
**ANALISIS S_w BERDASARKAN NILAI R_w SPONTANEOUS POTENSIAL DAN R_w
PICKETT PLOT PADA FORMASI BERAI CEKUNGAN BARITO DENGAN
MENGUNAKAN METODE *WELL LOGGING***

Lita Samantha Manurung*¹⁾, Ordas Dewanto¹⁾, Nandi Haerudin¹⁾

¹⁾Teknik Geofisika, Universitas Lampung
Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung
35145
Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

*e-mail**: samantha.lita@gmail.com

ABSTRAK

Daerah penelitian berada pada Cekungan Barito lebih tepatnya berada pada Formasi Berai. Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis nilai S_w berdasarkan nilai R_w dengan menggunakan 2 metode R_w yaitu R_w dari log sp dan R_w menggunakan *pickett plot* dan juga setelah menganalisis nilai S_w -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 R_w pada sumur K-09 dan K-012 didapatkan hasil sebagai berikut: untuk sumur K-09 nilai R_w *pickett plot* didapatkan 0,16 sedangkan untuk R_w sp didapatkan hasilnya 0,15. Pada sumur K-012 untuk R_w *pickett plot* didapatkan 0,02 sedangkan untuk R_w sp didapatkan hasilnya 0,045. Dari nilai R_w yang didapatkan dengan 2 metode tersebut selanjutnya nilai R_w itu digunakan untuk menganalisis nilai S_w . Untuk mencari nilai S_w digunakan rumus simandox. Selisih nilai S_w yang didapatkan tidak terlalu berbeda sehingga jenis fluida yang dianalisis berdasarkan nilai S_w tetap sama.

ABSTRACT

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

Keywords: R_w , SP, pickett plot, S_w , simandox

1. PENDAHULUAN

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. Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan nilai dari parameter petrofisika Formasi Berai berdasarkan data log pengeboran sumur di struktur Cekungan Barito.

2. TINJAUAN 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.

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.

2.2.2 Stratigrafi Regional

Secara umum stratigrafi Cekungan Barito dari muda ke tua secara berurutan adalah sebagai berikut:

Pertama yaitu Formasi Tanjung yang Paling Tua. Berumur Eosen yang diendapkan pada lingkungan paralis hingga neritik. Kedua adalah 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. Ketiga adalah 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. Keempat 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. Kelima adalah 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.

3. 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).

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).

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.

3.4 Interpretasi Kualitatif

Pada analisa kualitatif, parameter-parameter yang dievaluasi antara lain yaitu: Jenis litologi, *sand baseline-shale baseline*, lapisan *permeable* dan *impermeable*, zona reservoir, dan jenis cairan pengisi reservoir.

3.5 Interpretasi Kuantitatif

Analisis log secara kuantitatif meliputi analisa volume *shale*, nilai porositas (ΦD , ΦN , dan ΦE), *Resistivity Water* (R_w), dan *Water saturation* (S_w).

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*:

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

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

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

Di beberapa literatur, I_{GR} dianggap sama dengan

$$Vsh (I_{GR} = Vsh) \quad (4)$$

3.5.2 Porositas

Pori-pori atau rongga-rongga merupakan sifat dasar batuan reservoir yang menjadi tempat fluida terperangkap. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Sherrif, 1990). Dalam reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas. Untuk mencari porositas efektif pada zona produktif digunakan rumus porositas Neutron-Densitas sebagai berikut:

$$\Phi e = \sqrt{\frac{\Phi Dc^2 + \Phi Nc^2}{2}} \quad (5)$$

Dimana:

ΦNc : koreksi porositas neutron

ΦDc : koreksi porositas densitas

3.5.3 Resistivitas Air

Determinasi harga R_w dapat ditentukan dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode R_w pickett plot dan R_w dari log sp. Pada penentuan menggunakan metode R_w pickett plot digunakan parameter log resistivitas, log porositas dan zona water bearing. Kemudian untuk metode R_w dari log sp parameter yang dibutuhkan adalah log sp, nilai Resistivitas *mud filtrate* dan temperatur suhu formasi.

3.5.4 Saturasi Air

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 reservoir 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 $S_w = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w < 1$.

Untuk zona yang mengandung *shale* digunakan rumus *simandoux*, rumus S_w *Simandoux* adalah sebagai berikut:

$$S_w = \frac{0,4 \times R_w}{\phi^2} \times \frac{V_{shl}}{R_{shl}} + \frac{5\phi^2}{R_t \times R_w} - \frac{V_{shl}}{R_{shl}}$$

Dimana:

S_w : saturasi air

R_w : *Water resistivity*

R_t : *True resistivity*

R_{shl} : *Resistivity pada shale*

V_{shl} : *Volume shale*

Φ : Porositas efektif

4. Metodologi Penelitian

Pada Penelitian ini, pengambilan data secara langsung di lapangan tidak dilakukan. 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 disediakan 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 R_w dengan menggunakan metode R_w Sp dan *Picket plot*.
3. Melakukan perhitungan Saturasi air berdasarkan data log dengan formula Indonesia.

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian dengan menggunakan metode *well logging* dilakukan 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 ditunjukkan untuk mengetahui parameter-

parameter fisik batuan reservoir yang telah terindikasi dari analisis kualitatif.

5.1 Analisis Log Kualitatif

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. Pada sumur K-09 didapatkan 3 zona produktif sedangkan untuk sumur K-012 didapatkan 1 zona produktif. Zona produktif ini akan ditampilkan pada **Gambar 1**, **Gambar 2**, **Gambar 3**, dan **Gambar 4**. Zona produktif dapat diketahui dari nilai gamma ray yang rendah (menandakan lapisan permeabel), memiliki nilai porositas yang baik di atas 15%, memiliki nilai R_t yang tinggi (menandakan fluida pengisi zona tersebut berisis minyak ataupun gas), memiliki nilai v_{shale} yang rendah, dan memiliki nilai S_w yang rendah kurang dari 70% menandakan dalam zona tersebut sedikit mengandung air.

5.2 Analisis Log Kuantitatif

Pada analisis log kuantitatif ini ditentukan pembagian zona kemudian melakukan *vclay* analisis untuk mendapatkan nilai volume clay yang ada pada sumur k-09 dan k-012 hasilnya terdapat pada **Tabel 1**.

Setelah mendapatkan hasil dari *vsh* kemudian kita mencari nilai dengan menggunakan 2 metode yaitu metode R_w pickett plot dan R_w dari sp.

Metode pertama yang akan dilakukan yaitu menentukan nilai R_w 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 S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan R_w , yaitu: dengan membuat crossplot antara R_t 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 $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$. Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka : Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk limestone dan 0.8 untuk sandstone), maka besarnya R_w dapat ditentukan. Di bawah ini pada **Gambar 5** dan **Gambar 6** terdapat grafik untuk menentukan nilai R_w menggunakan pickett plot. Nilai R_w dengan menggunakan R_w pickett plot pada sumur K-09 adalah 0,16 ohm m dan sumur K-012 R_w -nya sebesar 0,02.

Selanjutnya menentukan nilai R_w dengan menggunakan metode sp langkah-langkahnya adalah sebagai berikut:

1. Menentukan Temperatur formasi
2. Menentukan nilai sp
3. Menentukan rasio R_{mf} / R_{we} , dan itu akan digunakan untuk menentukan R_{we} .
4. Menentukan nilai R_w

Hasil dari penentuan nilai R_w menggunakan metode sp untuk sumur k-09 nilai R_w -nya adalah 0,15 ohm m dan R_w sumur k-012 adalah 0,04 ohm m.

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. Nilai porositas efektif yang didapatkan akan ditambihkan pada **Tabel 2**.

Selanjutnya adalah mencari nilai saturasi air. Saturasi air berfungsi untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoir, jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w = 1$, tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w < 1$. Pada perhitungan nilai saturasi air sumur k-09 dan k-012 digunakan persamaan simandox pada formasi berai yang merupakan *shaly sand*. Pada **Tabel 3** akan ditunjukkan nilai S_w yang telah didapatkan menggunakan persamaan simandox.

Dari **Tabel 3** tersebut dapat diketahui nilai S_w yang menggunakan R_w pickett plot dan R_w dari log sp selisih nilainya tidak jauh

berbeda sehingga penentuan jenis kandungan hidrokarbonnya tetap sama.

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

1. Jika harga S_w rata-rata $>70\%-75\%$, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir air.
2. Jika harga S_w rata-rata $<50\%-70\%$, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir minyak.
3. Jika harga S_w rata-rata $<60\%$, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir minyak dan gas.
4. Jika harga S_w rata-rata $<50\%$, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir gas (Dewanto, 2016).

Maka dari teori penentuan jenis kandungan dalam reservoir 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 4**.

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. Hasil dari *cut off* pada sumur K-09 terdapat pada **Gambar 7**.

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. Hasil dari *cut off* pada sumur K-012 terdapat pada **Gambar 8**.

Hal yang terakhir dilakukan adalah melakukan lumping. Dengan dilakukannya pemenggalan nilai (*cut off*) parameter petrofisika untuk kandungan lempung dan porositas akan menghasilkan zona net reservoir. Sedangkan zona net reservoir 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 reservoir 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 5**. ketiga zona juga memiliki ketebalan reservoir sebagai berikut untuk zona produktif 2 yaitu sebesar 133,68 m dan memiliki *Net pay* 122,73 m, untuk zona produktif 4 memiliki ketebalan reservoir sebesar 69,08 m dan net pay sebesar 68,62 m dan untuk zona produktif 6 memiliki ketebalan reservoir 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 reservoir 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 6**.

Setelah didapatkan nilai lumpingnya kemudian dilakukan pengolahan 3 dimensi pada parameter saturasi air, *net pay*, dan porositas. Hasil dari pengolahan 3 dimensi ditunjukkan pada **Gambar 9**, **Gambar 10**, dan **Gambar 11**.

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang dapat diambil pada penelitian yang telah dilakukan adalah:

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 ohmm dan *Rw pickett plot* sebesar 0,16 ohmm. Sumur K-012 dengan *Rw pickett plot* nilai *Rw*-nya 0,02 ohmm dan dengan *Rw sp* nilai *Rw*-nya 0,045 ohmm.
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

Adapun saran yang dapat diberikan adalah:

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.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KPPP Teknologi Eksplorasi PPPTMGB "LEMIGAS" Cipulir, Jakarta Selatan yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan Penelitian Tugas Akhir, serta Dr Ordas Dewanto, S.Si., M.Si dan Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si yang telah membimbing dan memberikan dukungan terhadap penyelesaian penelitian ini.

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 Kebumihan 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 Interpretation 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.
-

LAMPIRAN

Tabel 1. Nilai *index gamma ray* dan *volume shale*

| Sumur | Zona Produktif | <i>Index Gamma Ray</i> % | <i>Volume Shale</i> % |
|-------------|----------------|-----------------------------|--------------------------|
| Sumur K-09 | 2 | 14 | 3 |
| | 4 | 25 | 7 |
| | 6 | 17 | 4 |
| Sumur K-012 | 5 | 21 | 7 |

Tabel 2. 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 |

Tabel 3 Nilai S_w dengan menggunakan R_w sp dan R_w pickett plot

| Sumur | Zona Produktif | S_w (R_w sp) % | S_w (R_w 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 |

Tabel 4 Jenis kandungan fluida pada sumur K-09 dan K-012

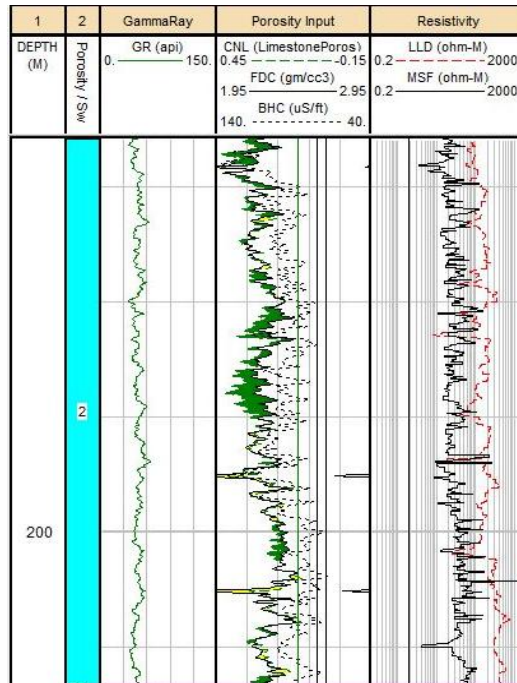
| Sumur | Zona | Jenis Fluida |
|--------------|------|--------------|
| K-09 | 2 | Gas |
| | 4 | Gas |
| | 6 | Gas |
| K-012 | 5 | Gas |

Tabel 5 Hasil Lumping sumur K-09

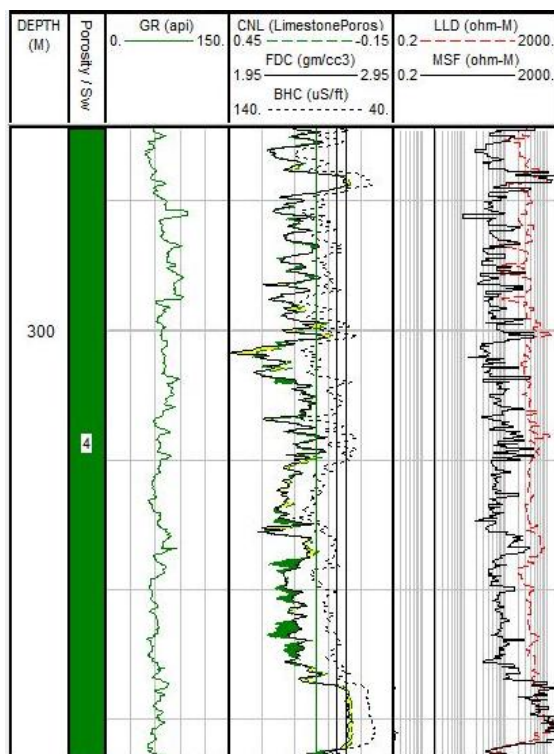
| zona | <i>Gross Interval</i> (m) | <i>Net Pay</i> | <i>Av phi pay</i> | <i>Av Sw pay</i> | <i>Av Vcl Pay</i> | <i>PhiH Pay</i> | <i>PhiSoH Pay</i> | <i>VclH Pay</i> |
|------|------------------------------|----------------|-------------------|------------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| 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 6 Hasil Lumping sumur K-012

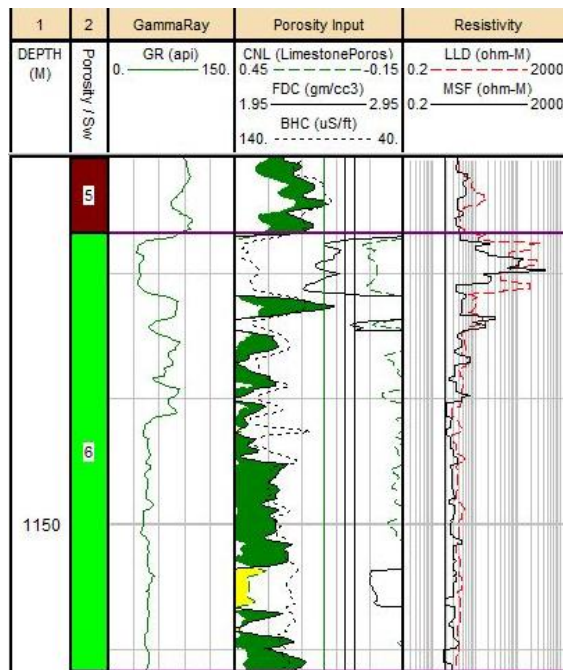
| zona | Gross Interval (m) | Net Pay | Av phi pay | Av Sw pay | Av Vcl Pay | PhiH Pay | PhiSoH Pay | VclH Pay |
|------|--------------------|---------|------------|-----------|------------|----------|------------|----------|
| 5 | 134,36 | 122,73 | 0,266 | 0,086 | 0,142 | 32,60 | 29,78 | 17,48 |



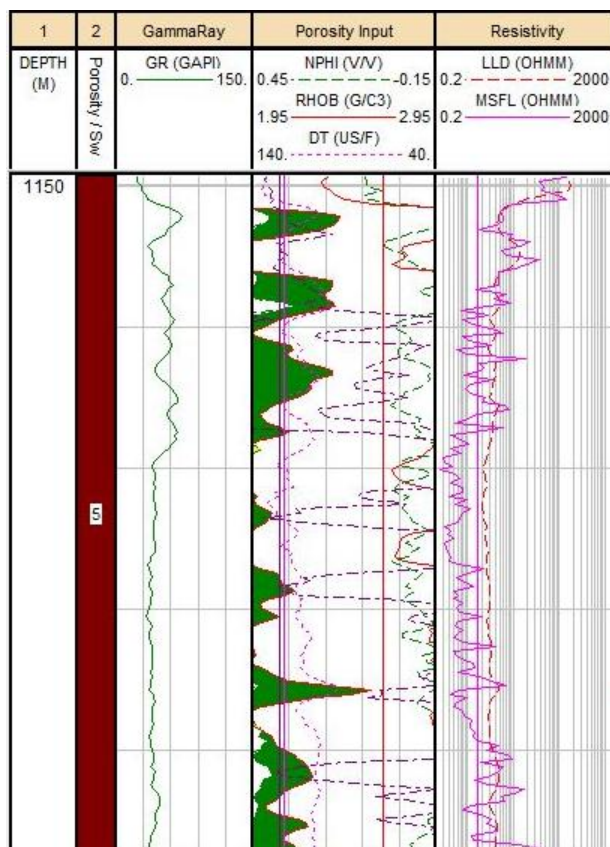
Gambar 1 Zona produktif 2 sumur K-09



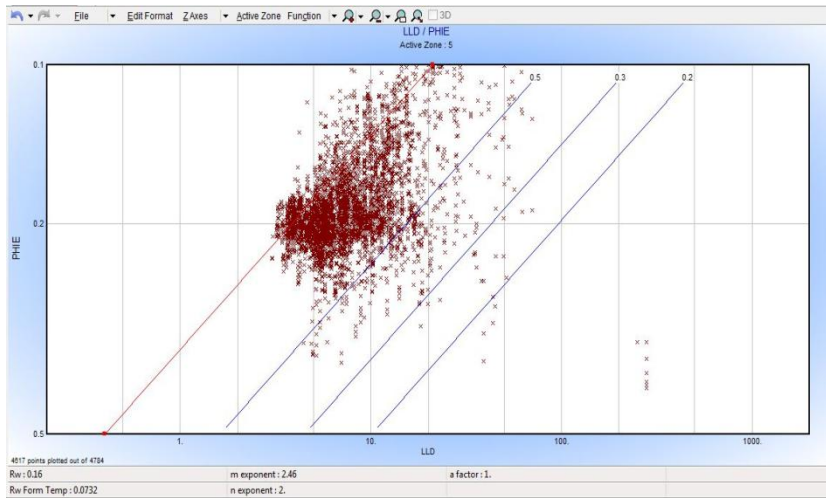
Gambar 2 Zona produktif 4 sumur K-09



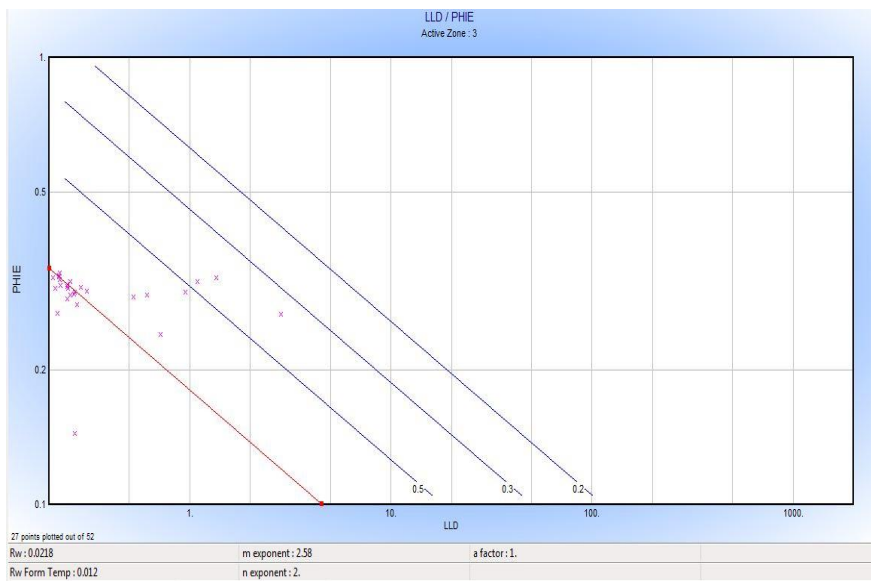
Gambar 3 Zona produktif 6 sumur K-09



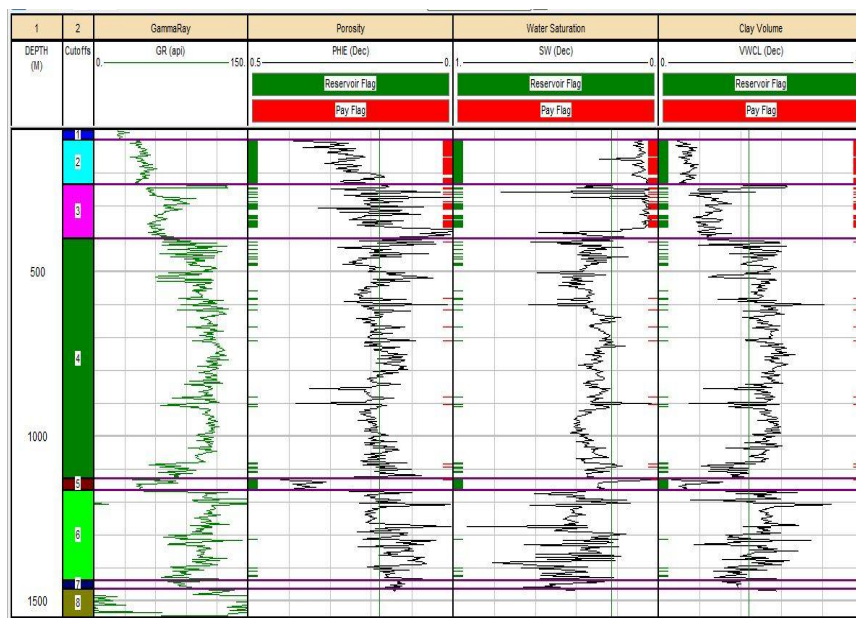
Gambar 4 Zona produktif 5 sumur K-012



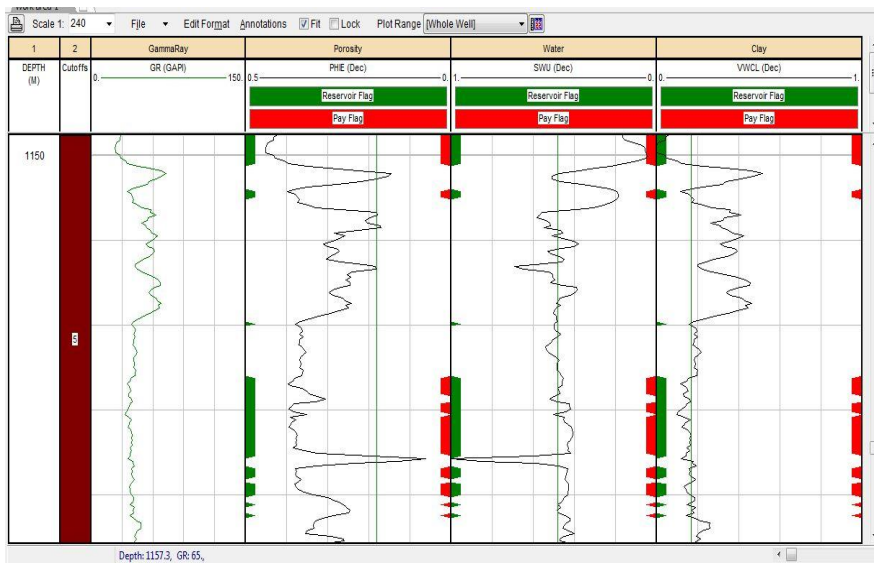
Gambar 5 Grafik Pickett plot Rw K-09



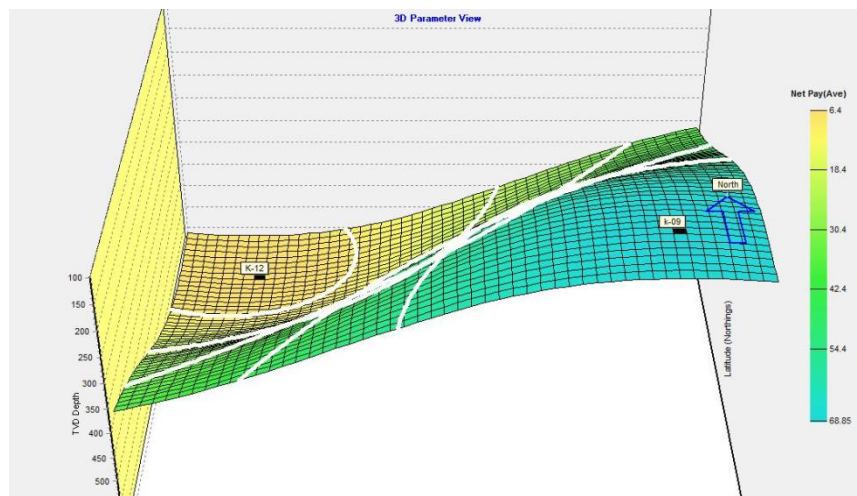
Gambar 6 Grafik Pickett plot Rw K-012



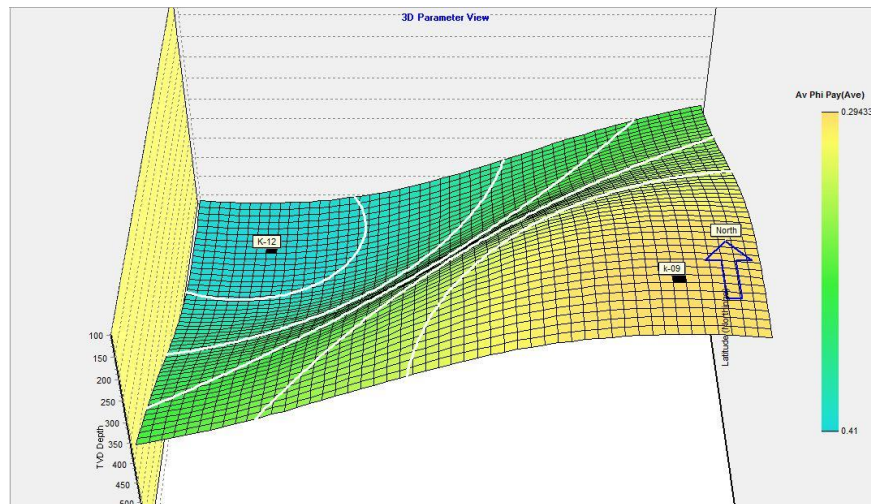
Gambar 7 Cut off sumur K-09



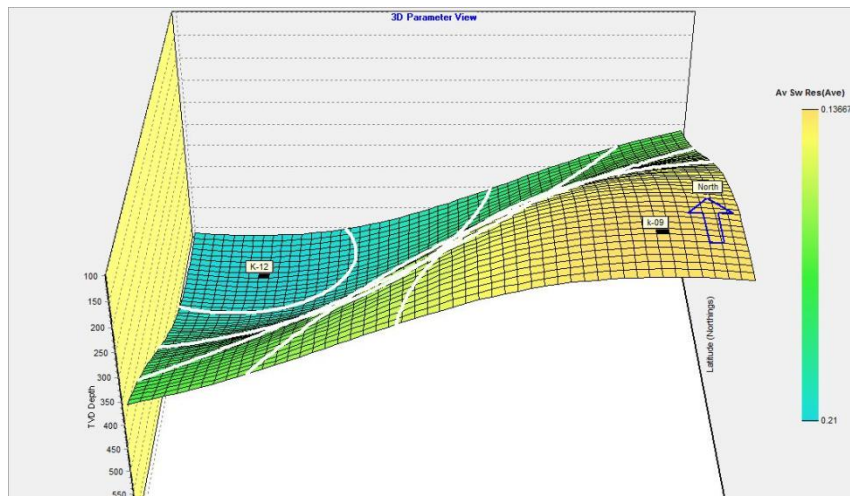
Gambar 8 Hasil *cut off* zona 5 sumur K-012



Gambar 9 Penampang 3D *Net pay*



Gambar 10 Penampang 3D porositas



Gambar 11 Penampang 3D saturasi air