

ESTIMASI CADANGAN MIGAS BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN INTERPRETASI SEISMIC PADA FORMASI TALANG AKAR DAN FORMASI LEMAT DI LAPANGAN “RF” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Sidharta Pratiknyo^{1,a)}, Ordas Dewanto^{1,b)}, Nandi Haerudin¹⁾, Sulistiyono²⁾

¹⁾Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung

²⁾PPPTMGB LEMIGAS

^{a)}sidharta.pratiknyo@gmail.com, ^{b)}ordasdewanto@gmail.com

ABSTRAK

Estimasi jumlah cadangan terkira pada Lapangan “RF” sangat diperlukan untuk pengembangan lapangan dan meningkatkan produktivitas cadangan minyak dan gas bumi pada lapangan minyak bumi tersebut. Penelitian ini bertujuan untuk menghitung cadangan minyak dan gas bumi pada Lapangan “RF” dengan metode volumetrik menggunakan besaran fisis dan net to gross (N/G) yang diperoleh dari analisis petrofisika serta interpretasi seismik untuk memperoleh volume bulk reservoir. Parameter tersebut digunakan untuk menentukan besar cadangan minyak bumi (OOIP) dan gas bumi (OGIP) pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat di daerah penelitian. Berdasarkan analisis kualitatif data log diketahui bahwa litologi yang berkembang pada daerah penelitian yaitu batupasir dan serpih. Dari analisa kuantitatif secara rata-rata nilai kandungan volume serpih (V_{sh}) di bawah 30%, porositas efektif di atas 12%, saturasi air efektif (S_w) di bawah 70%, permeabilitas di atas 13 mD dengan kandungan minyak dan gas bumi. Dari analisis petrofisika diketahui tiga zona reservoir di daerah penelitian yaitu TAF-SS-A, TAF-SS-B dan LEMAT-SS. Berdasarkan hasil interpretasi seismik diketahui bahwa struktur geologi yang berkembang pada daerah penelitian adalah sesar normal yang berarah timurlaut-baratdaya dan baratlaut-tenggara. Masing-masing struktur secara umum relatif terpisah dengan batas GOC (Gas Oil Contact) ataupun batas OWC (Oil Water Contact) yang berbeda. Berdasarkan hasil perhitungan cadangan minyak dan gas bumi dengan metode volumetrik, total OOIP pada Formasi Lemat sebesar 7.85 MMSTB dan total OGIP pada Formasi Talang Akar sebesar 1.343,15 MMSCF.

ABSTRACT

Estimation of probable reserves in the Field “RF” is indispensable for the development of the field and increase the productivity of oil and gas in the petroleum field. This research aims to calculation reserves of oil and gas in the Field “RF” by volumetric method using physical quantities and net to gross (N/G) obtained from petrophysical analysis and seismic interpretation to gain bulk volume reservoir. These parameters are used to define of petroleum reserves (OOIP) and gas reserves (OGIP) on Talang Akar Formation and Lemat Formation in the area of research. Based on the analysis of qualitative data logs, it is known that litologi evolve on area of research that is sandstone and shale. From quantitative analysis is known an average value of shale volume content (V_{sh}) below 30%, effective porosity above 12%, effective water saturation (S_w) below 70%, permeability above 13 mD with oil and gas content. From the petrophysical analysis is known three zone of reservoir in the area of research that is TAF-SS-A, TAF-SS-B and LEMAT-SS. Based on the results of seismic interpretation is known that geological structure evolve in the area of research is the normal fault towards northeast-southwest and northwest-southeast. Each structure in general relatively detached with GOC (Gas Oil Contact) boundaries or OWC (Oil Water Contact) boundaries are different. Based on the results of the calculation of the oil and gas reserves with the volumetric method, a total of OOIP on Lemat Formation is 7.85 MMSTB and a total OGIP on Talang Akar Formation is 1.343,15 MMSCF.

Keywords: Petrophysical Analysis, Seismic Interpretation, Net to Gross, OOIP, OGIP.

I. PENDAHULUAN

Saat ini ketergantungan akan energi minyak bumi masih sangat tinggi, begitu pula di Indonesia. Akan tetapi peningkatan kebutuhan akan penyediaan minyak bumi tidak seimbang dengan kemampuan dalam memproduksi minyak bumi. Bahkan tingkat produktivitas semakin menurun dan sumur – sumur tua yang sebelumnya dianggap tidak layak produksi kini kembali ditinjau.

Lokasi dari penelitian ini berada pada Lapangan “RF” yang terletak di daerah Cekungan Sumatera Selatan, dengan formasi yang menjadi obyek penelitian merupakan reservoir Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat.

Untuk meningkatkan produktivitas pada lapangan minyak bumi tersebut, studi geofisika dan geologi terus dilakukan. Adapun studi geofisika yang kerap dilakukan adalah analisis petrofisika dan interpretasi seismik. Analisis petrofisika merupakan hal yang penting dilakukan sebelum perhitungan cadangan. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui parameter fisika batuan seperti kandungan serpih, porositas, permeabilitas dan saturasi air dalam suatu formasi. Sedangkan metode interpretasi seismik dilakukan untuk mendapatkan gambaran struktur bawah permukaan sehingga dapat menentukan bentuk lapisan prospek di bawah permukaan bumi. Berdasarkan analisis petrofisika dan interpretasi seismik tersebut dapat diestimasi apakah hidrokarbon yang terletak pada lapangan tersebut dapat menghasilkan energi yang besar dan bernilai ekonomis atau tidak.

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan zona reservoir berdasarkan interpretasi data log (analisis kualitatif petrofisika & analisis kuantitatif petrofisika).
2. Menentukan ketebalan bersih (*netpay zone*) setiap sumur berdasarkan analisis kuantitatif petrofisika dan mengintegrasikan ke dalam data seismik.
3. Pemodelan peta GOC (*gas oil contact*) dan peta OWC (*oil water contact*) berdasarkan peta *depth structure* dan interpretasi batas *gas oil contact* (GOC), batas *oil water contact* (OWC) serta batas *gas water contact* (GWC).
4. Menentukan besar cadangan volumetrik minyak bumi (OOIP) dan gas bumi (OGIP) menggunakan integrasi peta *depth structure*, nilai *gas oil contact* (GOC), nilai *oil water contact* (OWC) dan nilai *volume bulk reservoir* (Vb).

Adapun batasan masalah pada penelitian ini yaitu penelitian ini difokuskan pada analisis petrofisika terhadap data sumur pemboran dan interpretasi data seismik. Analisis petrofisika ini bertujuan memperoleh nilai properti batuan seperti kandungan serpih (Vsh), porositas batuan (ϕ), saturasi air (Sw), dan permeabilitas (K) serta nilai net to gross (N/G) suatu reservoir. Sedangkan interpretasi seismik dilakukan untuk memperoleh volume *bulk reservoir* (Vb) berdasarkan geometrinya. Proses analisis lain yang dilakukan hanyalah sebagai pendukung untuk memperoleh hasil akhir yang sesuai. Hasil akhir penelitian ini berupa besar cadangan hidrokarbon di tempat (OGIP dan OOIP) yang terkandung dalam suatu reservoir menggunakan metode perhitungan volumetrik.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Lokasi pada penelitian ini berada di daerah Cekungan Sumatera Selatan dan terletak di Provinsi Sumatera Selatan dengan Ibu kota Palembang.

Geologi Cekungan Sumatera Selatan merupakan suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam (Pulunggono, 1984). Zona penunjaman lempeng meliputi daerah sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Beberapa lempeng kecil (*micro-plate*) yang berada di

antara zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona *konvergensi* dalam berbagai bentuk dan arah. Penunjaman lempeng Indo-Australia tersebut dapat mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik dan struktur di Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

III. TEORI DASAR

A. Metode Well Logging

Logging merupakan suatu metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan *logging* yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan maka dasar dari *logging* itu sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan (Harsono, 1997). Terdapat beberapa jenis log yang digunakan dalam eksplorasi geofisika khususnya dalam penelitian ini, yaitu:

1. Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, serta dapat mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori (Harsono, 1997).

2. Log Gamma Ray (GR)

Log *gamma ray* merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi atau mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti

Potassium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U) (Harsono, 1997).

3. Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah dengan menembakkan sinar *gamma* kedalam formasi, dimana sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar *gamma* yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi (Rider, 2002).

4. Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakkan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (N) (Rider, 2002).

B. Interpretasi Kualitatif dan Kuantitatif

Para ahli geologi telah sepakat bahwa penentuan lingkungan pengendapan dapat dilihat dari bentuk kurva log terutama log *gamma-ray* (GR) dan *spontaneous potensial* (SP). Tidak adanya bentuk kurva log yang unik dari setiap lingkungan pengendapan membuat interpretasi berdasarkan data tersebut sangat beresiko tinggi. Interpretasi lingkungan pengendapan yang cukup akurat didapat dari data core. Interpretasi data *wireline log* secara kuantitatif dengan mengamati bentuk defleksi kurva menggunakan rumus perhitungan. Metode ini dapat digunakan untuk menentukan porositas, permeabilitas, saturasi air, saturasi hidrokarbon maupun kandungan *shale* dalam

reservoir. Adapun parameter yang dihitung dalam analisis kuantitatif petrofisika, yaitu :

1. Porositas

Penentuan harga porositas pada lapisan reservoir menggunakan gabungan harga porositas dari dua kurva yang berbeda, yaitu porositas densitas (D) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB dan porositas neutron (N) yang dibaca dari kurva NPHI.

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(2.1)$$

$$\phi_{tot} = \frac{\phi D + \phi N}{2} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi D c^2 + \phi N c^2}{2}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Keterangan:

- D = Porositas densitas (fraksi)
- ma = Densitas matriks batuan (gr/cc)
- b = Densitas matriks batuan dari log (gr/cc) atau RHOB
- f = Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk mud, 1 untuk fresh water)
- tot = Porositas total (fraksi)
- N = Porositas neutron / NPHI (fraksi)
- eff = Porositas efektif (fraksi)

2. Saturasi air

Saturasi atau kejenuhan air formasi adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Harsono, 1997).

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots(2.4)$$

$$Sw = \sqrt{\frac{F \times R_w}{R_t}} \dots\dots\dots(2.5)$$

Keterangan:

- F =Faktor Resistivitas Formasi
- a =Koefisien litologi (batugamping a=1, batupasir a=0.65)
- =porositas densitas neutron
- m =Faktor sementasi (batugamping m=2, batupasir m=2.15)
- Sw =Saturasi air formasi

- F =Faktor formasi
- Rw =Resistivitas air formasi
- Rt =Resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

3. Volume Shale

Volume Shale merupakan kandungan shale pada formasi.

$$V_{sh} = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \dots\dots\dots(2.6)$$

Keterangan :

- Vsh = Volume Shale
- GR log = GR hasil pembacaan log gamma ray
- GR max = GR maksimum
- GR min = GR minimum

Dimana volume shale (Vsh) dapat dihitung dengan persamaan:

➤ Untuk batuan yang lebih tua (older rock), consolidated:

$$V_{sh} = 0.33 [2^{(2 \times IGR)} - 1.0] \dots\dots\dots(2.7)$$

➤ Untuk batuan tersier (tertiary rock), unconsolidated:

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \dots\dots\dots(2.8)$$

C. Metode Pendekatan Perhitungan Volume Bulk

Perhitungan volume reservoir dilakukan dengan menggunakan persamaan trapezoidal atau piramidal, yang dipengaruhi rasio luas antara kontur satu dengan kontur yang berada di atasnya. Perbandingan antara luas area diatas dan dibawah tersebut dikenal dengan rasio area yang dirumuskan sebagai berikut:

$$Rasio = \frac{A_{n+1}}{A_n} \dots\dots\dots(2.9)$$

Dimana:

- A_{n+1} = Luas area yang dilingkupi kontur n+1 (m²)
- A_n = Luas area yang dilingkupi kontur n (m²)

Pendekatan metode dalam perhitungan bulk volume (Vb) reservoir, yaitu:

1. Metode Pyramidal

Metode ini digunakan bila harga

perbandingan antara kontur yang berurutan kurang atau sama dengan 0,5 atau $\frac{A_{n+1}}{A_n} < 0,5$.
 Persamaan yang digunakan adalah :

$$Vb = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n \cdot A_{n+1}}) \dots (2.10) \quad x$$

2. Metode Trapezoidal

Metode ini digunakan bila harga perbandingan antara kontur yang berurutan lebih dari 0,5 atau $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0,5$. Persamaan yang digunakan adalah:

$$Vb = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \dots (2.11) \quad x$$

Keterangan :

- Vb = Volume bulk (m³)
- h =Interval garis – garis *netpay area* (m²)
- An =Luas daerah yang dibatasi oleh *netpay* terendah (m²)
- A_{n+1} =Luas daerah yang dibatasi oleh garis *netpay* tertinggi (m²) (Tearpock & Bischke, 1991).

D. Penentuan Cadangan Hidrokarbon dengan Metode Volumetrik

Perhitungan cadangan hidrokarbon terdiri dari perhitungan cadangan minyak (*Original Oil In Place/OOIP*) dan gas (*Original Gas In Place/OGIP*). Persamaan yang digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dalam reservoir secara volumetrik yaitu:

1. Original Oil In Place (OOIP)

$$OOIP = \frac{7758 \times Vb \times \phi \times Sw \times (N/G)}{Boi}, STB \quad (2.12)$$

Keterangan:

- OOIP = *Original oil in place* (STB)
- 7758 = Faktor konversi dari *acre.feet* ke BBL.Barrel
- Vb = *Volume bulk* reservoir (*acre.feet*) = Porositas efektif rata-rata (fraksi)
- Sw = Saturasi air rata-rata (fraksi)
- N/G = *Net sand to gross sand* (fraksi)

Boi = Faktor volume formasi minyak mula-mula, BBL/STB

2. Original Gas In Place (OGIP)

$$OGIP = \frac{43560 \times Vb \times \phi \times Sw \times (N/G)}{Bgi}, SCF \quad (2.13)$$

Keterangan:

- OGIP = *Original gas in place* (SCF)
- 43560 = Faktor konversi dari *acre.feet* ke ft³
- Vb = *Volume bulk* reservoir (*acre.feet*) = Porositas efektif rata-rata (fraksi)
- Sw = Saturasi air rata-rata (fraksi)
- N/G = *Net sand to gross sand* (fraksi)
- Bgi = Faktor volume formasi gas mula-mula, BBL/SCF (Triwibowo, 2010).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Bidang KP3T Eksplorasi 3 Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS”, Jakarta Selatan dan Gedung L Teknik Geofisika Unila. Dengan pusat kajian penelitian berada di daerah Cekungan Sumatera Selatan.

B. Bahan dan Alat Penelitian

Adapun bahan dan alat yang digunakan saat penelitian Tugas Akhir ini yaitu sebagai berikut:

1. Data Sumur pada penelitian ini terdiri dari 4 data sumur, yaitu sumur SP-1, sumur SP-2, sumur SP-3, dan sumur SP-4. Masing-masing pada data sumur tersebut memiliki variasi log (*Log Gamma Ray, Log Density, Log Neutron Porosity, Log Resistivity, Log Sonic, Log Caliper, Koordinat X-Y, Marker Geologi, Data Well Header dan Data Core Sumur SP-2*).
2. Data Eksplorasi Geofisika (Seismik 2D PSTM) dengan jumlah lintasan seismik sebanyak 14 lintasan .
3. Data *Checkshot* terdiri dari Data *Checkshot* SDR-3 dan SDR-4.

4. Data Geologi Regional dan Stratigrafi Area Penelitian.
5. Data *Marker* dan Data *Well Header*
6. Laptop dan *Software* Pengolahan.

C. Prosedur Penelitian

Adapun prosedur penelitian Tugas Akhir ini yaitu sebagai berikut:

1. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika.

Pengolahan data sumur dilakukan dengan dua tahapan yaitu tahap interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan secara *quick look* guna membantu menginterpretasikan zona *porous permeable*, ketebalan dan batas lapisan, jenis litologi atau mineral, dan fluida pengisi formasi pada sumur yang teramati. Sedangkan interpretasi kuantitatif bertujuan untuk menghitung *volume shale (Vsh)*, menghitung porositas efektif (*PHIE*), penentuan resistivitas air (*Rw*), menghitung nilai saturasi air (*Sw*), menghitung nilai permeabilitas serta penentuan *net to gross* di zona *netpay* reservoir.

2. Pengolahan Data Seismik dan Interpretasi Seismik.

Pengolahan data dan interpretasi seismik dilakukan dengan menentukan batas *gas oil contact (GOC)* dan *oil water contact (OWC)* ataupun *gas water contact (GWC)* yang akan digunakan sebagai dasar penentuan volume area hidrokarbon (*volume bulk reservoir*). Penentuan kontak fluida pengisi reservoir tersebut didasarkan pada analisis petrofisika yang kemudian diintegrasikan ke dalam data seismik (*depth structure map*).

3. Perhitungan Cadangan Volumetrik.

Perhitungan cadangan hidrokarbon secara volumetrik dilakukan berdasarkan parameter petrofisika yang diperoleh dari hasil analisis petrofisika. Parameter petrofisika yang digunakan adalah nilai porositas batuan (ϕ), saturasi air (*Sw*), *net to gross (N/G)* pada zona *netpay* dan faktor volume saturasi fluida (*Boi* atau *Bgi*)

D. Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian secara umum

dapat dilihat pada **Gambar 1**.

V. PEMBAHASAN

A. Pengolahan dan Analisis Petrofisika

Pengolahan data sumur dan analisis petrofisika dilakukan pada 4 sumur yang memiliki rekaman data log yang cukup lengkap di Lapangan RF yakni sumur SP-1 dengan kedalaman MD 689.8 – 1702.3 meter, sumur SP-2 dengan kedalaman MD 703 – 1499 meter, sumur SP-3 dengan kedalaman MD 25 – 1804 meter, sumur SP-4 dengan kedalaman MD 5.9 – 1325.9 meter.

1. Interpretasi Kualitatif

Pada interpretasi kualitatif petrofisika dilakukan secara *quick look* yang bertujuan untuk menginterpretasikan zona *porous permeable*, ketebalan reservoir dan batas lapisan reservoir, jenis litologi atau mineral, dan fluida pengisi formasi pada sumur. Pada interpretasi kualitatif, digunakan log *gamma ray* untuk mengidentifikasi zona *permeable*. Interpretasi kualitatif berikutnya dilakukan dengan melihat *cross-over* kurva *neutron porosity hydrogen index (NPHI)* terhadap kurva *bulk density (RHOB)* yang telah di-*overlay* sebelumnya dengan *range* kurva berlawanan. Kurva dengan *cross-over* pada zona *permeable* mengindikasikan reservoir hidrokarbon. Pada daerah penelitian yang berada pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat dan memiliki litologi dominan batupasir (*sandstone*) mengakibatkan defleksi kurva *log gamma ray* cenderung menuju ke skala rendah (<60API).

Pada **Gambar 2**, perubahan dari warna kuning hingga menuju warna biru menunjukkan perubahan nilai resistivitas rendah menuju tinggi pada sumur penelitian. Pernyataan ini sesuai dengan data *well header* yang memberikan informasi bahwa jenis hidrokarbon yang berada pada daerah penelitian ini cenderung berupa gas alam dan minyak bumi.

2. Interpretasi Kuantitatif

Interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan nilai beberapa properti reservoir pada sumur penelitian. Beberapa properti reservoir yang penting dilakukan perhitungan

dalam penelitian ini adalah kandungan lempung/shale (V_{cl}) atau serpih (V_{sh}) tergantung litologi pengotornya, perhitungan porositas efektif ($PHIE$), penentuan nilai resistivitas air (R_w), perhitungan nilai permeabilitas (K) dan perhitungan nilai saturasi air (S_w).

Dalam penelitian ini, berdasarkan tinjauan geologi regional area penelitian, diketahui bahwasannya litologi penyusun formasi target adalah batupasir (*sandstone*) dan jenis reservoirnya termasuk bersifat bersih (tidak ada selingan batuserpih). Selain itu, berdasarkan dari data *well header analysis* pada **Tabel 1**, perhitungan saturasi air (S_w) menggunakan metode Archie. Oleh sebab itu, maka pada penelitian ini perhitungan saturasi air (S_w) menggunakan metode Archie, dengan model porosita adalah Neutron Density.

Berdasarkan analisis kuantitatif data log disimpulkan bahwa nilai rata-rata porositas () pada sumur SP-1 sebesar 14.92% yang tergolong porositas baik (Koesoemadinata, 1978), nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 41.68%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 7.57%. Pada sumur SP-2, nilai rata-rata porositas () sebesar 12.84%, nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 39.85%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 13.60%. Pada sumur SP-3, nilai rata-rata porositas () sebesar 15.60%, nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 41.98%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 12.70%. Dan, pada sumur SP-4, nilai rata-rata porositas () sebesar 12.60%, nilai rata-rata nilai saturasi air (S_w) sebesar 39.35%, dan nilai rata-rata kandungan serpih (V_{sh}) sebesar 9.0%.

Hasil Interpretasi Kuantitatif pada sumur penelitian dapat dilihat pada **Gambar 3** hingga **Gambar 6**.

3. Lumping Petrofisika

Pada tahap *lumping* petrofisika diperoleh nilai *cut-off* properti reservoir tiap sumur penelitian yaitu porositas sebesar 11.4 %, *volume shale* (V_{sh}) sebesar 30.7%, dan nilai saturasi air (S_w) sebesar 70 %. Selain itu, *lumping* petrofisika digunakan sebagai

penentuan zona *netpay* daerah penelitian. Ketebalan bersih (*netpay zone*) pada sumur SP-1 adalah sebesar 12.30 meter TVDSS, sumur SP-2 adalah sebesar 15.74 meter TVDSS, sumur SP-3 adalah sebesar 11.28 meter TVDSS, dan pada sumur SP-4 adalah sebesar 12.60 meter TVDSS. Kompilasi *Cut-Off Reservoir Summary* Hasil *Lumping* Tiap Sumur dapat dilihat pada **Tabel 2**.

4. Analisis Kontak Fluida Dalam Reservoir

Penentuan batas kontak fluida antara zona gas dengan zona minyak, zona minyak dengan zona air atau zona gas dengan zona air, yang masing-masing disebut sebagai *Gas-Oil Contact* (GOC), *Oil-Water Contact* (OWC) serta *Gas-Water Contact* (GWC), perlu diketahui dalam upaya menghitung atau memperkirakan volume minyak atau gas mula-mula di tempat (*Original Oil In Place* atau *Original Gas In Place*).

Diperoleh nilai *cutoff* batas GOC pada lapisan TAF-SS-A adalah 1328m TVDSS, nilai *cutoff* batas GOC pada lapisan TAF-SS-B1 adalah 1355m TVDSS, sedangkan batas OWC pada TAF-SS-B2 adalah 1365m TVDSS dan batas OWC pada lapisan LEMAT-SS adalah 1415m TVDSS.

B. Pengolahan dan Interpretasi Seismik

Pada pengolahan data seismik digunakan data seismik 2D berformat .segY dengan jumlah sebanyak 12 *line* seismik. Pengolahan melibatkan data seismik *Post Stack Time Migration* (*PoSTM*) lapangan ukur, data *checkshot* TWT dan data sumur beserta *marker* geologinya.

1. Interpretasi Horizon dan Patahan pada Data Seismik

Interpretasi seismik pada penelitian ini terdiri dari interpretasi horizon dan interpretasi patahan. Dalam analisis dan interpretasi bawah permukaan Lapangan RF ini menggunakan lintasan seismik 2 dimensi meliputi analisis *picking* horizon seismik pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat.

Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi seismik, masing-masing horizon dapat

dilakukan penarikan dan penelusuran di semua bagian lintasan seismik. Interpretasi horizon dapat dilihat pada **Gambar 7**. Sedangkan interpretasi struktur pada daerah penelitian mengacu pada penarikan struktur geologi (patahan) pada data seismik. Berdasarkan hasil interpretasi pada daerah penelitian, diinterpretasikan terjadi pada periode tektonik ekstensional yaitu terjadi pada kala *Oligocene*. Kejadian tektonik ekstensional memiliki orientasi sesar berarah *northeast-southwest*. Hasil interpretasi patahan dapat dilihat pada **Gambar 8**.

2. Pemodelan Peta Gas-Oil Contact (GOC) dan Peta Oil-Water Contact (OWC)

Pemodelan peta gas-oil contact (goc) dan peta oil-water contact (owc) dilakukan setelah terselesaikannya analisis dan interpretasi peta bawah permukaan pada zona target penelitian. Berikut ini merupakan pemodelan peta gas-oil contact (goc) dan peta oil-water contact (owc), yaitu :

a. Peta Gas-Oil Contact (GOC) Pada Lapisan TAF-SS-A.

Berdasarkan interpretasi dan analisis data seismik horizon TAF-SS-A melampar cukup luas di semua bagian daerah penelitian. Dari kenampakan pada peta, terlihat adanya struktur sesar normal yang berkembang pada lapisan TAF-SS-A. Sesar-sesar tersebut berarah *northeast-southwest* dan *northwest-southeast* yang mencerminkan arah tektonik ekstensional pada masa pembentukannya. Batas goc pada lapisan TAF-SS-A adalah 1328m TVDSS. Hasil pemodelan peta gas-oil contact (goc) horizon TAF-SS-A dapat dilihat pada **Gambar 9**.

b. Peta Gas-Oil Contact Dan Oil-Water Contact (OWC) Pada Lapisan TAF-SS-B.

Berdasarkan interpretasi dan analisis data seismik horizon TAF-SS-B, melampar cukup luas di semua bagian daerah penelitian. Dari kenampakan pada peta, terlihat adanya struktur sesar normal yang berkembang pada lapisan TAF-SS-B. Sesar-sesar tersebut berarah *northeast-southwest* dan *northwest-southeast* yang mencerminkan arah tektonik

ekstensional pada masa pembentukannya. Batas goc pada lapisan TAF-SS-B 1355m TVDSS, sedangkan batas owc pada TAF-SS-B adalah 1365m TVDSS. Hasil pemodelan peta gas-oil contact (goc) dan *oil-water contact* (owc) horizon TAF-SS-B dapat dilihat pada **Gambar 10**.

c. Peta Oil-Water Contact (OWC) Pada Lapisan LEMAT-SS.

Berdasarkan interpretasi dan analisis data seismik horizon LEMAT-SS melampar cukup luas di semua bagian daerah penelitian. Dari kenampakan pada peta, terlihat adanya struktur sesar normal yang berkembang pada lapisan LEMAT-SS. Sesar-sesar tersebut berarah *northeast-southwest* dan *northwest-southeast* yang mencerminkan arah tektonik ekstensional pada masa pembentukannya. Batas owc pada lapisan LEMAT-SS adalah 1415m TVDSS. Hasil pemodelan peta *oil-water contact* (owc) horizon LEMAT-SS dapat dilihat pada **Gambar 11**.

C. Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon

Tahapan terakhir dari penelitian ini adalah perhitungan cadangan hidrokarbon yang merupakan tahapan untuk mengetahui besarnya cadangan hidrokarbon dalam suatu reservoir. Hasil perhitungan volume reservoir pada lapisan target penelitian dilihat pada **Tabel 3**. Adapun data faktor volume formasi minyak dan data faktor volume formasi gas bumi pada daerah penelitian, dapat dilihat pada **Tabel 4**. Hasil estimasi cadangan minyak bumi dan gas bumi pada Formasi Talang Akar dan Formasi Lemat di Lapangan RF dapat dilihat pada **Tabel 5** dan **Tabel 6** pada Lampiran.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Litologi di daerah penelitian di dominasi oleh batupasir. Fluida yang terdapat pada daerah penelitian yaitu gas bumi, minyak bumi dan air.

2. Pada sumur SP-1 nilai porositas (ϕ), nilai S_w , nilai V_{sh} berturut-turut adalah 14.92%, 41.68%, 7.57%. Sumur SP-2, adalah 12.84%, 39.85%, 13.60%. Pada sumur SP-3 adalah 15.60%, 41.98%, 12.70%. Dan, pada sumur SP-4, adalah 12.60, 39.35%, 9.0%.
3. Ketebalan bersih (*netpay zone*) sumur SP-1, SP-2, SP-3, SP-4 berturut-turut adalah 12.30 meter TVDSS, 15.74 meter TVDSS, 11.28 meter TVDSS, dan 12.60 meter TVDSS.
4. Nilai *cutoff* batas GOC lapisan TAF-SS-A adalah 1328m TVDSS, nilai *cutoff* batas GOC lapisan TAF-SS-B adalah 1355m TVDSS, sedangkan batas OWC pada TAF-SS-B adalah 1365m TVDSS dan batas OWC lapisan LEMAT-SS adalah 1415m TVDSS.
5. Hasil perhitungan cadangan gas bumi sebesar 1.343,15 MMSCF. Sedangkan untuk total cadangan minyak bumi adalah sebesar 7.85 MMSTB.

B. Saran

Berdasarkan pembahasan pada bab sebelumnya, penulis menyarankan perlu dilakukan proses Inversi Seismik (Inversi Impedansi Akustik) untuk mengetahui persebaran properti reservoir secara lateral di daerah penelitian. Selain itu, pada penelitian lebih lanjut disarankan untuk melengkapi hasil uji laboratorium seperti nilai R_w , data analisis fluida reservoir serta data analisis batuan inti pada penelitian lanjutan dengan alasan untuk meningkatkan validitas data.

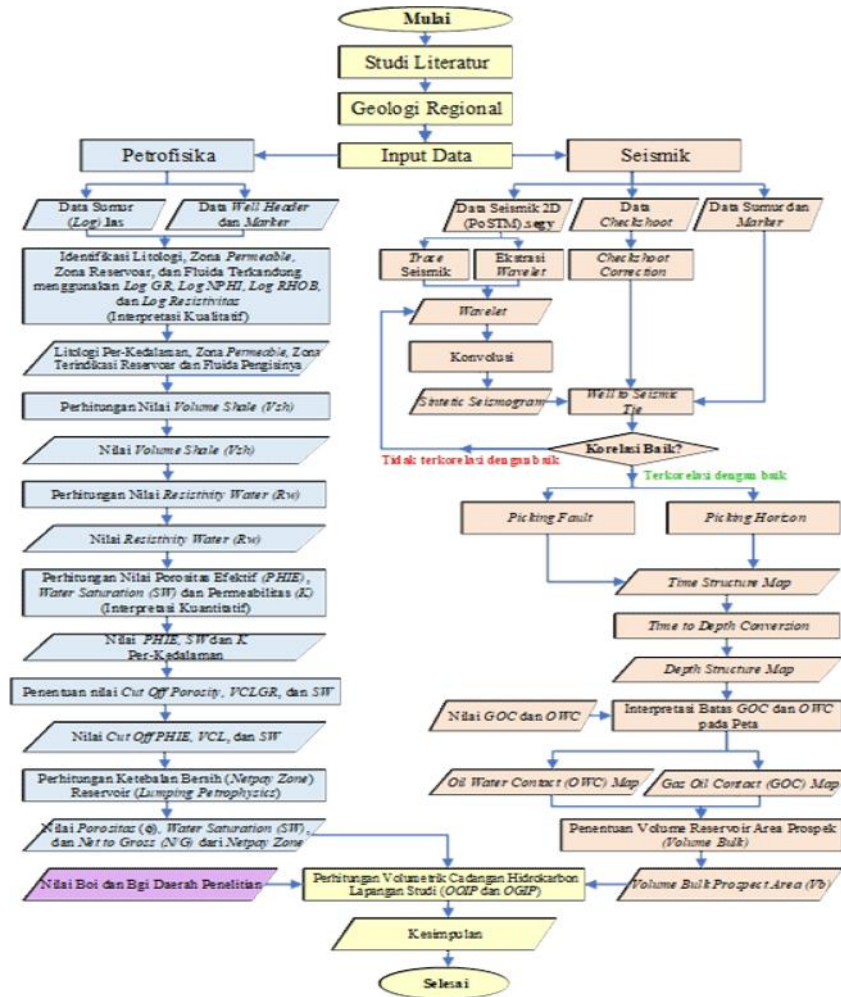
UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Sulistiyono, S.T., M.Si. sebagai pembimbing penelitian di perusahaan, serta Bapak Dr. Ordas Dewanto S.Si., M.Si dan Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.T. yang telah membimbing dan memberikan dukungan terhadap penyelesaian penelitian ini.

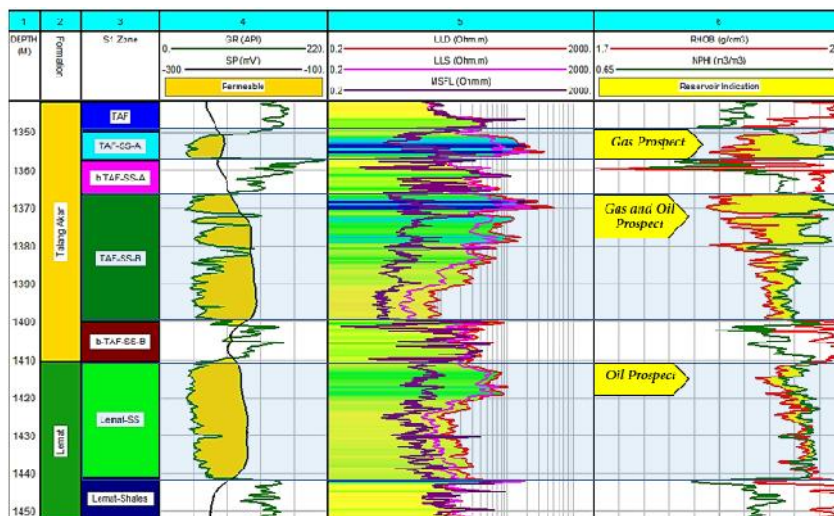
DAFTAR PUSTAKA

- Bishop, M. G. 2000. *Petroleum Systems Of The Northwest Java Province Java and Offshore South East Sumatra Indonesia*. Colorado: USGS.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Petrofisika: Edisi Revisi - 8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- Pulunggono, A. 1984. *Sumatran Microplates, Their Characteristics And Their Role In The Evolution Of The Central And South Sumatra Basins. Proceeding Indonesian Petroleum Association (IPA) 13th Annual Convention*, hlm. 121-143.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Sutherland : Skotlandia.
- Tearpock, D., & Bischke, R. 1991. *Applied Subsurface Geological Mapping*. New Jersey: Prentice-Hall PTR.
- Triwibowo, B. 2010. Cut-Off Porositas, Volume Shale, Dan Saturasi Air Untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*, 3 (2).

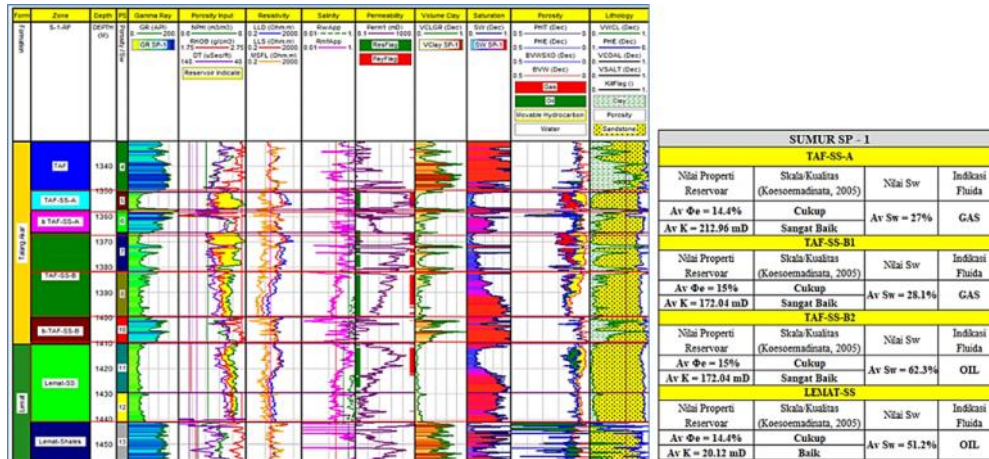
LAMPIRAN



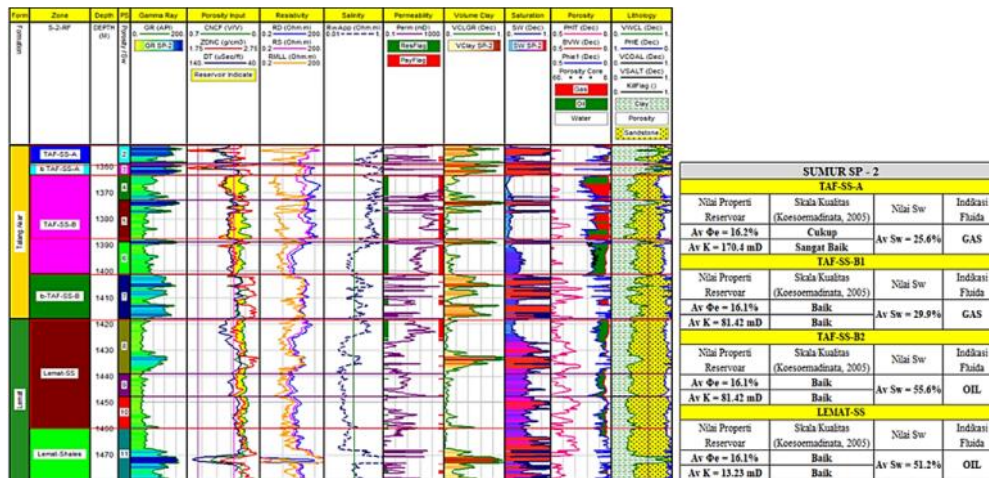
Gambar 1. Diagram Alir Penelitian



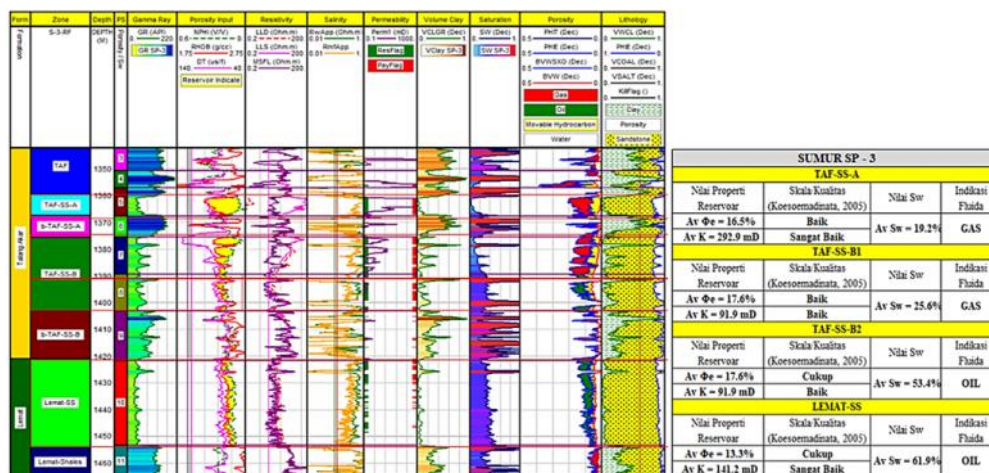
Gambar 2. Interpretasi kualitatif petrofisika pada tampilan Triple Combo Sumur Penelitian



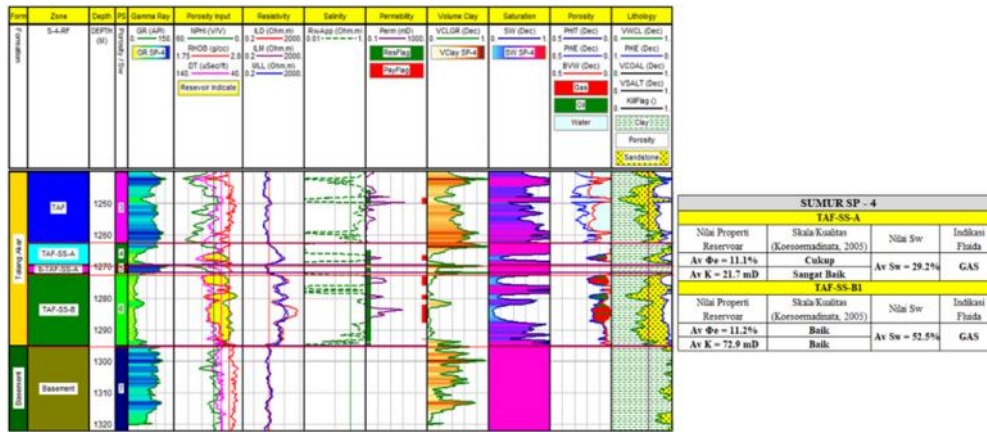
Gambar 3. Interpretasi kuantitatif petrofisika pada Sumur SP-1



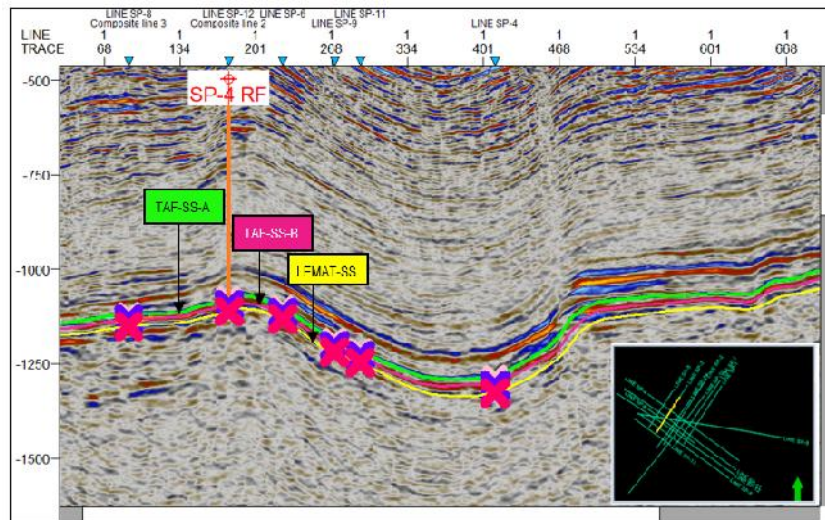
Gambar 4. Interpretasi kuantitatif petrofisika pada Sumur SP-2



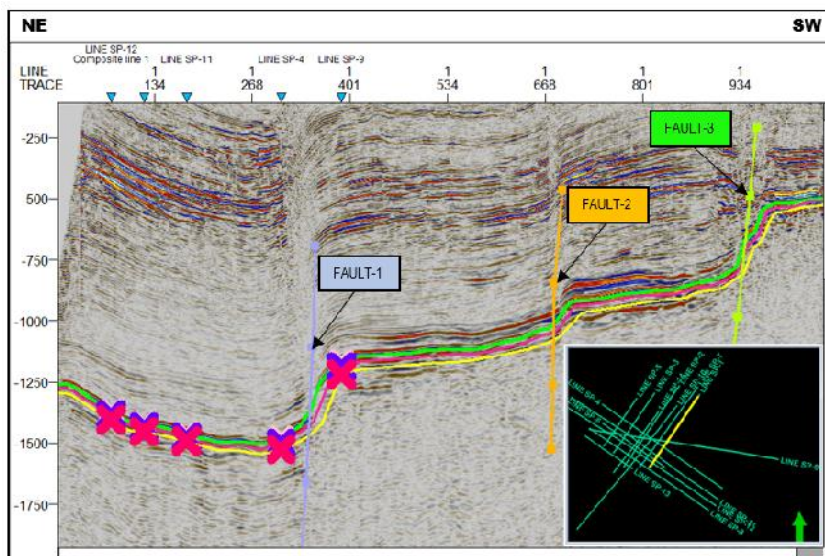
Gambar 5. Interpretasi kuantitatif petrofisika pada Sumur SP-3



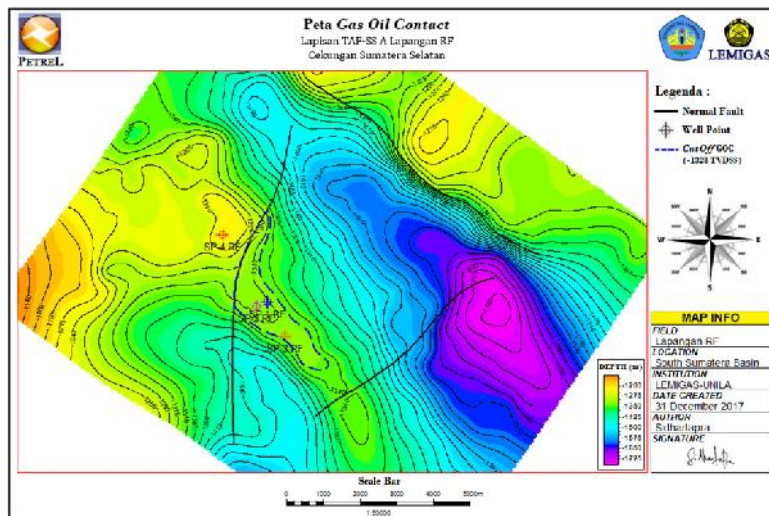
Gambar 6. Interpretasi kuantitatif petrofisika pada Sumur SP-4



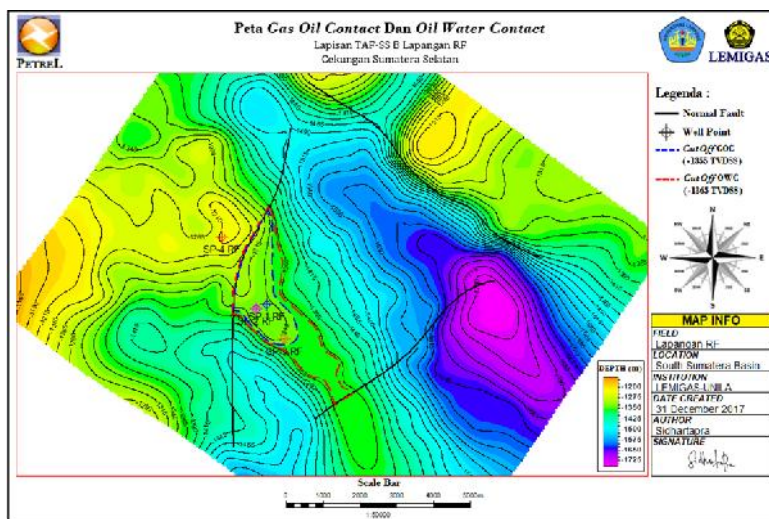
Gambar 7. Tampilan Picking Horizon



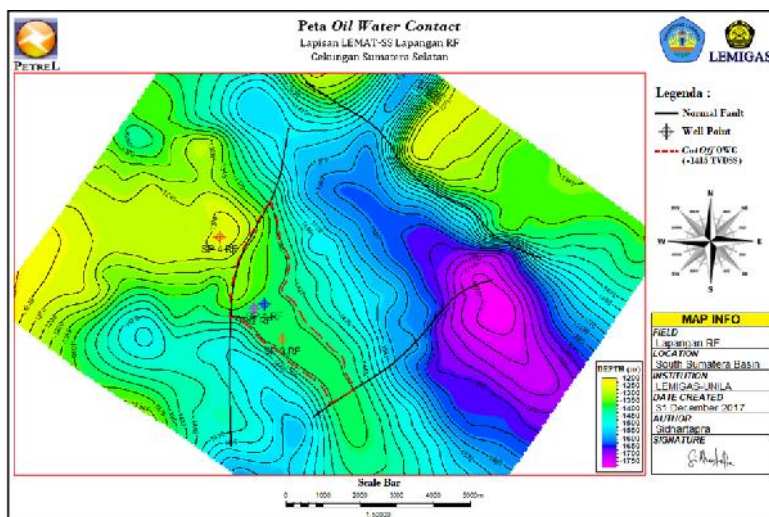
Gambar 8. Tampilan Picking Fault



Gambar 9. Pemodelan Peta GOC lapisan TAF-SS-A (-1328m TVDSS)



Gambar 10. Pemodelan Peta GOC (-1355m TVDSS) dan OWC lapisan TAF-SS-B (-1365m TVDSS)



Gambar 11. Pemodelan Peta OWC lapisan LEMAT-SS (-1415m TVDSS)

Tabel 1. Data Well Header Daerah Penelitian.

Parameter	Result Analysis			
	Well 1	Well 2	Well 3	Well 4
A (Turtuosity)	1	1	1	1
M (Cementation)	1.8	1.8	1.8	1.8
N (Saturation)	1.8	1.8	1.8	1.8
Rw @75 F	0.35	0.35	0.35	0.4
Porosity Model	N-D	N-D	N-D	N-D
Sw Model	Archie	Archie	Archie	Archie

Tabel 2. Nilai Cut-Off Reservoir Daerah Penelitian.

Well	RESERVOIR					PAY				
	Netsand	N/G	Av PHIE	Av SW	Av VSH	Netpay	N/G	Av PHIE	Av SW	Av VSH
	TVDSS		%	%	%	TVDSS		%	%	%
SP-1	15.21	0.84	16.60	49.35	8.87	12.30	0.68	14.92	41.68	7.57
SP-2	17.89	0.78	14.15	41.55	15.28	15.74	0.64	12.84	39.85	13.60
SP-3	13.00	0.79	17.28	44.00	13.88	11.28	0.69	15.60	41.98	12.70
SP-4	10.48	0.68	13.40	41.20	10.14	9.15	0.61	12.60	39.35	9.00
Overall	14.15	0.77	15.36	44.03	12.04	12.12	0.65	13.99	40.71	10.72

Tabel 3. Perhitungan Volume Bulk Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat.

Formation	Layer	Luas Area	Volume Bulk Reservoir (Vb)
		Acre	Acre.ft
Talang Akar	TAF A (Gas)	633.84	8633.84
	TAF B1 (Gas)	562.42	4462.42
	TAF B2 (Oil)	1152.79	10252.79
Lemat	Lemat (Oil)	1317.05	13117.05

Tabel 4. Faktor Volume Formasi Minyak Dan Gas Bumi Daerah Penelitian.

Formation	Boi	Bgi
	(STB)	(SCF)
Talang Akar	1.19828	0.00984
Lemat	1.19828	0.00984

Tabel 5. Estimasi Cadangan Gas Bumi Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat.

Formation	Layer	Faktor Konversi (Gas)	POR	SW	N/G	Vb	Bgi	OGIP	OGIP
						Acre.ft	SCF	SCF	MMSCF
Talang Akar	TAF A-G	43560	0.148	0.250	0.610	8633.84	0.00984	861,229,978.74	861.23
	TAF B1-G	43560	0.152	0.238	0.675	4462.42		481,923,581.51	481.92
	TAF B2-O	43560	0.141	0.566	0.682	10252.8		-	-
Lemat	Lemat-O	43560	0.125	0.583	0.685	13117.1	-	-	-
Jumlah								1,343,153,560.24	1343.15

Tabel 6. Estimasi Cadangan Minyak Bumi Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat.

Formation	Layer	Faktor Konversi (Oil)	POR	SW	N/G	Vb	Boi	OOIP	OOIP
						Acre.ft	STB	STB	MMSTB
Talang Akar	TAF A-G	7758	0.148	0.250	0.610	8633.84	1.19828	-	-
	TAF B1-G	7758	0.152	0.238	0.675	4462.42		-	-
	TAF B2-O	7758	0.141	0.566	0.682	10252.8		3,612,982.10	3.61
Lemat	Lemat-O	7758	0.125	0.583	0.685	13117.1	-	4,234,279.80	4.23
Jumlah								7,847,261.90	7.85