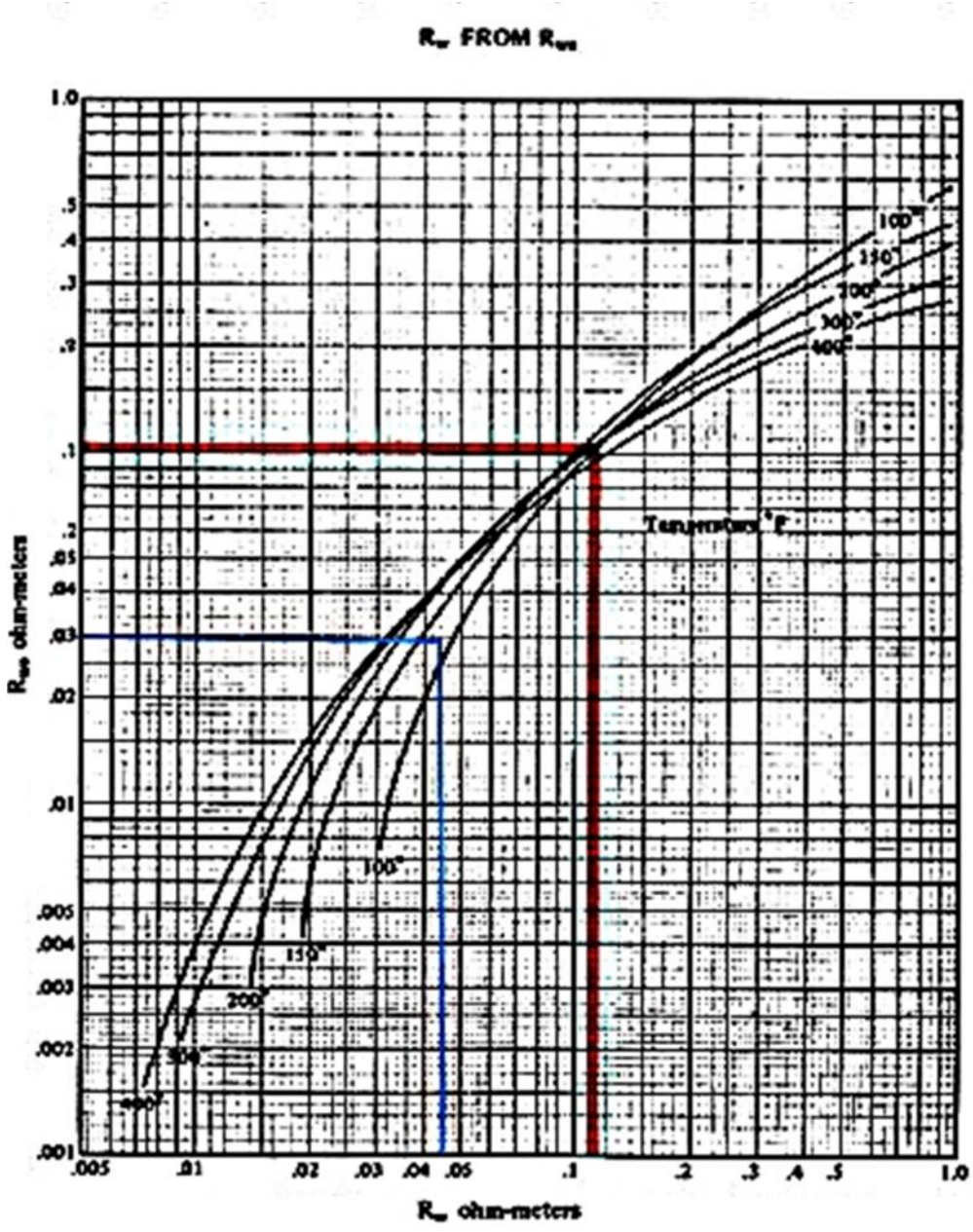
   Berdasarkan langkah sebelumnya dari grafik rasio *Rmf* / *Rw*e didapatkan hasilnya adalah 25 selanjutnya menentukan nilai *Rw*e yaitu dengan cara membagi nilai *Rmf* dengan nilai yang didapatkan dari grafik rasio *rmf* / *rw*e hasilnya adalah sebagai berikut:

   *Rw*e = $\frac{0,94}{25} = 0,03$



Gambar 32 Grafik rasio *Rmf* / *Rw*e sumur K-012

Pada grafik dibawah ini nilai *Rw* yang didapatkan adalah 0,045. Untuk menentukan grafik ini kita memasukan nilai *rw*e yang telah kita dapatkan sebelumnya yaitu 0,03 pada bagian *Rw*e pada **Gambar 33** kemudian ditarik garis ke kanan menuju suhu 114^0 F. Setelah itu garis ke bawah dan didapatkan nilai *Rw*nya adalah 0,045 ohmm. Nilai *Rw* yang didapatkan akan ditunjukan pada **Gambar 33** dibawah ini.



Gambar 33 Grafik nilai *Rw* sumur K-012

Setelah mendapatkan nilai *Rw* hal yang akan dilakukan selanjutnya adalah mencari nilai porositas efektif pada tiap sumur. Dalam mencari nilai porositas efektif dapat dihitung dengan menggunakan bantuan berdasarkan log densitas dan log neutron. Untuk mendapatkan nilai porositas efektif terlebih dahulu harus mencari nilai porositas neutron dan nilai porositas densitas yang dapat dilihat pada **Persamaan 6**, **Persamaan 7**, dan **Persamaan 8**. Persamaan yang dipakai untuk menghitung nilai porositas efektif adalah persamaan porositas neutron densitas yang terdapat pada **Persamaan 9**. Nilai porositas akan ditunjukan pada **Tabel 7** dibawah ini.

Tabel 7 Nilai porositas pada sumur K-09 dan K-012

Sumur	Porositas Densitas	Porositas Neutron	Porositas Efektif %
Sumur K-09	0,63	0,12	44
Sumur K-012	0,56	0,12	40

Selanjutnya adalah mencari nilai saturasi air. Saturasi air berfungsi untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoar, jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $Sw = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $Sw < 1$. Pada perhitungan nilai saturasi air sumur k-09 dan k-012 digunakan persamaan simandox pada formasi berai yang merupakan *shaly sand*. Persamaan simandox ditunjukan pada **Persamaan 18**.

Tabel 8 Nilai *Sw* dengan menggunakan *Rw* sp dan *Rw pickett plot*

Sumur	Zona Produktif	*Sw* (*Rw* sp) %	*Sw* (*Rw Pickett plot*) %
Sumur K-09	2	9,2	9,7
	4	11,4	11,8
	6	27,6	28,8
Sumur K-012	5	4,7	3,1

Penentuan jenis kandungan di dalam reservoar (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (*Sw*) dalam hasil batasan umum harga *Sw* untuk lapangan yang belum dikenal seperti di bawah ini.

1. Jika harga *Sw* rata-rata >70%-75%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar air.'
2. Jika harga *Sw* rata-rata <50%-70%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar minyak.
3. Jika harga *Sw* rata-rata <60%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar minyak dan gas.
4. Jika harga *Sw* rata-rata <50%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar gas (Dewanto, 2016).

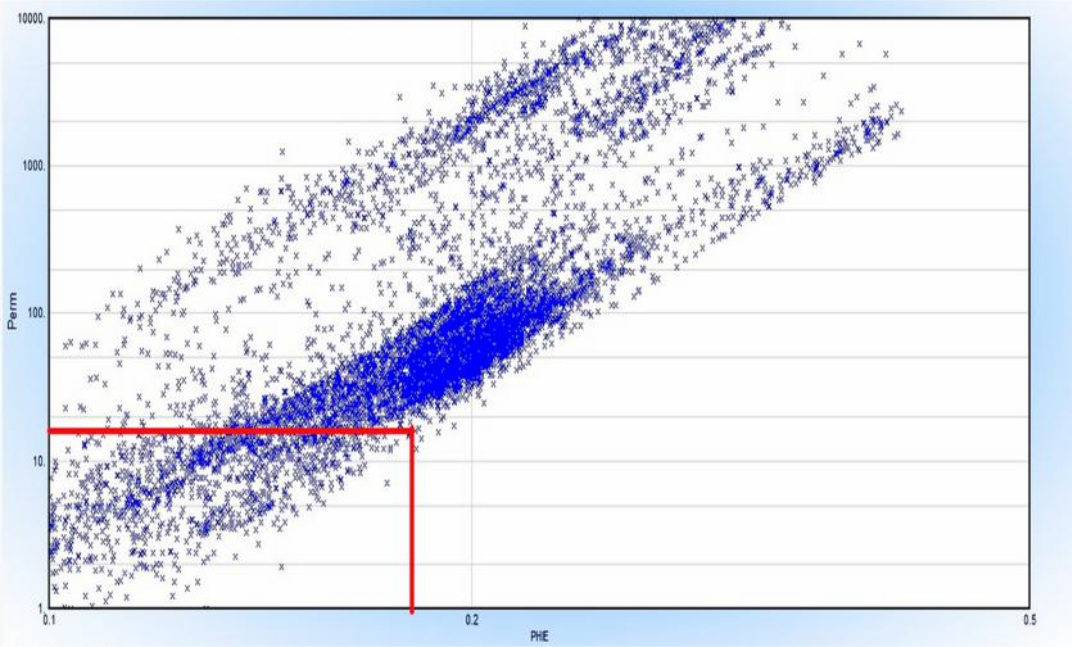
Maka dari teori penentuan jenis kandungan dalam reservoar kita dapat mengetahui jenis fluida yang ada pada sumur K-09 dan K-012. Hasil dari jenis fluida yang terkandung dalam sumur K-09 dan K-012 akan dituliskan pada **Tabel 9** di bawah ini:

Tabel 9 Jenis kandungan fluida pada sumur K-09 dan K-012

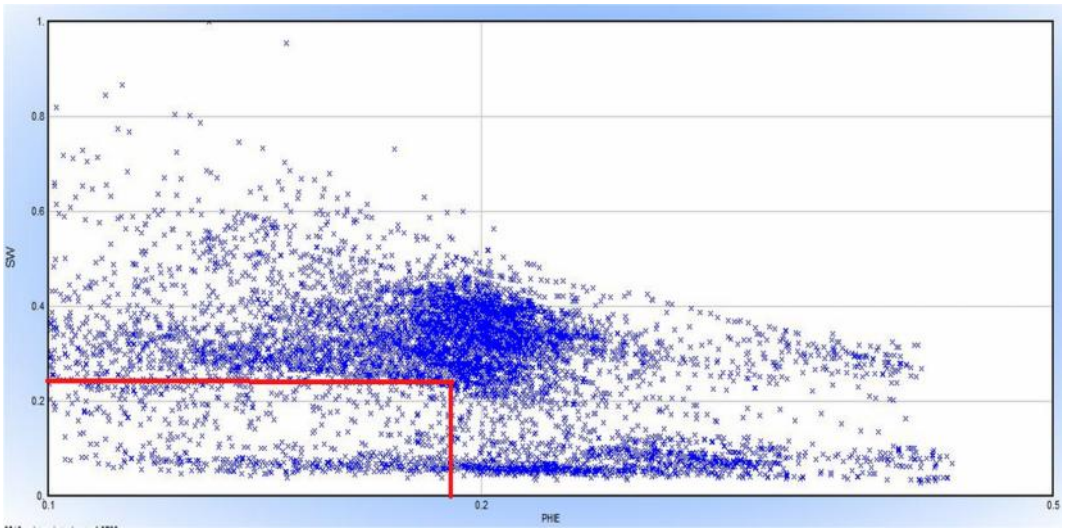
Sumur	Zona	Jenis Fluida
K-09	2	Gas
	4	Gas
	6	Gas
K-012	5	Gas

Setelah didapatkan nilai saturasi air untuk sumur K-09 dan K-012, maka langkah dilakukan pemenggalan data atau *cut off* untuk menentukan dan mengetahui zona-zona mana saja yang produktif dan layak untuk dilakukan kegiatan pemboran guna melanjutkan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi migas.

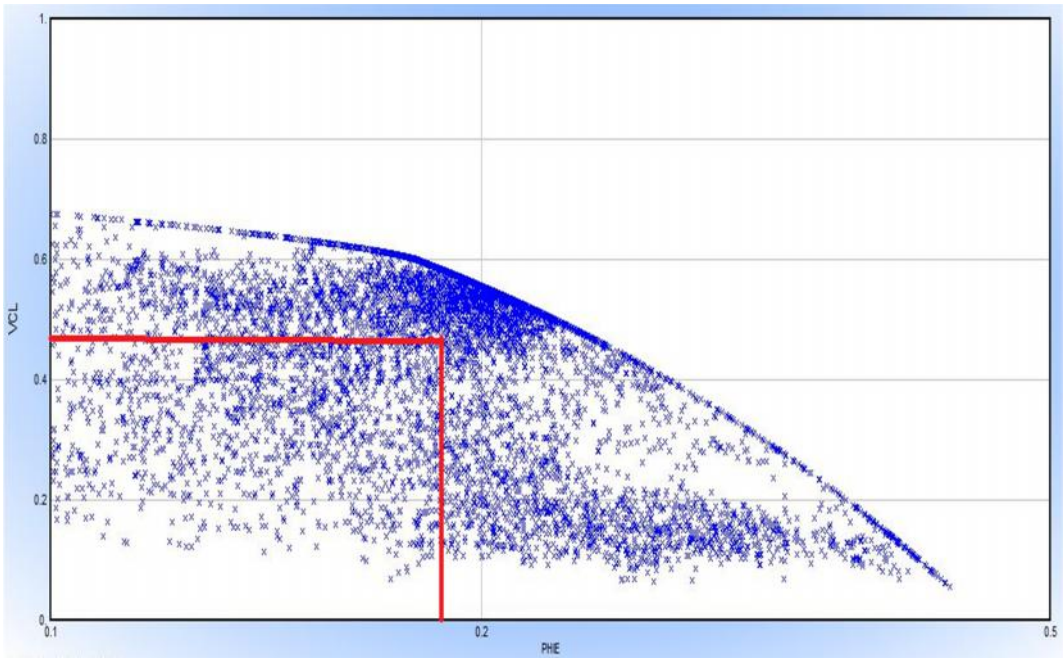
Nilai penggal ini didapatkan dari hasil crossplot antar beberapa parameter petrofisika yang telah didapatkan. Seperti porositas (*PHIE*) dengan Permeabilitas (*Perm*) dan Porositas dengan kandungan lempung (*VLGR*). Untuk sumur K-09, nilai penggal porositas didapatkan sebesar 18%, permeabilitas sebesar 26,78, kandungan lempung sebesar 44% dan saturasi sebesar 23,8%. *Crossplot* ini dilakukan pada kedalaman 99,182 m–233,541 m. Zona ini memiliki ketebalan 134,359 m.



Gambar 34 *Crossplot PHIE* dan Permeabilitas sumur K-09



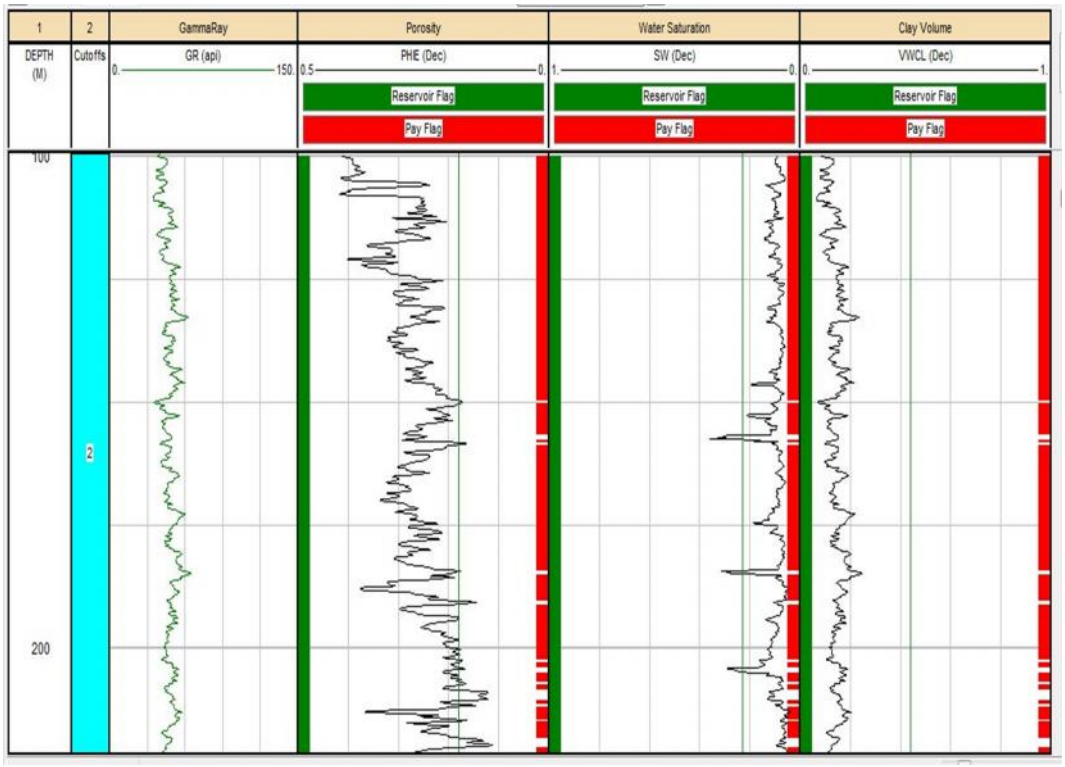
Gambar 35 *Crossplot PHIE* dan *Sw* sumur K-09



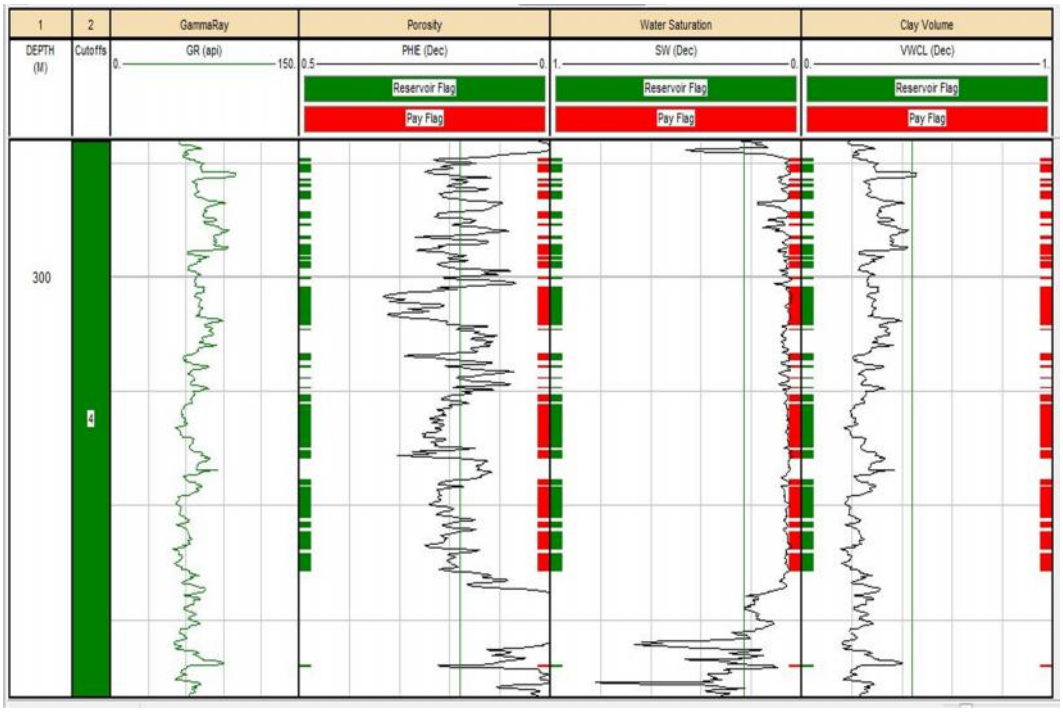
Gambar 36 *Crossplot PHIE* dan *Volume clay* sumur K-09

Dari penetapan nilai-nilai tersebut, maka akan didapatkan zona yang benar-benar produktif dan prospektif seperti pada **Gambar 37** dibawah ini.

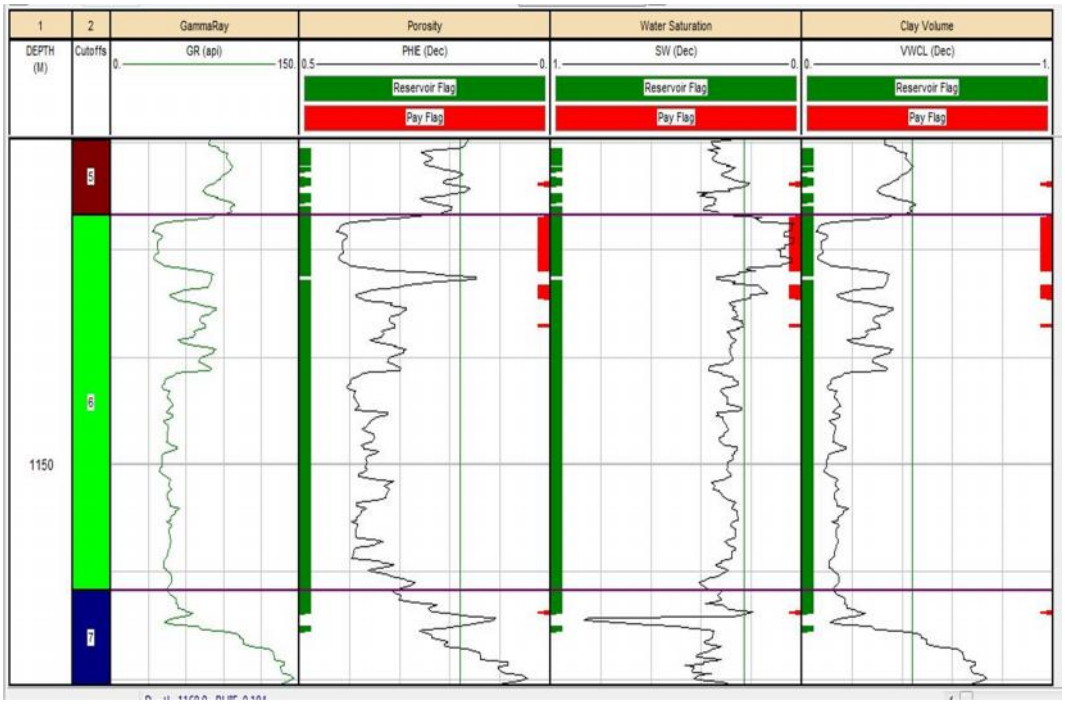
Gambar 37 *Cut off* sumur K-09



Gambar 38 Hasil *cut off* zona 2 sumur K-09

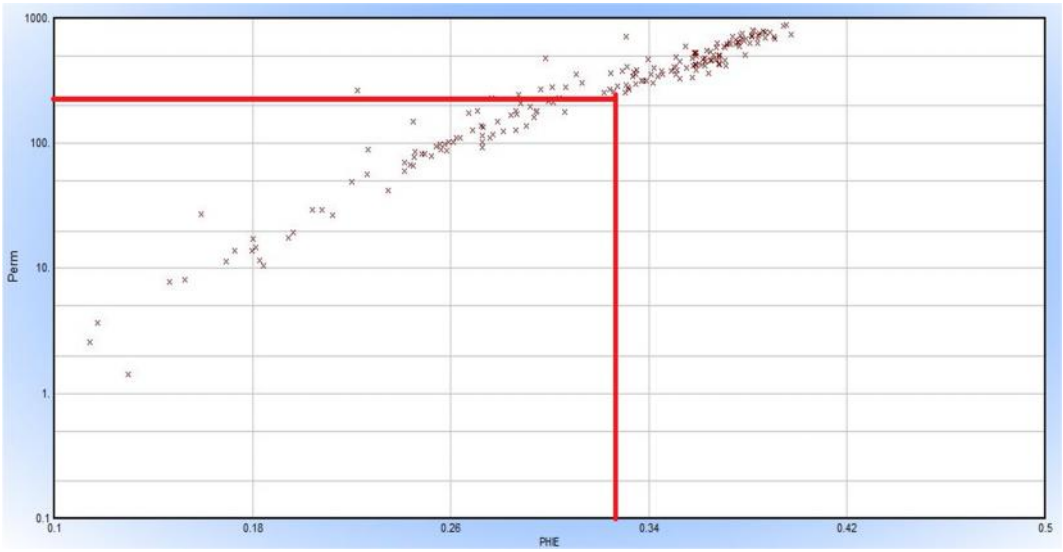


Gambar 39 Hasil *cut off* zona 4 sumur K-09

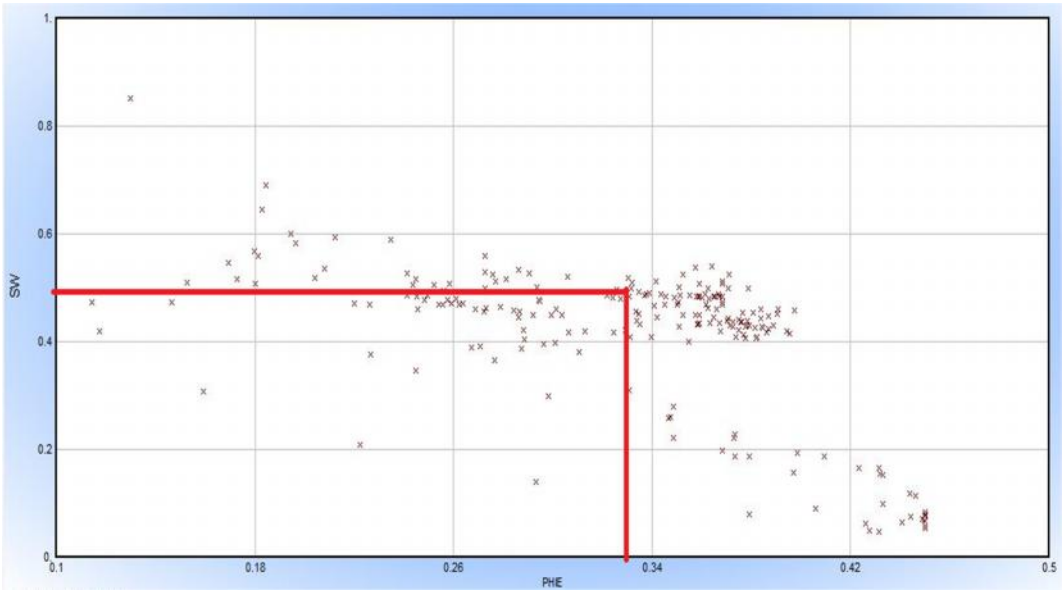


Gambar 40 Hasil *cut off* zona 6 sumur K-09

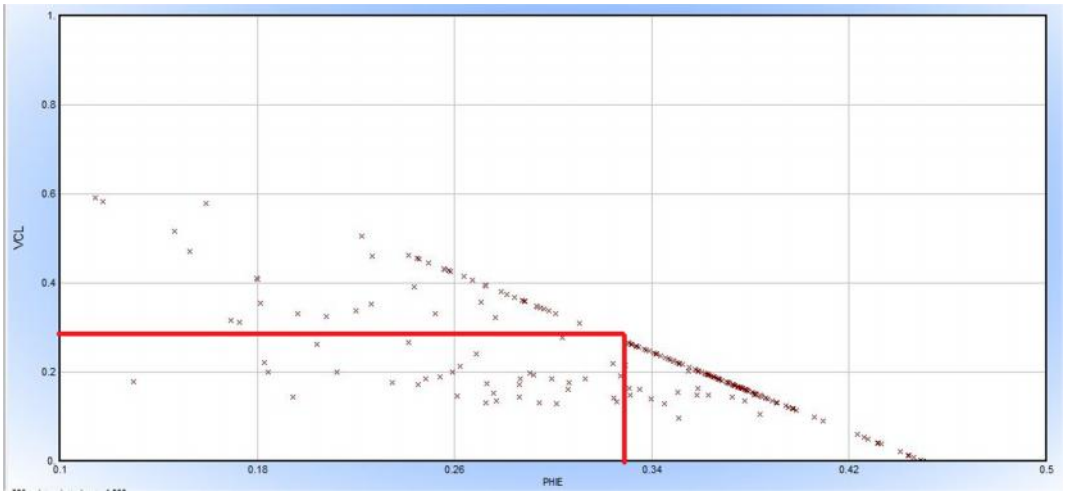
Untuk sumur K-012, nilai penggal porositas didapatkan sebesar 33%, permeabilitas sebesar 226,3, kandungan lempung sebesar 29% dan saturasi sebesar 48%. *Crossplot* ini dilakukan pada kedalaman 1145,591 m–1179,271 m. Zona ini memiliki ketebalan 33,68 m.



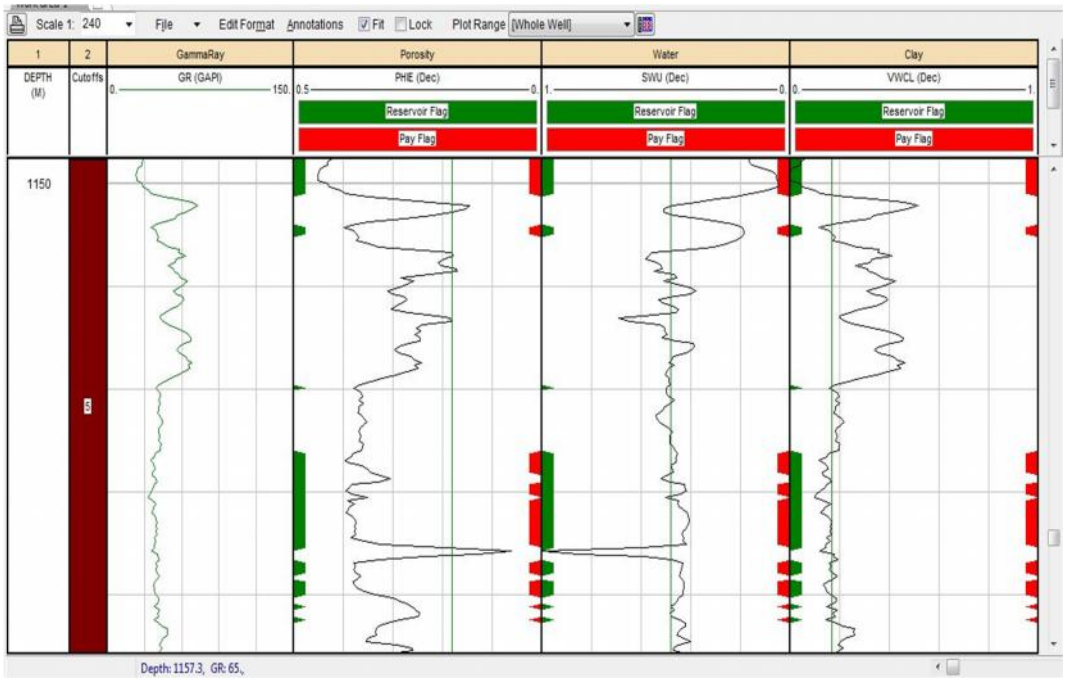
Gambar 41 *Crossplot PHIE* dan Permeabilitas sumur K-012



Gambar 42 *Crossplot PHIE* dan *Sw* sumur K-012



Gambar 43 *Crossplot PHIE* dan *Volume clay* sumur K-012



Gambar 44 Hasil *cut off* zona 5 sumur K-012

Hal yang terakhir dilakukan adalah melakukan lumping. Dengan dilakukannya pemenggalan nilai (*cut off*) parameter petrofisika untuk kandungan lempung dan porositas akan menghasilkan zona net reservoar. Sedangkan zona net reservoar ditambahkan nilai penggal kejenuhan air akan menghasilkan zona

net pay. Nilai penggal porositas akan bersifat sebagai filter untuk nilai lebih besar atau sama dengan nilai penggal. Nilai penggal porositas pada sumur k-09 adalah 18% dan nilai penggal porositas pada sumur K-012 adalah 33%.

Nilai penggal kandungan lempung dan kejenuhan air akan bersifat sebagai filter untuk nilai lebih kecil atau sama dengan nilai penggalnya. Nilai penggal kandungan lempung pada sumur K-09 adalah 44,3% dan pada sumur K-012 adalah 29%. Nilai penggal kejenuhan air pada sumur K-09 adalah 23% dan pada sumur k-012 adalah 48%.

Dari hasil lumping, dapat kita ketahui bahwa pada sumur K-09, dari sembilan zona yang ada pada sumur ini yang menjadi zona prospek adalah 3 zona saja. Zona Prospek Hidrokarbon yang baik yaitu pada zona 2, zona 4 dan zona 6. Dengan ketebalan reservoar untuk zona 2 sebesar 134,359 m, zona 4 sebesar 154,118 m dan zona 6 sebesar 34,958 m.

Masing-masing zona tersebut memiliki nilai *Net Pay* yang akan ditampilkan pada **Tabel 10**. ketiga zona juga memiliki ketebalan reservoar sebagai berikut untuk zona produktif 2 yaitu sebesar 133,68 m dan memiliki *Net pay* 122,73 m, untuk zona produktif 4 memiliki ketebalan reservoar sebesar 69,08 m dan net pay sebesar 68,62 m dan untuk zona produktif 6 memliki ketebalan reservoar 34,65 m dan memiliki *net pay* 6,84 m. Sehingga dapat disimpulkan daerah yang sangat produktif dan mengandung banyak hidrokarbon adalah zona 2 dengan kedalaman 99,182- 233,541 m untuk sumur K-09.

Sedangkan untuk sumur K-012,hanya terdapat 1 zona yang baik yaitu zona 5. Zona 5 memiliki ketebalan reservoar sebesar 12,7 m dan memiliki *net pay*

sebesar 10,9 m. Hasil dari lumping sumur K-09 dan K-012 ini akan dijabarkan dalam bentuk tabel pada **Tabel 11**.

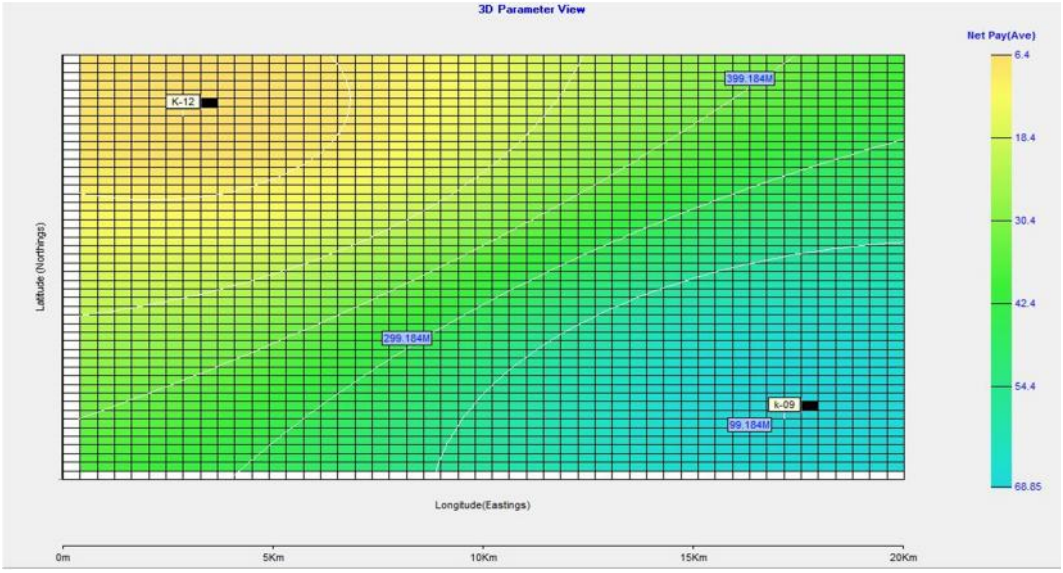
Tabel 10. Hasil Lumping sumur K-09

zona	*Gross Interval* (m)	*Net Pay*	*Av phi pay*	*Av Sw pay*	*Av Vcl Pay*	*PhiH Pay*	*PhiSoH Pay*	*VclH Pay*
2	134,36	122,73	0,266	0,086	0,142	32,60	29,78	17,48
4	153,51	68,62	0,131	0,056	0,239	15,58	14,71	16,40
6	34,96	6,84	0,027	0,102	0,143	2,63	2,37	0,98

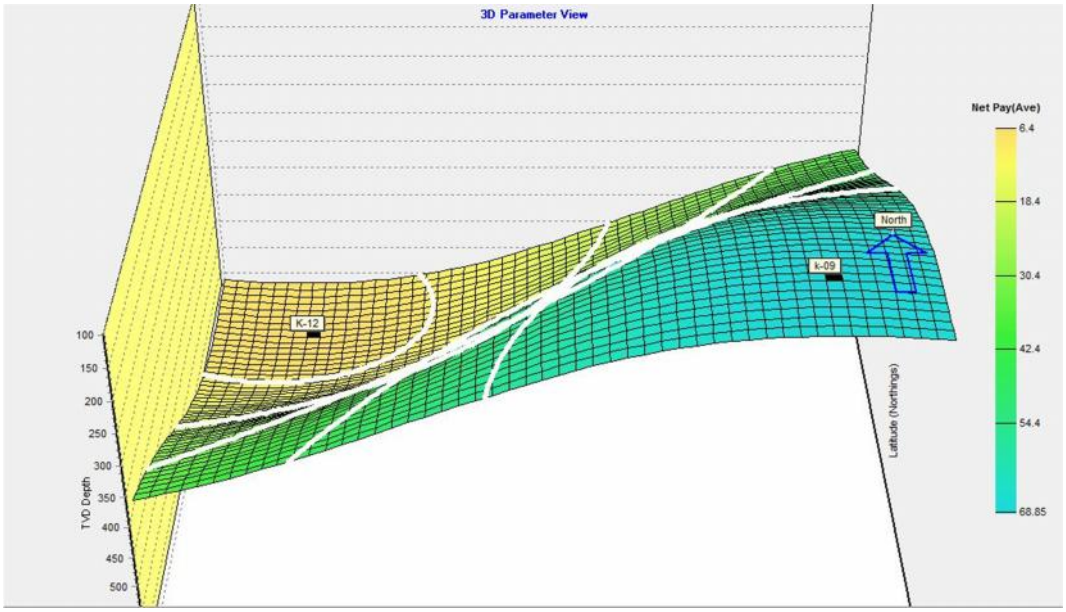
Tabel 11 Hasil lumping dari sumur K-012

zona	Gross Interval (m)	Net Pay	Av phi pay	Av *Sw* pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
5	134,36	122,73	0,266	0,086	0,142	32,60	29,78	17,48

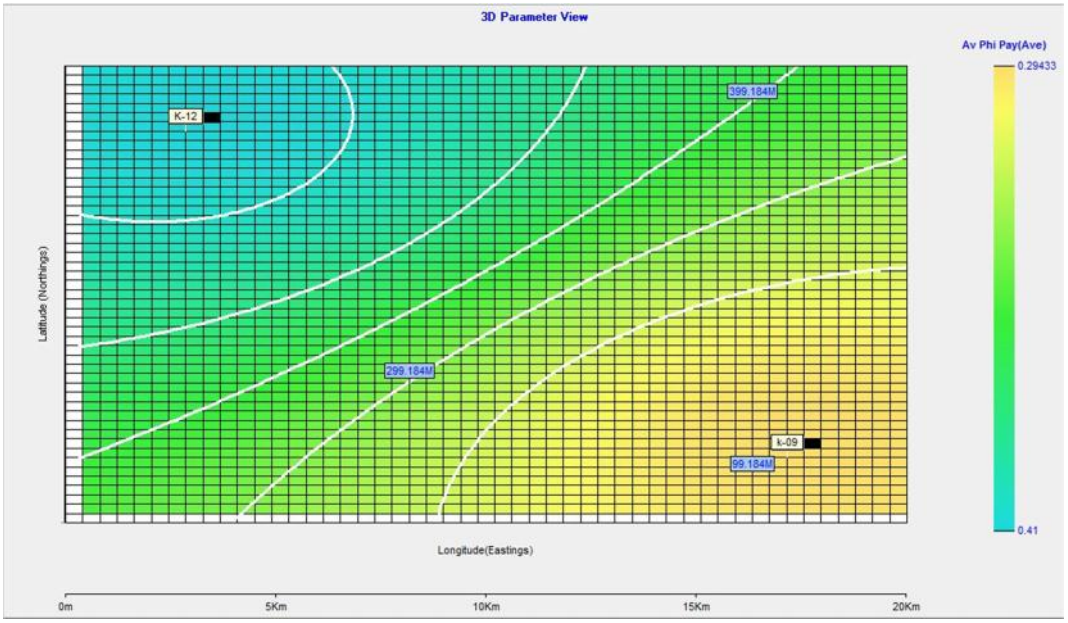
Setelah didapatkan nilai lumpingnya kemudian dilakukan pengolahan 3 dimensi pada parameter saturasi air, *net pay*, dan porositas. Hasil dari pengolahan 3 dimensi berupa penampang 2 dimensi dan 3 dimensi akan ditunjukan dibawah ini



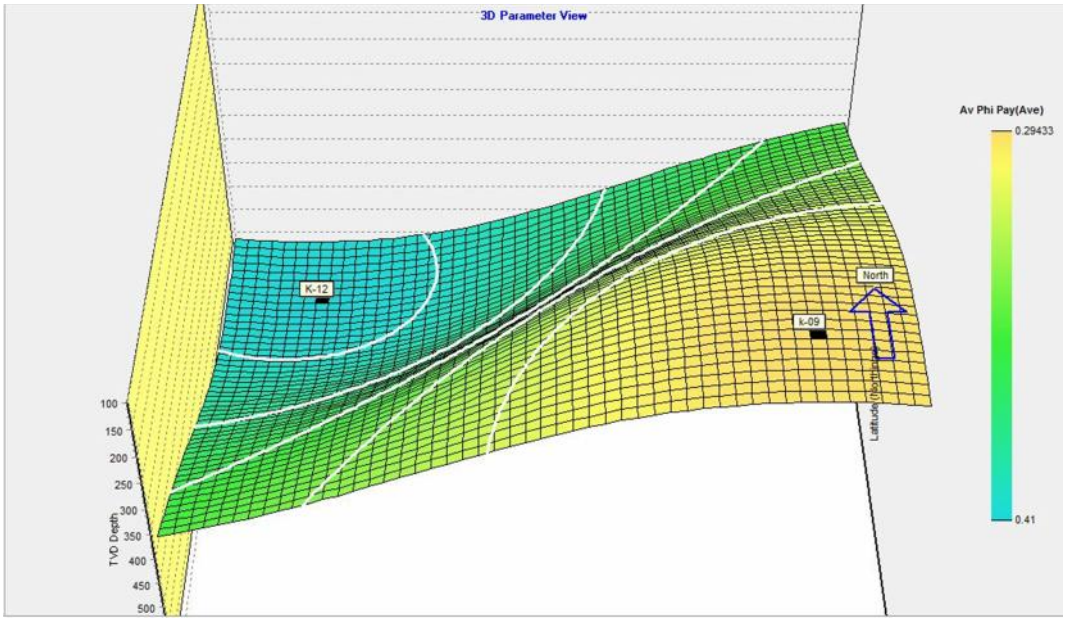
Gambar 45 Penampang 2D *Net pay*



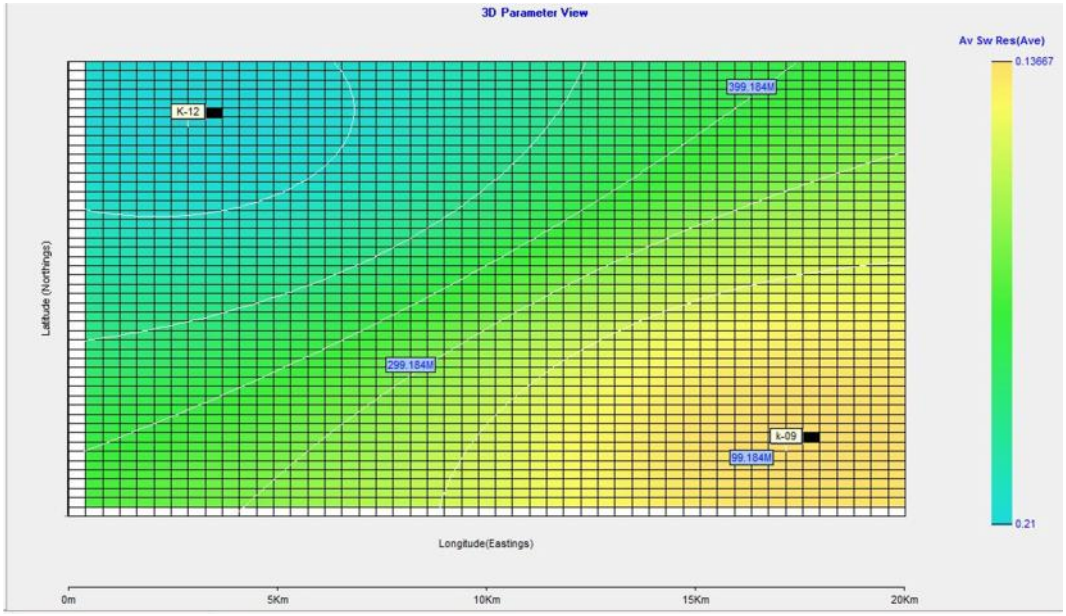
Gambar 46 Penampang 3D *Net pay*



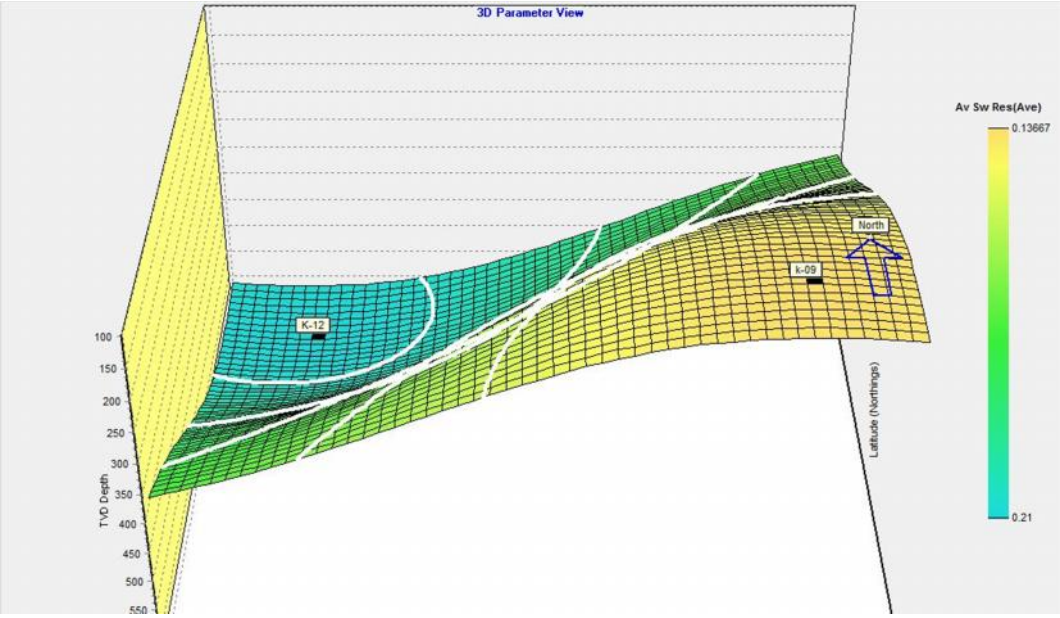
Gambar 47 Penampang 2D Porositas



Gambar 48 Penampang 3D porositas



Gambar 49 Penampang 2D Saturasi air



Gambar 50 Penampang 3D saturasi air

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Setelah dilakukan interpretasi pada sumur k-09 dan sumur k-012 didapatkan 3 zona produktif pada sumur k-09 dan 1 zona produktif pada sumur k-012.
2. Pada sumur k-09 memiliki nilai Phie 44%, *Vcl* pada zona 2 sebesar 3%, *Vcl* pada zona 4 sebesar 7%, zona 6 sumur nilai *Vcl* sebesar 4%. Pada sumur k-012 memiliki nilai Phie 40%. Untuk Vcl pada zona 5 nilainya 7%.
3. Pada sumur k-09 dan k-012 didapatkan nilai *Rw* dengan menggunakan 2 metode yaitu metode *Rw pickett plot* dan *Rw* sp. Sumur k-09 dengan metode *Rw* sp nilai *Rw*-nya 0,15 dan *Rw pickett* plot sebesar 0,16. Sumur K-012 dengan *Rw pickett plot* nilai *Rw*-nya 0,02 dan dengan *Rw* sp nilai *Rw*-nya 0,045.
4. Pada sumur k-09 Zona 2 dengan *Rw* sp nilai *Sw*-nya 9,2% dan menggunakan *Rw pickett plot* nilai *Sw*-nya 9,7%. Pada zona 4 dengan *Rw* sp nilai *Sw*-nya 11,4% dan menggunakan *Rw pickett plot* nilai *Sw*-nya 11,8%. Pada zona 6 dengan *Rw* sp nilai *Sw*-nya 27,6% dan menggunakan *Rw pickett plot* nilai *Sw*-nya 28,8%. Pada sumur K-012 dengan menggunakan *Rw pickett plot* nilai *Sw*-nya 4,7% dan dengan menggunakan *Rw* sp nilai *Sw*-nya 3,1%.

5. Untuk nilai *cut off* pada sumur k-09 terbagi atas 3 parameter *cut off* yaitu Porositas sebesar 18%, *vcl* sebesar 44,3% dan *Sw* sebesar 23,8%. Untuk nilai *cut off* pada sumur k-012 adalah sebagai berikut: Parameter porositas 33%, *vcl* sebesar 29% dan *Sw* sebesar 48%.
6. Pada sumur k-09 dan K-012 setelah dilakukan analisis log secara kualitatif dan kuantitatif maka diketahui bahwa sumur tersebut diisi oleh hidrokarbon berjenis gas.

6.2 Saran

Saran dari penelitian yang telah dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Sebaiknya dilakukan pula pengambilan data seismik dan data core untuk lebih melengkapi penelitian selanjutnya.
2. sebaiknya digunakan lebih dari 2 data sumur agar data yang diperoleh lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

Asquith, G.B., 1982, *Basic Well Log Analysis for Geologists*, Tulsa, Oklahoma, AAPG, Methods in Exploration Series.

Bateman dan Richard, M., 1985, *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*, International Human Resources Development Corporation, Boston.

Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Gulf Freeway, Texas.

Dewanto, O., 2016, *Petrofisika Log*, Universitas Lampung, Lampung.

Dwiyono, I.F., dan Winardi, S., 2014, Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi, *M2P-03, Prosiding Seminar Nasional Kebumian ke-7*, Universitas Gajah Mada.

Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.

Hernansjah, 2008, *Analisa Log Sumur*, ITB, Bandung.

Hilchie, D.W., 1982, *Advanced Well Log Interpretation*, Colorado.

Judson, S., Kauffman, M. E dan Leet, L. D., 1987, *Physical Geology*, 7th Ed, New Jersey: Practice-Hall, Inc.

Loverson, A.I., 1954, *Geology of Petroleum*, W.H. Freeman and Company, San Fransisco.

Nugroho, H., 2011, *Buku Panduan Praktikum GMB*, Teknik Geologi UNDIP, Semarang.

Rider, M., 1996, *The Geological Interpertation of Well Logs*, Caithness, Scotlandia.

Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition,Sutherland, Skotlandia.

Rosyidan, C., Satiawati, L., dan Satiyawira, B., 2015, Analisa fisika minyak (*petrophysics*) dari data log konvensional untuk menghitung sw berbagai metode, *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal) SNF 2015* Volume IV, p-ISSN: 2339-0654, e-ISSN: 2476-9398.

Schlumberger, 1958, *Introduction to Well Logging*, Schlumberger Well Services.

Schlumberger, 1972, *The Essentials of Log Interpretation Practice*, Service Techniques Schlumberger, France.

Schlumberger, 1989, *Log Interpretation Principles/Application*, Seventh Printing, Texas.

Sheriff, R.E., 1990, *Applied Geophysics*, Second Edition, Cambridge University Press, New York.

Sugiarto, T. A., Sentosa, J. B., dan Warnana, D. D., 2013, Evaluasi formasi dan estimasi permeabilitas pada reservoir karbonat menggunakan carman kozceny,*Jurnal Sains Pomits Vol. 1, No. 1, (2013): 1-5*

Thomas, D.H., 1984, *Seismic application of Sonic Logs*, Technicalpaper British Petroleum Co. Ltd.

Winardi, S., 2014, *Quantitative Log Analysis*, Departmement Of Geological Eng Gajah Mada University.

Witts, D., 2012, A new depositional and provenance model for the Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia,*Journal of Asian Earth Sciences 56(2012)*: 77-104.