

KARAKTERISASI RESERVOAR MELALUI ANALISIS PETROFISIKA BERDASARKAN DATA LOG SUMUR “TRD” FORMASI AIR BENAKAT

Beny Chasandra^{*1}, Ordas Dewanto¹, Nandi Haerudin¹, Ni Putu Juniari²

¹Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung

Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

²PT Pertamina EP ASSET 1 Jambi

Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

e-mail: *1benychasandra26@gmail.com

ABSTRAK

Daerah penelitian terletak pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada Formasi Air Benakat yang berada di bagian tenggara Provinsi Jambi. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui dimana zona-zona produktif berdasarkan analisis parameter petrofisika (saturasi air, porositas dan vshale), serta bagaimana karakteristiknya. Adapun litologi pada sumur TRD adalah batupasir (sandstone) dengan sedikit kandungan foraminifera di dalamnya. Penentuan ini didasarkan pada hasil analisis petrofisika dengan hasil rata-rata porositas zona 7 pada sumur TRD-10 sebesar 12,4%, Sw 19,4% dan Vsh 6,2%; zona 7 sumur TRD-11 porositas 16,2%, Sw 41,3%, dan Vsh 22%; zona 11 pada sumur TRD-14 porositas 33,2%, Sw 21,2% dan Vsh 1,2%; zona 6 sumur TRD-15, porositas 7,02%, Sw 32,3% dan Vsh 5,6%; zona 7 sumur TRD-17, porositas 9,04%, Sw 25,6% dan Vsh 4,6%; dan zona 4 sumur TRD-19, porositas 23,2% Sw 13,5% dan Vsh 7,1%. Karakteristik reservoir pada sumur TRD ini relatif memiliki saturasi yang rendah di bawah 50%, porositas lebih dari 5 % dan kandungan lempung kurang dari 25%, sehingga zona produktif pada sumur TRD berpotensi gas.

ABSTRACT

The research area was located in South Sumatra Basin on Air Benakat Formation at South-East Jambi Province. The research conducted to know productive the interest zone by petrophysics analysis (volume shale water saturation, and porosity) and its characteristics by well-log. The lithology of TRD Well is sandstone with a few foraminifera. The interpretation based on the petrophysical analysis porosity of the 7th zone on TRD-10 is average 12,4%, saturation water 19,4% and volume shale 6,2%; the 7th zone on TRD-11 well is average porosity 16,2%, saturation water 41,3%, and volume shale 22%; the 11th zone on TRD-14 well is average porosity 33,2%, saturation water 21,2% and volume shale 1,2%; The 6th zone TRD-15 well, porosity 7,02%, saturation water 32,3% and volume shale 5,6%; On the TRD-17 well of the 7th zone is average the porosity 9,04%, saturation water 25,6% and volume shale 4,6%; and 4th zone of TRD-19 well, porosity 23,2% Saturation water 13,5% and volume shale 7,1%. The characteristics of hydrocarbon reservoir on TRD Wells have low water saturation is less than 50%, porosity more than 5% and volume shale less than 25%. From the result of petrophysics parameter value used as the indicator of the productive zone and interpreted that sand reservoir on well TRD has potentially for the reservoir zone with gas prospect.

Keywords— *petrophysics, water saturation, porosity, volume shale, and netpay*

1. PENDAHULUAN

Dalam perkembangan industri yang modern ini minyak dan gas merupakan salah satu sektor yang masih saja sangat diminati, mengingat energi yang tidak terbarukan ini keberadaannya mulai sangat sulit untuk ditemukan. Dalam penentuan suatu hidrokarbon dibutuhkan suatu survei, yaitu survei geologi dan survei geofisika. Metode *well log* merupakan salah satu diantara dari survei geofisika.

Logging memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitas banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva log memberikan informasi yang cukup tentang sifat-sifat batuan dan cairan. Dari sudut pandang pengambil keputusan, *logging* adalah bagian yang penting dari proses pemboran dan penyelesaian sumur. Mutlak untuk mendapatkan data log yang akurat dan lengkap. Biaya *logging* diperkirakan hanya sekitar 5% dari total biaya eksplorasi sebuah sumur, sehingga adalah kurang bijaksana bila tahap yang penting ini tidak dilaksanakan dengan baik.

Analisis petrofisika sangat penting dalam penentuan karakteristik batuan pada suatu reservoir. Mengingat parameter – parameter petrofisika diantaranya penentuan porositas, volume *shale* permeabilitas, saturasi air dan *cut off* serta *net pay*.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Lokasi penelitian termasuk dalam provinsi jambi, di mana batas Sub-Cekungan Jambi bagian utara dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh yang bersebelahan dengan Pegunungan Duabelas yang memisahkan dengan Cekungan Sumatra

Tengah. Kemudian di bagian timur diperkirakan melampar sampai ke arah Selat Malaka dan disebelah selatan berbatasan dengan Sub-Cekungan Palembang, kemudian di sebelah barat dibatasi oleh Sub-Cekungan Palembang Tengah.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Pembentukan Cekungan Sumatera Selatan sangat dikontrol oleh aktivitas tektonik tua mulai dari Mid. Mesozoikum hingga orogenesis Plio-Pleistosen yang paling akhir. Perkembangan tektonik cekungan Sumatera sangat dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Asia Tenggara. Sejarah tektonik yang memengaruhi pembentukan Cekungan Sumatera Selatan pada periode Mid-Mesozoik sampai Resen dapat dibagi menjadi 4 episode, yaitu Orogenesa Mid-Mesozoik, Tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal, Tectonic Quiescence, dan Orogenesa Plio-Pleistosen

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan memperlihatkan kesamaan unit dan waktu dengan Cekungan Sumatera Tengah. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa formasi yang berumur Tersier dan terendapkan tak selaras di atas batuan dasar (*basement rock*) Pra-Tersier, di mana lokasi penelitian terletak pada bagian formasi air benakat yang berumur Miosen Tengah.

3. TEORI DASAR

3.1 *Wireline Logging*

Log merupakan suatu grafik kedalaman atau waktu dari suatu kumpulan data yang menunjukkan parameter yang

diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran. Prinsip dasar *wireline log* adalah mengukur parameter sifat-sifat fisik dari suatu formasi pada setiap kedalaman secara kontinyu dari sumur pemboran. Adapun sifat-sifat fisik yang diukur adalah potensial listrik batuan atau kelistrikan, tahanan jenis batuan, radioaktivitas, kecepatan rambat gelombang elastis, kerapatan formasi (densitas), dan kemiringan lapisan batuan, serta kekompakan formasi yang kesemuanya tercermin dari lubang bor.

Well logging adalah suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang bor untuk evaluasi formasi dan identifikasi dari ciri-ciri batuan di bawah permukaan.

3.2 Jenis – Jenis Logging

Sebagai alat *logging* dan metode penafsiran yang berkembang dalam hal keakurasian dan kecanggihan, memang memegang peran penting dalam proses pengambilan keputusan geologi. Sampai pada saat ini, interpretasi log petrofisika adalah salah satu alat yang paling berguna dan penting yang dapat dimanfaatkan oleh seorang ahli geologi minyak bumi.

Macam – macam log yang digunakan diantaranya adalah:

1. Log *Spontaneous Potensial* (SP)
2. Log Resistivitas
3. Log *Gamma Ray*
4. Log Caliper
5. Log Sonic
6. Log Densitas
7. Log Neutron

3.3 Interpretasi Kualitatif

Interpretasi secara kualitatif bertujuan untuk identifikasi lapisan batuan cadangan, lapisan hidrokarbon, serta perkiraan jenis hidrokarbon. Untuk suatu interpretasi yang baik, maka harus dilakukan dengan cara menggabungkan beberapa log. Untuk mengidentifikasi litologi, maka dapat dilakukan interpretasi dari log GR atau log SP. Apabila defleksi kurva GRnya ke kiri atau minimum, kemungkinan litologinya menunjukkan batupasir, batugamping atau batubara, sedangkan untuk litologi shale atau organic shale, maka defleksi kurva Grnya ke kanan atau maksimum.

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).

3.3 Interpretasi Kualitatif

Interpretasi data *wireline log* secara kuantitatif dengan menggunakan rumus perhitungan. Proses pengerjaan analisis petrofisika adalah menghasilkan data-data yang diperlukan untuk proses analisis geologi lebih lanjut. Data-data yang dihasilkan dari analisis petrofisika, yaitu seperti penyediaan parameter-parameter di bawah ini :

3.3.1 Volume Shale (Vsh)

Perhitungan lapisan yang mempunyai sisipan berupa shale maupun serpih menggunakan persamaan volume shaledapat diperoleh dari Log *Gamma Ray*, Log SP dan Log Neutron :

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

$$V_{sh} = 0.08336 (2^{3.7 \times I_{sh}} - 1) \quad (1)$$

3.3.2. Porositas

Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Ada beberapa macam porositas batuan :

1. Porositas Total

Porositas total merupakan perbandingan antara ruang kosong total yang tidak terisi oleh benda padat yang ada diantara elemen-elemen mineral dari batuan dengan volume total batuan.

$$\Phi_T = \frac{\Phi_D + \Phi_N}{2} \quad (2)$$

2. Porositas Efektif

Merupakan perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan.

$$\Phi_e = \sqrt{\frac{\Phi_N \text{cor}^2 + \Phi_D \text{cor}^2}{2}} \quad (3)$$

- Porositas Densitas

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

Kemudian nilai porositas dikoreksi terhadap pengaruh shale sebagai berikut :

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (V_{sh} \times \phi_{Dsh}) \quad (5)$$

Dimana,

$$\phi_{Dsh} = \text{porositas densitas shale (\%)} \quad (6)$$

-Porositas Neutron

Porositas neutron didapatkan dari pembacaan pada log neutron. Kemudian nilai porositas neutron dikoreksi terhadap pengaruh *Shale* dengan rumus sebagai berikut:

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - (V_{sh} \times \Phi_{Nsh}) \quad (6)$$

Dimana,

Φ_{Nsh} = porositas neutron shale (%)

- Porositas Sonic

Perhitungan porositas menggunakan log sonic memerlukan t_f dan t_{ma} .

Dimana fluida yang diselidiki adalah *mud filtrat*. Sehingga, Porositas dapat dihitung sbb:

$$\Phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (7)$$

3.3.3 Penentuan *Formation Resistivity Water (Rw)*

- Metode *PickettPlot*

Metode *pickett plot* didasarkan pada Observasi bahwa nilai R_t (*true resistivity*) adalah fungsi dari nilai porositas (Φ), saturasi air (S_w) dan factor sementasi (m). Metode ini menggunakan crossplot nilai porositas dan nilai resistivitas dalam (ILD atau LLD).

3.3.4. Saturasi Air (S_w)

Saturasi atau kejenuhan air formasi adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total. Tujuan menentukan saturasi air adalah untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon, 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 $S_w < 1$. Archie menyusun persamaannya, yang kemudian kita kenal dengan Archie formula

$$S_w^n = \frac{Q}{\phi_m} \frac{R_w}{R_t} \quad (8)$$

Dari persamaan Archie tersebut, diturunkan menjadi beberapa persamaan

yang cocok digunakan pada *Shalysand formation*, antara lain :

Persamaan Simandoux :

$$S_w = \frac{C \cdot R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{S \cdot \phi^2}{R_t R_w} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \right] \quad (9)$$

Persamaan Indonesia :

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{cl}^{1-0,5 V_{sh}}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \times S_w^{\frac{n}{2}} \quad (10)$$

Dimana :

- Sw = Saturasi air formasi (%)
- F = Faktor formasi
- Rw = Resistivitas air formasi (ohm-m)
- Rt = Resistivitas sebenarnya, dibaca dari kurva Ild (ohm-m)
- Rsh = Resistivitas pada *shale* (ohm-m)
- C = Konstanta, (batupasir 0.4 dan untuk batugamping 0.45)

3.3.5. Permeabilitas (K)

Permeabilitas adalah suatu pengukuran yang menyatakan tingkat kemudahan dari fluida untuk mengalir di dalam formasi suatu batuan satuannya adalah darcy. Satu darcy didefinisikan sebagai permeabilitas dari fluida sebesar satu sentimeter kubik per detik dengan kekentalan sebesar satu centipoises mengalir dalam tabung berpenampang sebesar satu sentimeter persegi di bawah gradien tekanan satu atmosfer per sentimeter persegi.

$$K = \left(a \frac{\phi^b}{S_w^c} \right) \quad (11)$$

Dimana :

- K = Permeabilitas (mD)
- Sw = Saturasi air (%)
- ϕ_e = porositas efektif (%)
- Nilai a,b,c = konstanta (a = 10000, b = 4.5, c = 2).

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Penentuan Zona Reservoir

Penentuan zona reservoir dilakukan dengan menggunakan analisis *quick look* dimana dengan memperhatikan nilai hasil pembacaan alat log *gamma ray*, log resistivitas, log densitas, dan log neutron. Pada zona reservoir akan menunjukkan nilai pembacaan log *gamma ray* yang rendah, nilai resistivitas yang tinggi, nilai densitas yang rendah, dan nilai neutron yang rendah. Berdasarkan analisis tersebut diperoleh satu zona reservoir pada masing-masing sumur.

Pada sumur TRD-10 zona reservoir berada pada interval kedalaman 1496-1507m, TRD-11 pada interval 1500-1509m, TRD-14 pada interval 1431-1442m, TRD-15 pada interval 1490-1501m, TRD-17 pada interval 1476-1485m, dan TRD-19 pada interval 1482-1489m.

4.2 Penentuan Kandungan Lempung

Penentuan kandungan lempung dilakukan pada sumur "TRD" terutama pada bagian zona – zona reservoirnya. Pada sumur TRD-10 kandungan lempung di zona produktif pada zona 7 yang memiliki ketebalan lapisan 11m dengan lithologi dominan *shalysand* memiliki rata-rata *Vshale* 6.2 %. Pada sumur TRD-11 kandungan lempung di zona produktif pada zona 7 yang memiliki ketebalan lapisan 9m dengan lithologi dominan *shalysand* memiliki rata-rata *Vshale* 22 %. Pada sumur TRD-14 kandungan lempung di zona produktif pada zona 11 yang memiliki ketebalan lapisan 11m dengan lithologi dominan *shalysand* memiliki rata-rata *Vshale* 1.2 %. Pada sumur TRD-15 kandungan lempung di zona produktif pada zona 6 yang memiliki ketebalan lapisan 11m dengan lithologi dominan

shalysand memiliki rata-rata V_{shale} 5.6 %. Pada sumur TRD-17 kandungan lempung di zona produktif pada zona 7 yang memiliki ketebalan lapisan 9m dengan litologi dominan berupa *shalysand* memiliki rata-rata V_{shale} 4.6 %. Pada sumur TRD-19 kandungan lempung di zona produktif pada zona 4 yang memiliki ketebalan lapisan 7m dengan lithologi dominan *shalysand* memiliki rata-rata V_{shale} 7.1 %.

4.3 Penentuan Nilai Resistivitas Air Formasi

Penentuan nilai resistivitas air formasi (R_w) dilakukan dengan menggunakan metode picket plot dengan crossplot antara nilai porositas dengan nilai log resistivitas (l_{ld}). Diperoleh nilai R_w pada sumur TRD-10 sebesar 0.119, sumur TRD-11 sebesar 0.106, sumur TRD-14 sebesar 0.138, sumur TRD-15 sebesar 0.16, sumur TRD-17 sebesar 0.149 dan sumur TRD-19 sebesar 0.175. Dalam penentuan R_w menggunakan picket plot dilakukan pada zona *water bearing*, kemudian dilakukan crossplot antara porositas dan R_t (LLD) dan ditarik garis yang diasumsikan nilai S_w 100%.

4.4 Penentuan Nilai Porositas dan Saturasi Air

Penentuan nilai porositas dan saturasi air dilakukan pada zona produktif sumur TRD. Pada penentuan porositas menggunakan model porositas neutron density. Sedangkan untuk penentuan saturasi air menggunakan model simandoux, dikarenakan pada sumur penelitian termasuk formasi yang tidak bersih dengan mengandung *shale* atau lempung.

Pada sumur TRD-10 diperoleh porositas rata-rata sebesar 12.4% dan harga rata-rata saturasi air sebesar 19.4%, sehingga diperkirakan jenis hidrokarbon tersebut merupakan dalam bentuk gas.

Pada sumur TRD-11 diperoleh porositas rata-rata sebesar 16.2% dan harga rata-rata saturasi air sebesar 41.3%, sehingga diperkirakan jenis hidrokarbon tersebut merupakan dalam bentuk gas.

Pada sumur TRD-14 diperoleh porositas rata-rata sebesar 33.2% dan harga rata-rata saturasi air sebesar 21.3%, sehingga diperkirakan jenis hidrokarbon tersebut merupakan dalam bentuk gas.

Pada sumur TRD-15 diperoleh porositas rata-rata sebesar 7% dan harga rata-rata saturasi air sebesar 32.3%, sehingga diperkirakan jenis hidrokarbon tersebut merupakan dalam bentuk gas.

Pada sumur TRD-17 diperoleh porositas rata-rata sebesar 9% dan harga rata-rata saturasi air sebesar 25.6%, sehingga diperkirakan jenis hidrokarbon tersebut merupakan dalam bentuk gas.

Pada sumur TRD-19 diperoleh porositas rata-rata sebesar 21.3% dan harga rata-rata saturasi air sebesar 13.5%, sehingga diperkirakan jenis hidrokarbon tersebut merupakan dalam bentuk gas.

4.5 Penentuan Nilai *Cut Off*

Penentuan *cut off* pada setiap sumur TRD dilakukan dengan teknik crossplot. Untuk *cut off* porositas yaitu dilakukan dengan crossplot antara permeabilitas dengan porositas. Nilai *cut off* permeabilitas sendiri adalah 1 mD berdasarkan acuan untuk nilai terendah fluida dapat mengalir (sumber: buku Adi Harsono), dan persamaan regresi yang digunakan adalah jenis regresi linear.

Pada sumur TRD-10 diperoleh nilai *cut off* porositas sebesar 12.1 %, sumur TRD-11 sebesar 6.73%, sumur TRD-14 sebesar 12%, sumur TRD-15 sebesar 12.9%, sumur TRD-17 sebesar 13.6%, dan sumur TRD-19 sebesar 13%, dan jika dirata-ratakan maka diperoleh nilai *cut off* porositas pada sumur TRD sebesar 11.5%, nilai rata – rata ini kemudian yang nantinya akan digunakan untuk *cut off* *Vshale*.

Setelah dilakukan *cut off* porositas yang didapat sebesar 11.5%, dilanjutkan dengan *cut off* *Vshale*, yaitu dengan crossplot porositas dan nilai *Vshale*. Proses crossplot pada setiap sumur untuk *cut off* *Vshale* ini juga dibantu dengan menggunakan model regresi linear sehingga diperoleh nilai *cut off* *Vshale*.

Dari proses tersebut maka menghasilkan nilai *cut off* *Vshale* untuk sumur TRD-10 sebesar 37.4%, pada sumur TRD-11 sebesar 54.4%, pada sumur TRD-14 sebesar 49%, pada sumur TRD-17 sebesar 30%, dan pada sumur TRD-19 sebesar 56.6%.

Nilai rata-rata *cut off* *Vshale* sebesar 48.9% yang didapatkan kemudian digunakan untuk proses lumping dimana nantinya akan dihasilkan netpay dari reservoir yang mengandung hidrokarbon. Adapun untuk nilai *cut off* saturasi pada penelitian ini menggunakan nilai acuan sebesar 0.65 atau 65% (sumber : Buku Ajar Petrofisika Log).

4.6 Penentuan Nilai Net Res dan Net Pay

Pada penelitian ini untuk zona *net* reservoir atau *net summary* didapatkan dengan hanya nilai penggal dari *Vshale* dan nilai penggal porositas. Sedangkan untuk *net pay* digunakan nilai penggal *Vshale*, porositas dan saturasi air, sehingga didapatkan zona bersih hidrokarbonnya. Dimana untuk nilai penggal yang akan digunakan yaitu nilai penggal porositas

sebesar 11.5%, nilai penggal kandungan lempung sebesar 48.9% dan nilai penggal saturasi air (Sw) sebesar 65%.

Pada sumur TRD-10, zona *net pay* memiliki ketebalan 3.2 m yang relatif tipis dibandingkan dengan ketebalan *net* res sebesar 10 m, dan memiliki porositas res sebesar 17.2%, porositas *net* sebesar 18.5%, *Vshale* res sebesar 13%, *Vshale net* sebesar 15.3%, dan Sw res sebesar 81.2%, dan Sw *net* sebesar 66.8%.

Pada sumur TRD-11, zona *net pay* memiliki ketebalan 6.5 m, sedangkan *net* res sebesar 8.3 m, dan memiliki porositas res sebesar 19.9%, porositas *net* sebesar 21%, *Vshale* res sebesar 19.1%, *Vshale net* sebesar 16.3%, dan Sw res sebesar 57.1%, dan Sw *net* sebesar 52.7%.

Pada sumur TRD-14, zona *net pay* memiliki ketebalan 9.6 m, sedangkan *net* res sebesar 9.6 m, dan memiliki porositas res sebesar 19.7%, porositas *net* sebesar 19.7%, *Vshale* res sebesar 31.7%, *Vshale net* sebesar 31.7%, dan Sw res sebesar 27.6%, dan Sw *net* sebesar 27.6%.

Pada sumur TRD-15, zona *net pay* memiliki ketebalan 4.5 m, sedangkan *net* res sebesar 4.5 m, dan memiliki porositas res sebesar 20.1%, porositas *net* sebesar 20.1%, *Vshale* res sebesar 20.2%, *Vshale net* sebesar 20.2%, dan Sw res sebesar 66.2%, dan Sw *net* sebesar 66.2%.

Pada sumur TRD-17, zona *net pay* memiliki ketebalan 7.5 m, sedangkan *net* res sebesar 7.5 m, dan memiliki porositas res sebesar 32.7%, porositas *net* sebesar 32.7%, *Vshale* res sebesar 14.8%, *Vshale net* sebesar 14.8%, dan Sw res sebesar 25.6%, dan Sw *net* sebesar 25.6%.

Pada sumur TRD-19, zona *net pay* memiliki ketebalan 6.9 m, sedangkan *net* res sebesar 7.1 m, dan memiliki porositas res sebesar 25.8%, porositas *net* sebesar 25.9%, *Vshale* res sebesar 8.6%, *Vshale*

net sebesar 8.1%, dan *Sw res* sebesar 50.7%, dan *Sw net* sebesar 50.1%.

14 dengan porositas *net pay* 19.7%, *Sw net pay* 27.6 %, *Vshale net pay* 31.7%, ketebalan *net pay* 9.6 m

5. KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil dan pembahasan yang telah dilakukan dalam penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa;

1. Berdasarkan analisis kualitatif diketahui tipe litologi zona reservoir merupakan batupasir (*sandstone*) dengan sedikit kandungan foraminifera.
2. Nilai penggal (*cut off*) didapat dengan crossplot yaitu untuk porositas sebesar 11.5% dan *Vshale* sebesar 48.9%, sedangkan untuk saturasi berdasarkan acuan buku sebesar 65% dan permeabilitas sebesar 1 mD.
3. Berdasarkan hasil analisis, zona produktif pada sumur TRD-10 terdapat pada zona 7, sumur TRD-11 pada zona 7, sumur TRD-14 pada zona 11, sumur TRD-15 pada zona 6, sumur TRD-17 pada zona 7, dan sumur TRD-19 pada zona 4.
4. Pada zona produktif sumur TRD-10 memiliki karakteristik reservoir dengan porositas 12.4%, *Sw* 19.4% dan *Vsh* 6.2%, pada sumur TRD-11 porositas 16.2%, *Sw* 41.3% dan *Vsh* 22%, pada sumur TRD-14 porositas 33.2%, *Sw* 21.3% dan *Vsh* 1.2%, pada sumur TRD-15 porositas 7%, *Sw* 32.3% dan *Vsh* 5.6%, pada sumur TRD-17 porositas 9%, *Sw* 25.6% dan *Vsh* 4.6% sedangkan pada sumur TRD-19 porositas 21.3%, *Sw* 13.5% dan *Vsh* 7.1%.
5. Berdasarkan proses lumping, zona terproduktif terdapat pada sumur TRD-

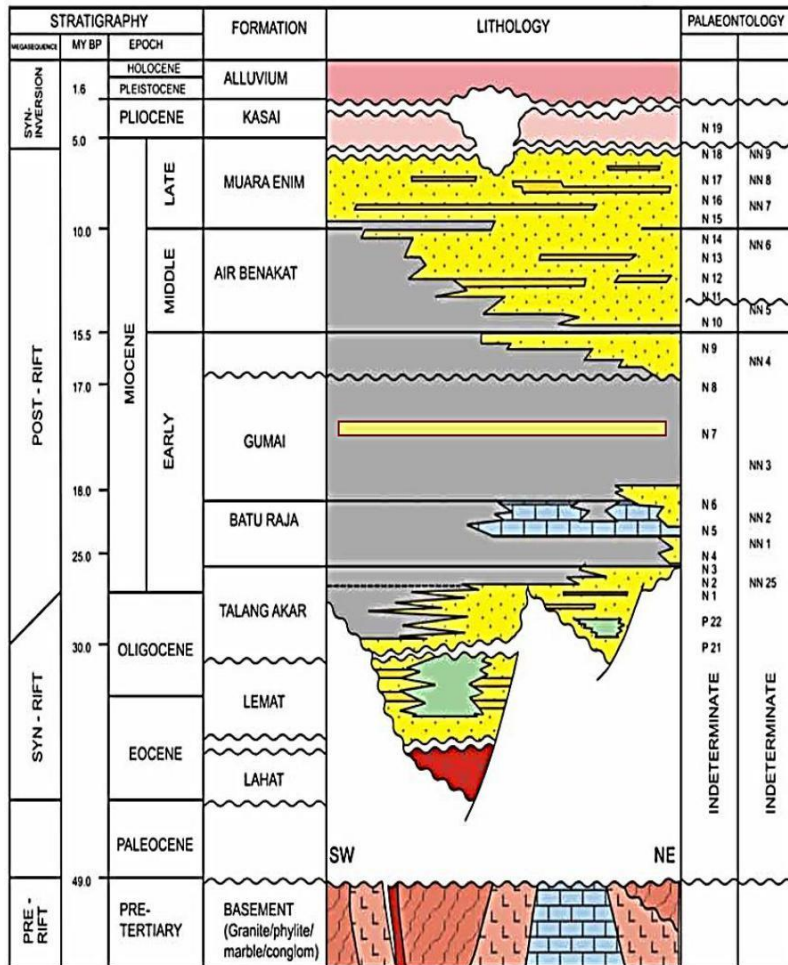
DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G.B. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. *Methods in Exploration Series*.
- Asquith, G.B. dan Krygowski D.A. 2004. *Basic Well Log Analysis, 2nd Edition*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. *AAPG Methods in Exploration Series 16*.
- Dewanto, O. 2009, *Buku Ajar Well Logging*, Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. 2016, *Petrofisika Log*, Edisi – 1 November 2016. Lampung: Universitas Lampung.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi Revisi-8 Mei 1997. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Koesoemadinata, R.P., 1980, *Geologi Minyak dan Gasbumi*, Edisi Kedua, Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Labo, J. 1987. *A Practical Introduction to Borehole Geophysics*. Tulsa : Society of Exploration Geophysicist.
- Pertamina, 2015, *Exploitation Sub Surface Funneling*, Jakarta : PT.Pertamina EP Asset 1.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland : Whittles Publishing.
- Russel, W., 1951, *Principles of petroleum Geology*, USA:McGraw-Hill book Company Inc.
- Schlumberger. 1972. *Log Interpretation I-Principles*. Houston: Schlumberger Ltd.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Applications*. Texas: Schlumberger Wireline & Testing.
- Schlumberger. 2007. *Interactive Petrophysics User Manual (IP version*

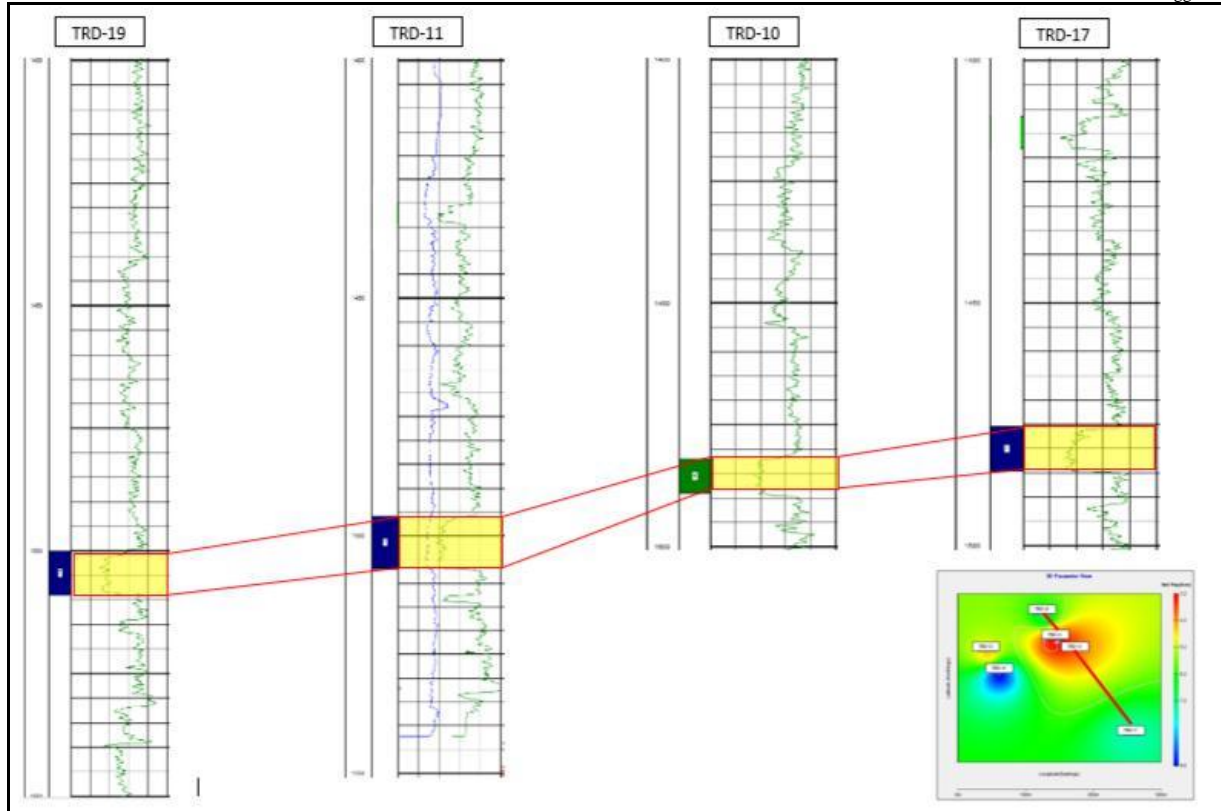
3.4). Scotland: PGL-Senergy .
(Program Komputer)



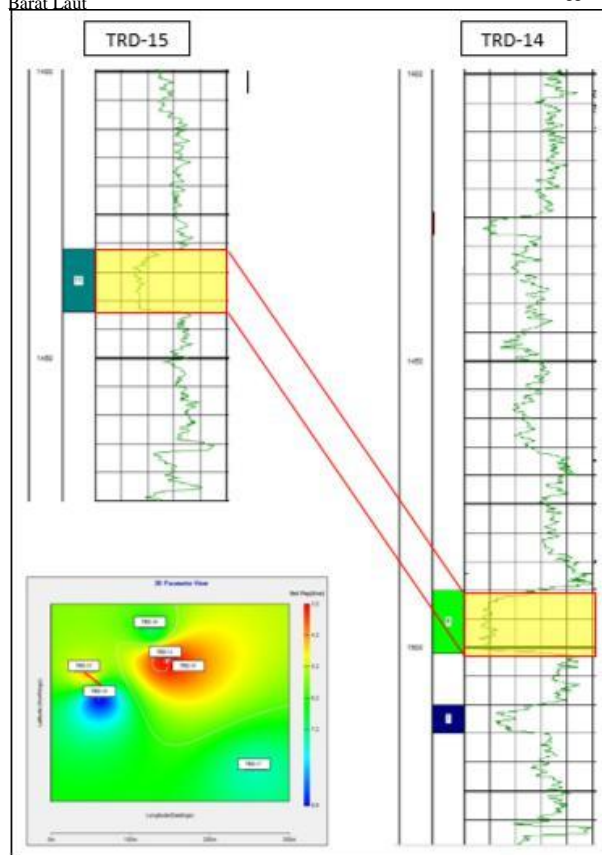
Gambar 1. Peta lokasi penelitian (Koesoemadnata, 1980)



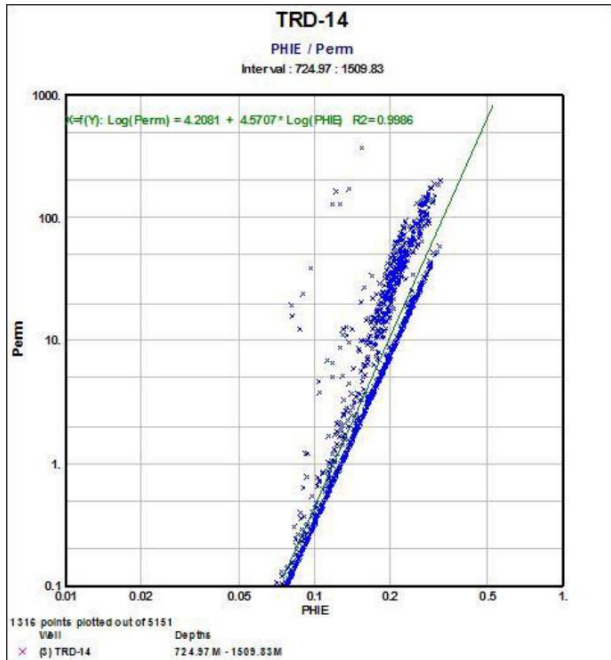
Gambar 2. Stratigrafi daerah penelitian (Pertamina, 2015)



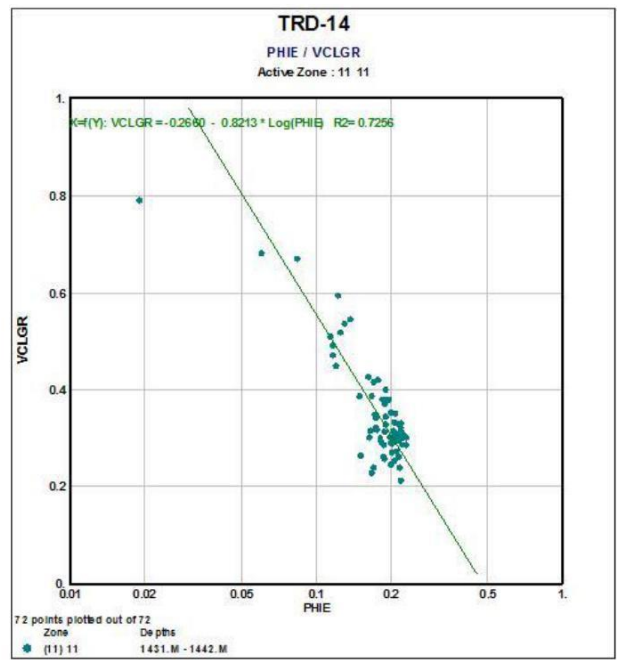
Gambar 3. Korelasi zona reservoir X pada lapangan Y



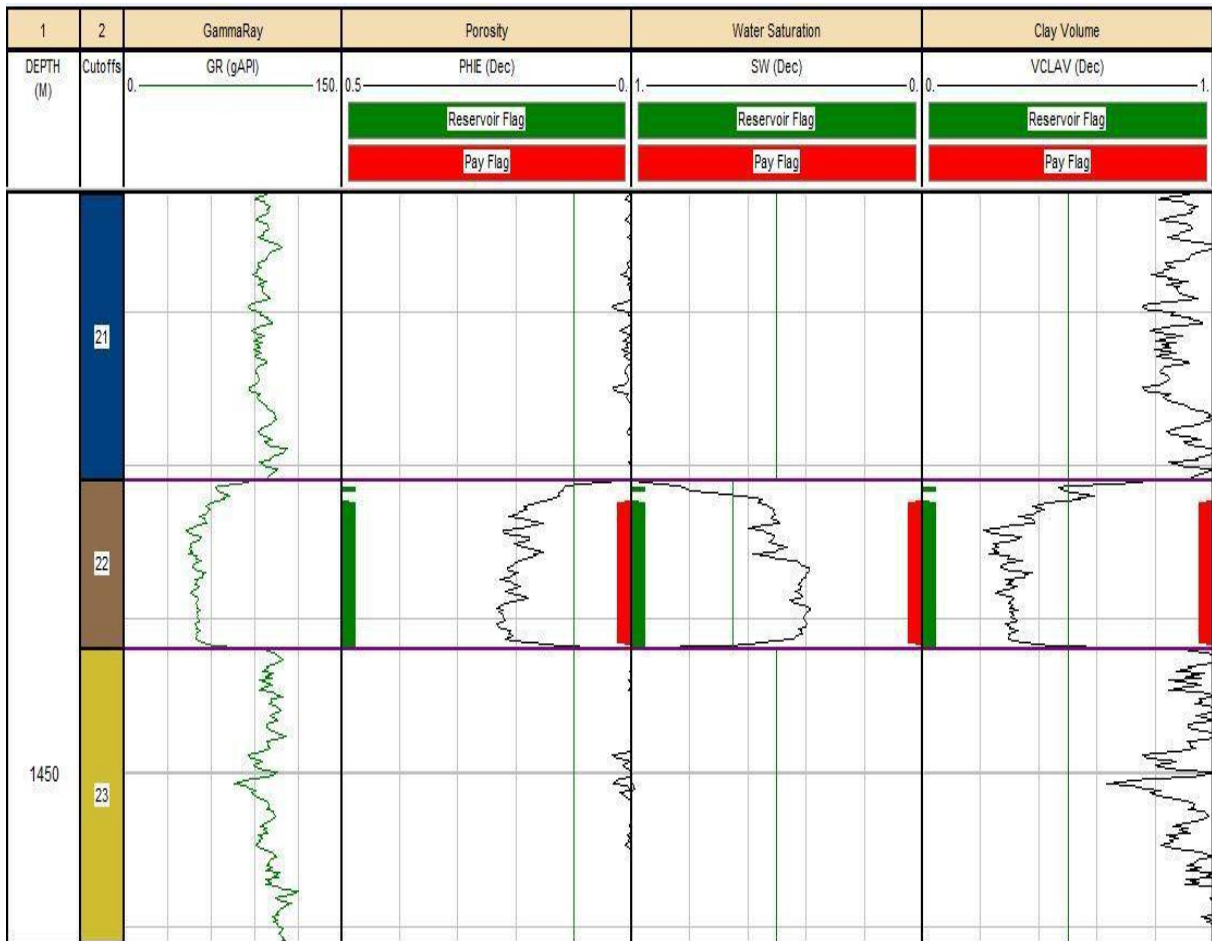
Gambar 3. Korelasi zona reservoir pada sumur TRD-15 dan TRD-14



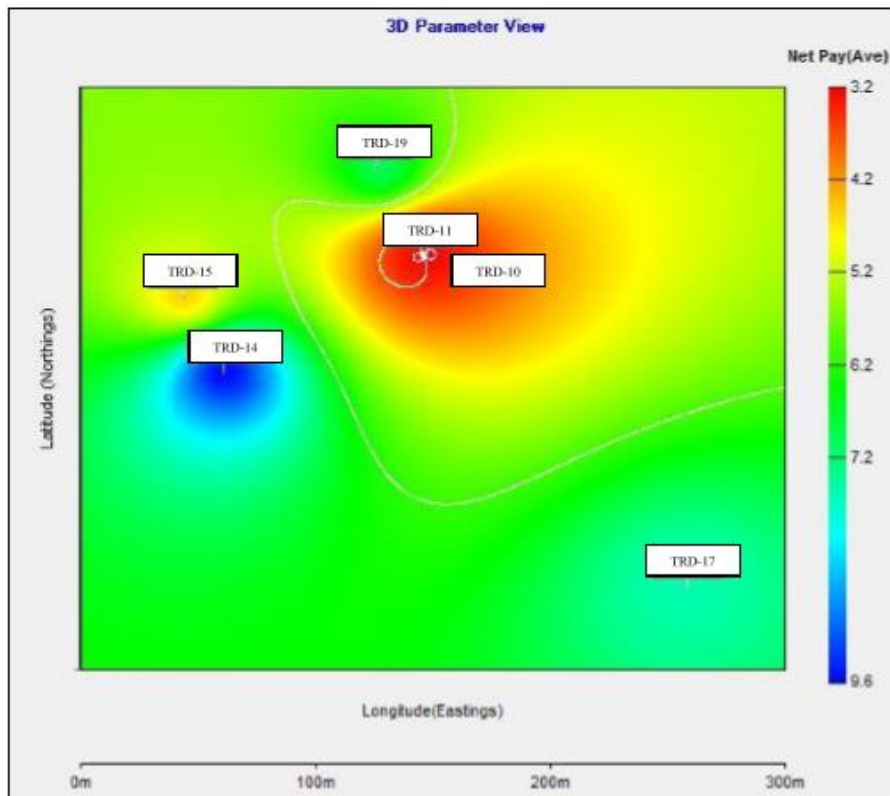
Gambar 3. Cut off porositas sumur TRD-14



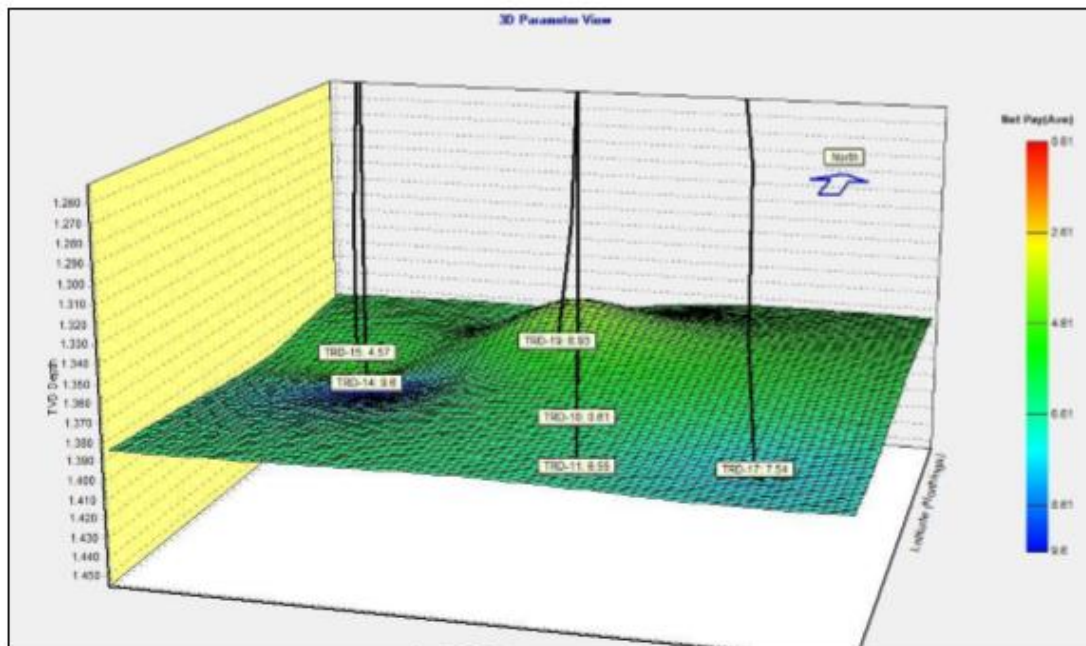
Gambar 4. Cut off Vshale sumur TRD-14



Gambar 5. Net pay pada sumur TRD-14



Gambar 6. Peta *net pay* reservoir X dalam 2D



Gambar 7. Peta *Net pay* reservoir X dalam 3D