

PEMODELAN ZONA PROSPEK RESERVOAR BERDASARKAN DATA SEISMIK DAN ANALISIS PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN CADANGAN HIDROKARBON AREA *OUTSTEP* LAPANGAN GEO, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Nico Adrian Prianggoro^{a,1)}, Ordas Dewanto^{a,2)}, Karyanto^{a)}, Abdul Aziz Permana^{b)}

^{a)} Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung, Bandar Lampung 35145

^{b)} PT Pertamina EP Asset 2, Jl. Jenderal Sudirman No.3, Prabumulih 31122

¹⁾ nicoprianggoro@gmail.com, ²⁾ ordasdewanto@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan GEO telah terbukti mengandung hidrokarbon berupa gas didalam reservoir batuan karbonat Formasi Baturaja. Berdasarkan data *recovery factor*, produksi gas pada lapangan yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan ini telah mencapai angka 80%. Dengan melakukan pemodelan zona prospek reservoir dan analisis petrofisika, dilakukan pencarian prospek reservoir baru dan perhitungan cadangan hidrokarbon pada area *outstep* Lapangan GEO. Berdasarkan analisis *Direct Hydrocarbon Indicators*, ditemukan *flat spot* dan *gas chimney* pada penampang seismik area *outstep* lapangan GEO. Indikasi ini kemudian dikembangkan dengan melakukan inversi *acoustic impedance* sebagai fungsi dari pengolahan data seismik. Melalui inversi, dapat dihasilkan peta sebaran zona *porous* menggunakan interpretasi gabungan antara peta sebaran *acoustic impedance* dan densitas. Berdasarkan peta tersebut, dengan *cutoff acoustic impedance* sebesar 10000m/s*gr/cc dan densitas sebesar 2,4gr/cc, diketahui terdapat area *outstep* bersifat *low acoustic impedance* dengan rentang nilai 6492,2m/s*gr/cc – 7772,4m/s*gr/cc serta 1,98gr/cc – 2,34gr/cc untuk densitas. Selanjutnya dilakukan pembuatan peta *isopach*, serta penyebaran nilai porositas dan saturasi air secara lateral dengan *guide* peta sebaran densitas dan hasil analisis petrofisika. Berdasarkan nilai properti reservoir pada peta yang didapat, dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon. Dengan input nilai *Bgi* sebesar 0,0089SCF/cuft, *volume bulk* 19898,1977acre.ft, porositas rata-rata 0,156543565% dan saturasi air rata-rata 0,382105% didapatkan perkiraan volume cadangan gas pada fokus area *outstep* sebesar 9,42023537 BSCF.

ABSTRACT

Geo field already known accumulate the hydrocarbon that identified by gas on carbonate reservoir of Baturaja formation. According to recovery factor data, gas production in South Sumatera basin already increase into 80% of production. By modeling the reservoir prospect zone and analyzing the petrophysical data, the new able reservoir prospect can be identified, also, the hydrocarbon reserve can be calculated in Geo field. Based on a Direct Hydrocarbon Index analysis, the flat spot and gas chimney are visible on seismic section data in outstep area of Geo field. This indication are developed by doing acoustic impedance inversion as a function of seismic data processing. The main output of this inversion is porous zone map as a result of two map interpretation which is acoustic impedance map and density map as an attribute function on this inversion. Based on that map, with cutoff acoustic impedance value 10000 m/s*gr/cc and density cutoff 2,34 gr/cc, identified there is a prospect area in outstep zone indicated by low acoustic impedance with 6492,2m/s*gr/cc – 7772,4m/s*gr/cc value, also, density value range in 1,98gr/cc – 2,34gr/cc. Isopach map, Porosity map and water saturation map are generated by spreading the value on lateral function using guide the density map and petrophysical analysis result. By the value of reservoir property based on the map, hydrocarbon reserve can be calculated. Bgi input value is 0.0089 SCF/cuft, volume bulk value 19898,1977 acre.ft, porosity value 0,156543565% and water saturation average value 0,382105%, gas reserve volume on outstep area predicted about 9,42023537 BSCF.

Keyword: carbonate, outstep area, direct hydrocarbon indicators, acoustic impedance inversion, cutoff, petrophysical analysis

1. PENDAHULUAN

Lapangan GEO terletak pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada sub Cekungan Palembang Selatan. Sub

Cekungan ini terletak di tepi baratdaya Cekungan Sumatra Selatan dan terletak antara Pegunungan Barisan dan Cekungan Palembang Tengah.

Lapangan yang ditemukan pada tahun 1960-an ini telah terbukti mengandung hidrokarbon berupa gas didalam reservoir batuan karbonat Formasi Baturaja. Batuan karbonat merupakan salah satu batuan utama untuk bahan hidrokarbon dan berpeluang sangat besar menjadi reservoir hidrokarbon. Batuan Reservoir karbonat (gamping) ini sangat berlimpah di Indonesia, dikarenakan batuan ini tumbuh subur pada daerah tropis dan laut dangkal yang dapat ditembus sinar matahari. Batuan ini terbentuk dari sisa-sisa jasad renik binatang dan tumbuhan. Sedangkan kalsium karbonat sebagai bagian inti dari batuan karbonat dapat dengan mudah terlarutkan oleh air, sehingga sangat mungkin terjadi pelarutan dan proses kristalisasi kembali setelah batuan ini terbentuk. Pelarutan ini mengakibatkan terbentuknya kavitas, sehingga dapat menyimpan minyak atau gas dalam jumlah banyak.

Diusianya yang lebih dari 50 tahun ini, terdapat 27 sumur pada lapangan GEO, dengan rincian 13 sumur produksi, 3 sumur *abandoned*, dan 11 sumur *suspended*. Berdasarkan data *recovery factor*, produksi gas pada lapangan GEO telah mencapai 80%. Akibat dari produksi yang dilakukan secara menerus ini adalah menurunnya tekanan pada reservoir sehingga produksi harian yang diperoleh menurun drastis jika dibandingkan dengan produksi diawal masa ditemukannya lapangan ini. Konsekuensi akhir yang dapat diterima adalah lapangan GEO berproduksi secara *intermittent* (menunggu terakumulasinya hidrokarbon didalam suatu sumur untuk kembali di produksi) dan produksi berhenti. Penentuan lapangan baru merupakan solusi agar produksi hidrokarbon dapat terus berlanjut.

Dengan memanfaatkan riwayat serta data dari lapangan GEO, penulis akan melakukan pemodelan zona prospek reservoir berdasarkan data seismik dan melakukan analisis petrofisika untuk mencari prospek reservoir baru dan

menghitung perkiraan cadangan hidrokarbon di area *outstep* lapangan GEO. Yang menjadi dasar utama penelitian tersebut adalah keadaan geologi, stratigrafi dan petroleum sistem suatu daerah regional pasti banyak kemiripan.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Lapangan Geo terletak di Cekungan Sumatera Selatan, yang secara fisiografis merupakan Cekungan Tersier berarah barat laut-tenggara yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan Cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah.

Secara struktural Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi 4 sub Cekungan, yaitu sub Cekungan Jambi, sub Cekungan Palembang Utara, sub Cekungan Palembang Tengah, dan sub Cekungan Palembang Selatan yang merupakan letak dari daerah penelitian seperti ditunjukkan pada **Gambar 1**.

Gambar 2 menggambarkan peristiwa tektonik yang berperan dalam perkembangan Pulau Sumatera dan Cekungan Sumatera Selatan digolongkan kepada 4 fase utama yaitu Fase Kompresi atau Fase *Rifting* (Jura – Kapur) yang menghasilkan Sesar mendatar dekstral berarah baratlaut – tenggara seperti Sesar Lematang, Kepayang, Saka, dan *trend* berarah utara – selatan, serta terjadi pergerakan mendatar dan intrusi granit berumur Jurasik – Kapur; Fase Tensional (Kapur Akhir – Tersier Awal) yang menghasilkan Sesar normal dan Sesar tumbuh berarah utara – selatan dan barat laut – tenggara. Sedimentasi mengisi Cekungan diatas batuan dasar bersamaan dengan kegiatan gunung api; Fase *Sagging* (Fase Tektonik Miosen atau Intra Miosen) yang menyebabkan pengangkatan tepi-tepi

Cekungan dan diikuti pengendapan bahan-bahan klastika; Fase Kompresional (Miosen – Pliosen) yang membentuk perlipatan-perlipatan, Sesar mendatar, reaktifasi Sesar berumur Paleogen, mereaktifasi struktur geologi yang lebih tua menjadi struktur *inverse (uplifted)* dan membentuk kompleks antiklinorium berarah tenggara – barat laut (Pulunggono, dkk., 1992).

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan oleh **Gambar 3**. Formasi Baturaja tersusun atas batuan karbonat sedangkan bagian bawah umumnya tersusun atas serpih dengan lapisan tipis batugamping. Formasi ini terbentuk pada fase transgresi yang berlangsung menerus sampai Miosen awal dengan pengendapan serpih di daerah-daerah *graben* dan kondisi laut dangkal di daerah-daerah tinggian masuk ke Cekungan atau *intrabasinal* dan sebagian besar bagian timur Cekungan. Reservoir karbonat berkualitas tinggi umum dijumpai di bagian selatan Cekungan, namun lebih sedikit di sub Cekungan Jambi. Formasi ini memiliki ketebalan berkisar antara 250-400 *feet* (Koesoemadinata dalam Septianingrum, 2014).

3. TEORI DASAR

3.1 Dasar Pemantulan dan Pembiasan Gelombang

- Asas Fermat

Asas ini dikemukakan oleh Pierre de Fermat di tahun 1601-1665, yang merupakan seorang matematikawan asal Prancis. Fermat menyatakan bahwa gelombang menjalar dari suatu titik ke titik lain melalui jalan tersingkat waktu penjarannya.

- Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwa titik-titik yang dilewati gelombang akan menjadi sumber gelombang baru. *Front* gelombang yang menjalar menjauhi sumber adalah superposisi *front*

gelombang yang dihasilkan oleh sumber gelombang baru tersebut.

- Hukum Snellius

Hukum Snellius menyatakan bahwa:

1. Sinar datang, sinar bias, sinar pantul terletak pada satu bidang datar
2. Perbandingan antara sinus sudut datang dan sinus sudut bias sama dengan perbandingan antara kecepatan medium pertama dengan medium kedua.

$$\frac{\sin i}{v} = \text{konstan}$$

dengan i adalah sudut datang, sudut pantul, dan sudut bias gelombang, dan V adalah kecepatan gelombang dalam medium (Latif, dkk., 2013).

3.2 Metode Seismik Inversi

Menurut Sukmono dalam Yuzariyadi, 2012, metode inversi seismik merupakan suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Pada penelitian ini akan dibahas inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo yang menggunakan jenis inversi berbasis model (*model based*)

3.2.1 Inversi Seismik *Model Based*

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif (Pertwi, 2015).

3.3 Direct Hydrocarbon Indicators

Menurut Forrest dalam Qiang Guo 2014, penemuan *direct hydrocarbon indicators* (DHI) pada data seismik seperti *brightspot*, *dimspot* dan *flatspot* akan memperbesar keberhasilan dalam melakukan eksplorasi hidrokarbon. Ada beberapa macam DHI, beberapa diantaranya:

- *Bright Spot*

Bright Spot merupakan amplitudo tinggi pada *top* reservoir akibat kandungan hidrokarbonnya (umumnya karena gas) menyebabkan kontras impedansinya lebih kontras jika dibandingkan baik pada litologi yang sama yang hanya terisi air maupun litologi sekitarnya.

- *Dim Spot*

Dimana nilai impedansi batuan reservoir sedikit lebih besar daripada batuan di atasnya sehingga akan terlihat pada penampang seismik dengan amplitudo rendah dibandingkan sekitarnya.

- *Flat Spot*

Digambarkan pada data seismik dengan tampilan reflektor yang *flat* dan umumnya berasosiasi dengan *bright spot*. Adanya reflektor ini karena kontak fluida baik gas/air, gas/minyak, maupun minyak/air.

- Gas Chimney

Dicirikan dengan tampilan data seismik kabur yang berbentuk menjalar keatas seperti corong (*chimney*). Buruknya tampilan penampang seismik diakibatkan karena adanya gas yang keluar.

3.4. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika adalah suatu metode pendukung dalam usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil rekaman *logging* sebagai sumber utama. Evaluasi rekaman *logging* sumur eksplorasi ditujukan untuk mendapatkan litologi dan sifat-sifat petrofisik batuan, seperti saturasi air, besar porositas batuan, kandungan lempung dan permeabilitas. Sifat-sifat batuan ini diperoleh dari

rekaman sifat kelistrikan batuan, tingkat radiasi batuan, kemampuan penjalaran gelombang, dan kerapatan atom-atom penyusun batuan. Dilakukan 2 jenis analisis dalam analisis petrofisika, yaitu analisis kualitatif dan analisis kuantitatif (Catur, 2012)

3.4.1. Analisis Kualitatif

Tujuan dari interpretasi kualitatif adalah identifikasi litologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi lapisan *porous permeable*, ketebalan dan batas lapisan, serta kandungan fluida. Penentuan jenis batuan atau mineral didasarkan pada plot berbagai *log* porositas, seperti plot antara *log density-neutron* dan *log sonic-neutron*. Sedangkan lapisan berpori dapat ditentukan berdasarkan pengamatan terhadap *log SP*, *log resistivity*, *log caliper*, dan *log gamma ray*. Penentuan jenis litologi, dapat didasarkan pada defleksi kurva *SP*, *GR*, dan *resistivity*. Adapun fluida hidrokarbon dapat ditentukan pada pengamatan *log* induksi atau *laterolog* dengan berdasarkan sifat air, minyak atau gas.

3.4.2. Analisis Kuantitatif

Analisis *log* secara kuantitatif meliputi perhitungan porositas, faktor formasi, resistivitas air formasi (R_w), kandungan serpih (V_{sh}), saturasi Air (S_w), volume air total, permeabilitas (K), dan ketebalan lapisan produktif (*netpay*) serta *Bulk Volume Water* (*BVW*). Hasil akhirnya adalah menerapkan metode pemenggalan data (*lumping*) menggunakan batasan nilai (*cut-off*).

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

$$\Phi_N = (1.02 \times \Phi_{NLog}) + 0.0425$$

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bulk}}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$\Phi_{DN} = \frac{\Phi_N + \Phi_D}{2} \quad (4)$$

$$(\phi_{eff}) = \frac{\text{Volume Pori Berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\%$$

$$F = \frac{\alpha}{\phi^m}$$

$$T_f = \frac{D_f(BHT - ST)}{TD} + T_s$$

$$R_m @ T_f = \frac{R_{mf}(T_s + 6.77)}{T_f + 6.77}$$

$$R_w = R_m @ T_f \cdot \frac{R_t}{R_{xp}}$$

$$S_w^n = \frac{\alpha \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}$$

$$BVW = \phi \times S_w$$

$$K = a \frac{\phi^b}{S_w^c}$$

Dimana,

GR_{log} = Hasil pembacaan GR_{log} pada lapisan yang bersangkutan

GR_{max} = Hasil pembacaan GR_{log} maksimal pada lapisan *shale*

GR_{min} = Hasil pembacaan GR_{log} maks pada lapisan *non shale*

Φ = Porositas (%)

Φ_N = Porositas Neutron (%)

Φ_D = Porositas densitas (%)

Φ_{Nlog} = Porositas yang terbaca pada kurva *neutron log*

0.0425 = Koreksi terhadap *limestone formation*

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_b = Densitas bulk pada kurva *log RHOB* (gr/cc)

ρ_f = Densitas fluida (gr/cc)

a = Faktor turtuosity

m = Eksponen sementasi

n = Eksponen saturasi

T_f = Temperatur formasi (°F)

D_f = Kedalaman formasi (m)

ST/T_s = Temperatur permukaan (°F)

TD = Kedalaman total (m)

BHT = Temperatur dasar sumur (*Bore Hole Temperature*)

R_w = Resistivitas Air

R_t = Resistivitas sebenarnya

R_{xo} = Resistivitas formasi pada zona terinvasi

$R_{xo} = F \times R_{mf}$ dan $R_o = F \times R_w$

R_o = *Wet resistivity*

S_w = Saturasi Air (%)

BVW = *Bulk Volume Water*

K = Permeabilitas (mildarcy)

Φ = Porositas (%)

S_w = Saturasi Air (%)

a, b, c = Konstanta (Schlumberger):
 $a = 10000, b = 4,5, c = 2$

3.5. Penentuan Cadangan Hidrokarbon Metode Volumetrik

Pada metode ini perhitungan didasarkan pada persamaan volume, data-data yang menunjang dalam perhitungan cadangan ini adalah porositas dan saturasi hidrokarbon. Persamaan yang digunakan dalam metode volumetris adalah *IGIP (Initial Gas In Place)* atau *IOIP (Initial Oil In Place)* (Triwibowo, 2010).

$$IOIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{Boi} \times 7758$$

$$IGIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{Bgi} \times 43560$$

Dimana,

$OOIP$ = *Initial Oil in Place (STB, Stock Tank Barrels)*

$OGIP$ = *Initial Gas in Place (SCF, Standart Cubic Feet)*

7758 = Faktor Konversi dari acre/ft ke *barrel*.

43560 = Faktor Konversi dari *acre/ft* ke *MMSCF*.

ϕ = Porositas (%)

S_w = Saturasi air (%)

Boi = *Oil formation volume factor (STB/bbls)*

Bgi = *Gas formation volume factor*

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengolahan dan Analisis Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3 dimensi (3D) *Post Stack Time Migration* (PSTM), berbentuk *non-preserve* (data yang sudah dilakukan *processing* dan pemfilteran) serta 4 data sumur yakni GEO 02, GEO 22, GEO 26 dan GEO 27. Hasil analisis kualitatif (**Gambar 4**) menyatakan bahwa, dari empat sumur yang digunakan sebagai input pengolahan data seismik terdapat dua sumur yang mengindikasikan adanya reservoir yang mengandung hidrokarbon berupa gas yaitu sumur GEO-22 dan sumur GEO-26 dengan ketebalan rata-rata zona target sebesar 34m. Adapun indikasi dari reservoir tersebut berada pada Formasi Baturaja dengan litologi dominan batu gamping. Selanjutnya dilakukan analisis *crossplot* (**Gambar 5**) sebagai uji sensitivitas sumur antara *log* densitas dan *log P-Impedance*, *log* densitas dan *log neutron*, serta *Log P-Impedance* dan *log neutron*. Dalam proses ini penulis membedakan jenis litologi batu gamping berdasarkan *porous* (biru muda) atau *tight* (biru tua). Output akhir yang diperoleh dari analisis *crossplot* ini adalah didapatkannya nilai *cutoff* densitas dan *cutoff P-Impedance*. Adapun hasil yang diperoleh menyatakan bahwa batu gamping *porous* memiliki nilai *cutoff* densitas 2,4gr/cc dan *p-impedance* 10000m/s*gr/cc.

Berikutnya analisis *tuning thickness* digunakan untuk mengetahui resolusi vertikal dari data seismik. Dengan dilakukannya analisis ini, penulis dapat mengetahui apakah zona target dapat tergambarkan dengan baik pada data seismik. Dari *amplitude spectrum* (**Gambar 6**) dapat dilihat bahwa frekuensi dominan pada formasi Baturaja (time 1072,85 – 1140,56) sebesar 26,8 Hz, dengan kecepatan rata-rata sebesar 3547,164 m/s yang didapat dari *log sonic*. Dari hasil perhitungan, didapat panjang

gelombang (λ) sebesar 132,3568 m dan $1/4\lambda$ sebesar 33,089m. Berdasarkan nilai tersebut, dengan rata-rata ketebalan zona target sebesar 34m dan nilai resolusi minimum sebesar 33,089m, maka zona target dapat tergambarkan dengan baik pada data seismik.

Selanjutnya dilakukan proses *well seismic tie* menggunakan sintetik seismogram hasil konvolusi *wavelet* ekstraksi dan koefisien refleksi. Setelah didapatkan nilai korelasi yang dirasa baik, kemudian dilakukan proses *picking horizon* untuk mendapatkan *time structure map*. Peta struktur waktu kemudian dikonversi menggunakan *velocity modeling process* dengan *velocity single well* sebagai kontrolnya hingga didapatkan peta struktur kedalaman *top* dan *bottom* Formasi Baturaja, seperti **Gambar 7** dan **Gambar 8**. Dan dengan *input* peta struktur kedalaman *top* dan *bottom* tersebut, dibuatlah peta *isopach* (**Gambar 9**) yang merupakan peta ketebalan.

Dari pembuatan peta struktur kedalaman, dilanjutkan dengan analisis DHI untuk melihat indikasi keberadaan potensi reservoir hidrokarbon secara langsung pada data seismik. Hasil yang diperoleh dari analisis DHI ini adalah (**Gambar 10**) ditemukannya zona yang diperkirakan sebagai reservoir, yang memiliki struktur tinggian berupa *closure* dan memiliki kenampakan *flat spot* dan *gas chimney* pada penampang seismiknya. *Flat spot* merupakan tampilan reflektor yang *flat* yang disebabkan adanya kontak fluida baik gas/air, gas/minyak maupun minyak/air. Sedangkan *gas chimney* dicirikan dengan tampilan data seismik kabur yang berbentuk menjalar ke atas seperti corong (*chimney*), buruknya tampilan penampang seismik diakibatkan karena adanya gas yang keluar. Ditemukannya *gas chimney* dan *flat spot* merupakan modal utama dalam pencarian reservoir baru area *outstep* pada penelitian ini. Untuk selanjutnya, zona ini penulis sebut dengan fokus area *outstep*.

Berbekal hasil yang diperoleh dari analisis DHI dan proses identifikasi zona prospek reservoir, selanjutnya penulis melakukan pembuatan *structure map top*, *bottom* dan *isopach* pada fokus area *outstep* (**Gambar 11**, **Gambar 12** dan **Gambar 13**) dan dilakukan proses inverse seismik *AI*.

Hasil akhir dari proses pengolahan data seismik adalah hasil inversi *AI* yang dilakukan. Proses inversi menggunakan proses inversi akustik *impedance* dengan metode *model based*. Outputnya berupa peta sebaran *AI* secara horizontal (**Gambar 14**). Dilakukan penurunan parameter *AI* menjadi parameter densitas pada area penelitian sehingga didapatkan pola sebaran densitas (**Gambar 15**) yang selanjutnya digunakan sebagai input utama dalam penyebaran properti reservoir. Adapun pola sebaran densitas memiliki keseragaman pola terhadap pola sebaran *AI*.

4.2. Pengolahan dan Analisis Petrofisika

Pada analisis petrofisika, digunakan 6 data sumur sebagai input proses pengolahan data. Dari hasil interpretasi secara kualitatif (**Gambar 16**) diperoleh bahwa, terdapat 5 sumur yang berpotensi mengandung cadangan hidrokarbon berupa gas.

Selanjutnya masuk pada tahap interpretasi kuantitatif berupa perhitungan *volume clay* dengan memanfaatkan kurva *log Gamma Ray*. Rekap nilai rata-rata *volume clay* pada tiap sumurnya tertera pada **Tabel 1**. Berdasarkan nilai tersebut, formasi daerah penelitian masih digolongkan pada formasi bersih.

Pada penelitian ini, identifikasi nilai resistivitas air formasi (R_w) diperoleh dari hasil uji laboratorium dan resistivitas lumpur pemboran (R_{mf}) didapatkan dari *well head* yang merupakan hasil pengukuran langsung pada uji *mud filtrate*. Sehingga, tidak dilakukan interpretasi nilai R_w dan R_{mf} .

Setelah itu dilakukan perhitungan nilai porositas total ($PHIT$) dan porositas

efektif ($PHIE$) menggunakan persamaan yang tercantum pada teori dasar. Nilai porositas total ($PHIT$) dan porositas efektif ($PHIE$) pada tiap sumur tertera pada **Tabel 2**. Berikutnya perhitungan nilai saturasi air, nilai Saturasi Air rata-rata pada lapangan GEO adalah sebesar 38,21%.

Dilanjutkan dengan penentuan nilai *cutoff*. Penentuan nilai *cutoff* dilakukan dengan menggunakan asumsi hubungan empiris antar dua parameter. Perhitungan nilai *cutoff* yang dilakukan adalah *cutoff* porositas, *cutoff* V_{cl} , dan *cutoff* S_w . Adapun nilai *cutoff* porositas diperoleh dari *crossplot* nilai $PHIE$ dengan data uji produksi (**Gambar 17**). Berdasarkan plot nilai rata-rata $PHIE$ terhadap nilai uji produksi didapatkan nilai *cutoff* porositas sebesar 0,053 atau 5,3%. Penarikan garis merah dilakukan berdasarkan nilai $PHIE$ terendah, dengan asumsi bahwa pada porositas terendah yaitu 0,053, produksi masih dapat dilakukan. Nilai porositas dibawah nilai *cutoff* dianggap tidak prospek dan tidak dapat diproduksi. Perhitungan nilai *cut-off* V_{cl} juga dilakukan dengan metode *crossplot* antara nilai porositas efektif sebagai fungsi x dan nilai V_{cl} semua sumur sebagai fungsi y (**Gambar 18**). Sama seperti *cutoff* porositas, nilai *cutoff* V_{cl} yang didapat nantinya hanya satu nilai dan akan digunakan untuk semua sumur. Setelah dilakukan penarikan garis regresi pada sebaran data $PHIE$ terhadap V_{cl} , selanjutnya adalah memanfaatkan nilai *cutoff* porositas yang didapat sebelumnya sebagai acuan dalam menentukan nilai *cutoff* V_{cl} . Dilakukan penarikan garis secara vertikal berdasarkan nilai *cutoff* porositas hingga bertemu pada garis regresi. Pada titik temu tersebut didapatkan nilai *cutoff* V_{cl} sebesar 0,2294 atau 22,94%. Asumsinya adalah ketika porositas menyentuh nilai *cutoff*, maka didapatkan V_{cl} sebesar 22,94%, dimana nilai V_{cl} diatas 22,94% dianggap tidak produktif. Dan selanjutnya *cutoff* saturasi air. Perhitungan nilai *cutoff* S_w juga dilakukan dengan metode *crossplot* antara nilai porositas

efektif sebagai fungsi x dan nilai S_w semua sumur sebagai fungsi y (**Gambar 19**). Setelah dilakukan penarikan garis regresi pada sebaran data *PHIE* terhadap S_w , selanjutnya adalah memanfaatkan nilai *cutoff* porositas yang didapat sebelumnya sebagai acuan dalam menentukan nilai *cutoff* S_w . Dilakukan penarikan garis secara vertikal berdasarkan nilai *cutoff* porositas hingga bertemu pada garis regresi. Pada titik temu tersebut didapatkan nilai *cutoff* S_w sebesar 0,657 atau 65,7%. Asumsi dari nilai tersebut adalah ketika porositas menyentuh nilai *cutoff*, maka didapatkan S_w sebesar 65,7%, dimana reservoir yang memiliki nilai S_w diatas 65,7% dianggap tidak ekonomis dalam ekplorasi hidrokarbon.

Nilai *cutoff* tersebut kemudian diaplikasikan dalam proses *lumping data* untuk mengetahui ketebalan *gross* dan *net* pada reservoir dari tiap sumurnya. Adapun Rekap nilai *netpay* yang didapat dari hasil *lumping* tertera pada **Tabel 3**. Dari nilai *gross* dan *netpay* yang didapat, dilakukan asumsi perbandingan (**Tabel 4**), yang dalam proses selanjutnya dikombinasikan dengan peta *isopach* dalam menentukan net area.

4.3. Pembuatan Peta Sebaran Properti Reservoir dan Perhitungan Perkiraan Cadangan Hidrokarbon

Pada proses ini dilakukan pembuatan peta sebaran properti reservoir berupa *PHIE* dan S_w secara lateral dengan *guide* peta sebaran densitas yang telah didapat. Nantinya, nilai pada peta sebaran tersebut akan dilakukan *cutoff* dan digunakan sebagai input dalam melakukan perhitungan cadangan hidrokarbon. Pada pembuatan peta sebaran porositas efektif, digunakan gradien persamaan hasil *crossplot* antara *RHOB* terhadap *PHIE* pada semua data sumur yang dijadikan satu (**Gambar 20**) hingga diperoleh gradien $y = -0,428x + 1,135$ yang sebelumnya dikorelasikan dengan nilai korelasi -0.95 (terkorelasi sangat tinggi). Pada gradien persamaan, fungsi x yang

menjadi *input* adalah peta sebaran densitas dan y merupakan peta sebaran porositas efektif. Hasilnya ditunjukkan pada **Gambar 21**. Sedangkan pada peta sebaran properti saturasi air (S_w), digunakan persamaan dalam menghitung nilai *BVW* (teori dasar). Dengan input nilai *BVW* sebesar 0,0842 yang diperoleh dari rata-rata nilai *BVW* pada semua sumur, dan peta sebaran porositas yang didapat pada proses sebelumnya, maka diperoleh peta sebaran saturasi air seperti **Gambar 22**.

Terakhir, masuk pada tahap perhitungan cadangan hidrokarbon. Perhitungan perkiraan cadangan hidrokarbon pada fokus area *outstep* ditentukan dengan menggunakan *IGIP*. Dimana *Volume bulk* reservoir didapatkan dari hasil kali luas area dengan ketebalan bersih reservoir. Berdasarkan peta *isopach*, fokus area *outstep* memiliki ketebalan *gross* rata-rata sebesar 115,4m. Nilai ini kemudian dikaitkan dengan asumsi perbandingan yang didapat dari proses *lumping* (1:0,132314), ketika ketebalan *gross* 115,4 dianggap 1, maka didapatkan ketebalan *netpay* sebesar 12,8m. Dengan luas area sebesar 1921079,2863m² didapat volume reservoir *netpay* sebesar 26851070,8m³ atau setara dengan 21776,2184acre.ft. Untuk nilai porositas diperoleh dari rata-rata nilai *PHIE* pada peta sebaran *PHIE* yang nilainya telah dilakukan *cutoff*, yakni bernilai 0,156543565. Begitupun dengan nilai S_w , diperoleh dari rata-rata nilai S_w pada peta sebaran S_w yang nilainya telah dilakukan *cutoff*, yakni bernilai 0,382105. Dengan input nilai *Bgi* sebesar 0,0089SCF/cuft didapatkan perkiraan volume cadangan gas pada fokus area *outstep* sebesar 10,30933 BSCF.

5. KESIMPULAN

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Ditemukannya indikasi zona reservoir prospek area *outstep* di arah utara Lapangan GEO. Hal yang mengindikasikan zona prospek

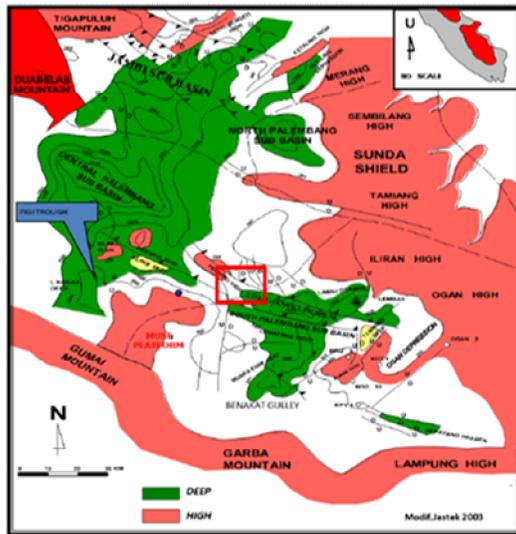
reservoir ini adalah ditemukannya zona karbonat *porous* yang dijustifikasi sebagai *reef build up* karbonat, terdapat *flat zone* dan *gas chimney* pada penampang seismik untuk area tersebut dan jika dilihat berdasarkan sebaran nilai *acoustic impedance* hasil inversi seismik, area tersebut merupakan area *low acoustic impedance*.

2. Fokus area *outstep* daerah penelitian memiliki rata-rata nilai porositas sebesar 15,65%, resistivitas air berkisar 0,2% dan saturasi air sebesar 38,21% serta ketebalan netpay reservoir 12,8m.
3. Berdasarkan analisis peta sebaran properti reservoir, zona prospek hidrokarbon fokus area *outstep* berada disebelah utara lapangan Geo. Berdasarkan peta sebaran properti reservoir juga dapat dilihat bahwa pola sebaran antar properti reservoir hampir sama dikarenakan *guide* yang digunakan merupakan *guide* tunggal berupa peta sebaran densitas.
4. Perhitungan cadangan dilakukan secara volumetrik menggunakan persamaan IGIP, dikarenakan prospek utama pada fokus area *outstep* berupa gas. Dengan luas daerah sebesar 1921079,2863m² perkiraan cadangan gas yang dihitung secara volumetrik menghasilkan angka 10,30933 BSCF untuk fokus area *outstep* lapangan GEO.

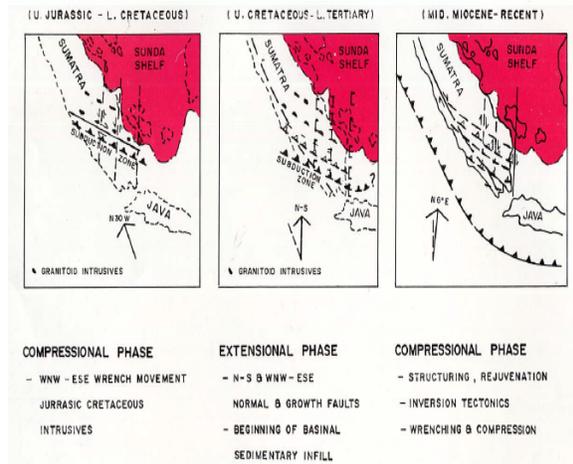
DAFTAR PUSTAKA

- Catur, B. P. 2011. *Analisa Petrofisika Untuk Karakterisasi Reservoir Lapangan "X"*. Depok: Universitas Indonesia.
- Latif, M. H., Lantu, dan Sabrianto. 2013. *Investigasi Lapisan Bedrock Dengan Menggunakan Metoda Seismik Refraksi- Studi Kasus: GOR Universitas Hasanuddin. Jurnal UNHAS*. Makasar: Universitas Hasanuddin.
- Pertiwi, H. A. 2015. *Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Metode Inversi Accoustic Impedance (AI) Pada Lapangan "TA" Formasi Ngerayong Dan Bulu Cekungan Jawa Timur*. Lampung: Universitas Lampung.
- Pulunggono, A., Haryo, A. S., dan Kosuma, C. G. 1992. *Pre-Tertiary And Tertiary Fault System AS A Framework Of The South Sumatra Basin; A Study Of Sar-Maps. Journal 21st Annual Convention Proceedings*.
- Qiang, G. 2014. *Tuning, AVO, and Flat-Spot Effect In A Seismic Analysis Of North Sea Block F3*. Thesis. Michigan Technology University.
- Septianingrum, R., Nugroho, H., Hidajat, W. K., Rachman, H., dan Heriadji, Y. 2014. *Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Pada Tahap Eksplorasi Dengan Analisis Petrofisika Formasi Baturaja Lapangan "IRFA" Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan. Jurnal Geologi UNPAD*. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Triwibowo, B. 2010. *Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air Untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. Jurnal Ilmiah MTG*. Vol. 3, No. 2. Yogyakarta: UPN "Veteran".
- Yuzariyadi, M. 2012. *Inversi Impedansi Akustik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Mirza-Yurneli Sumatera Tengah*. Lampung: Universitas Lampung.

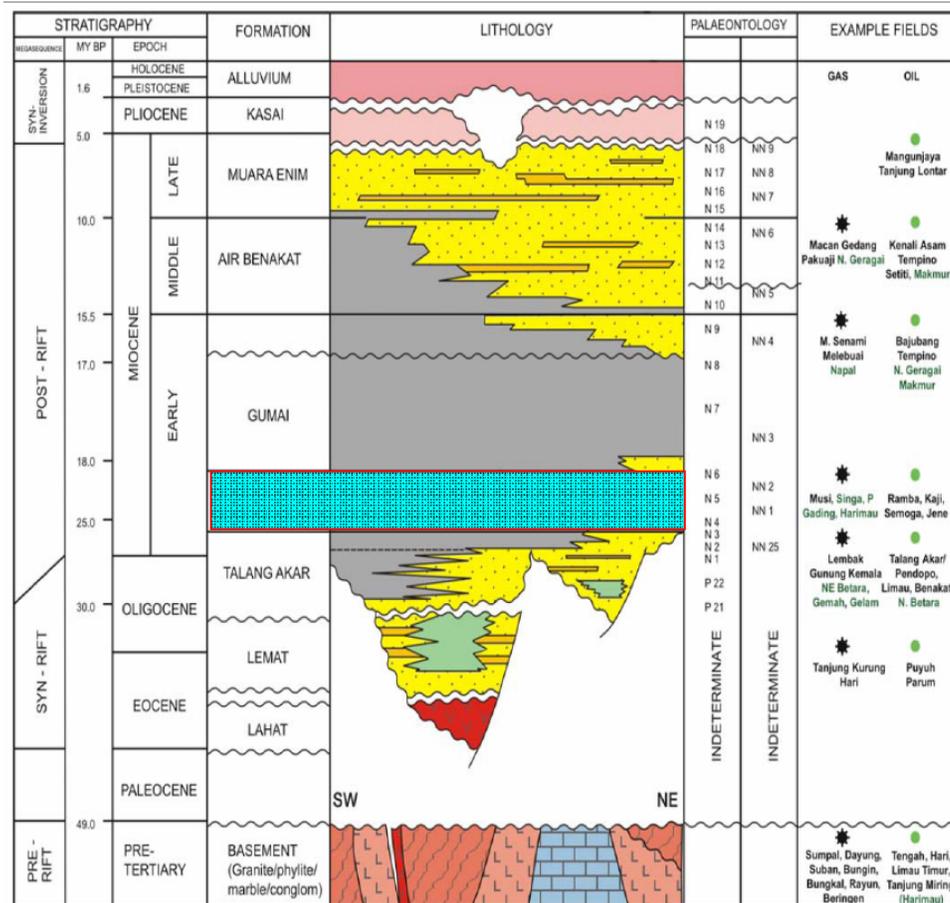
LAMPIRAN



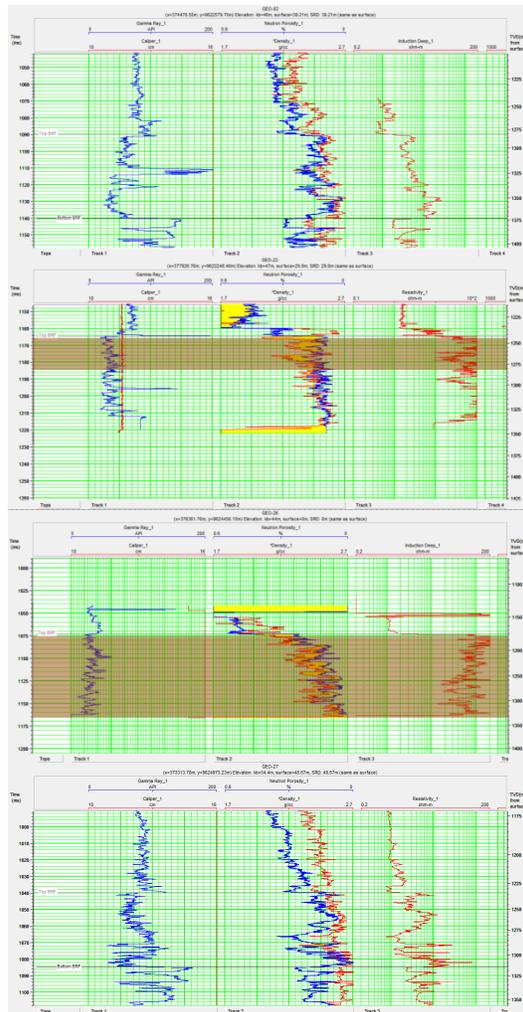
Gambar 1. Pembagian sub-Cekungan pada Cekungan Sumatera Selatan (Purwanto, dkk., 2015)



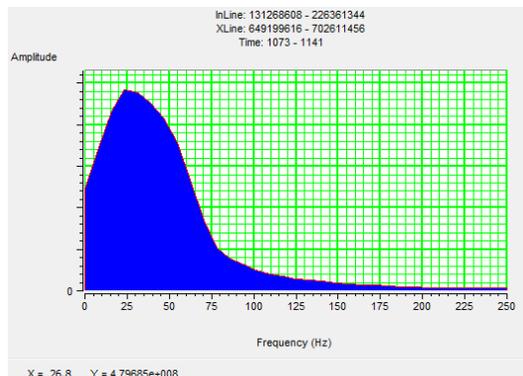
Gambar 2. Fase Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono, dkk., 1992)



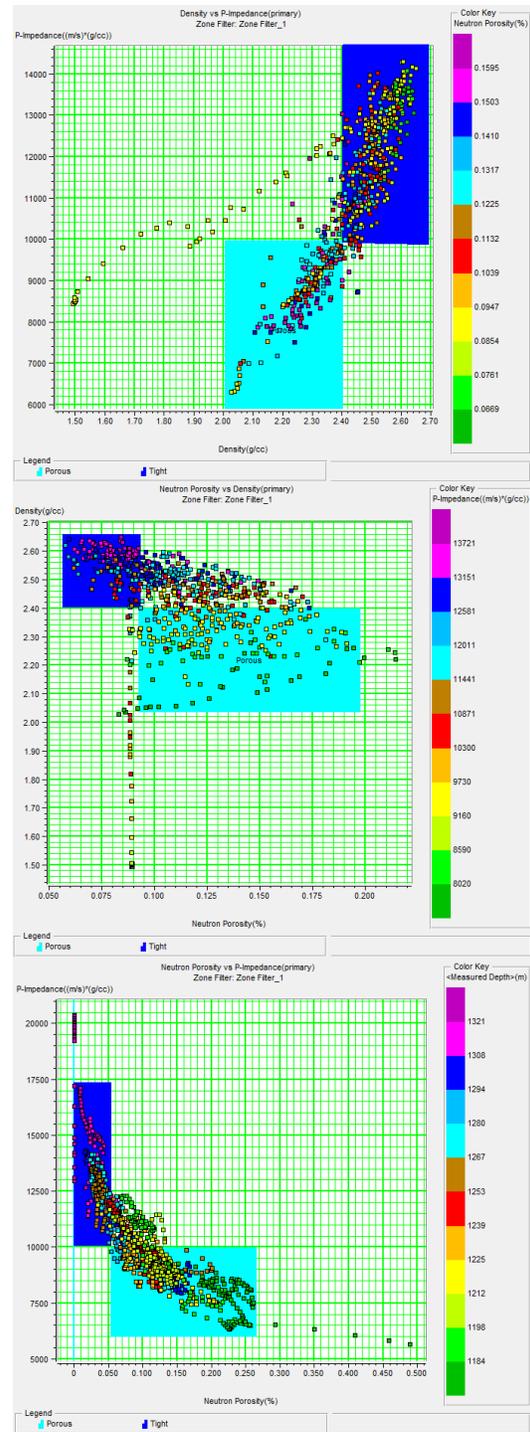
Gambar 3. Skema Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)



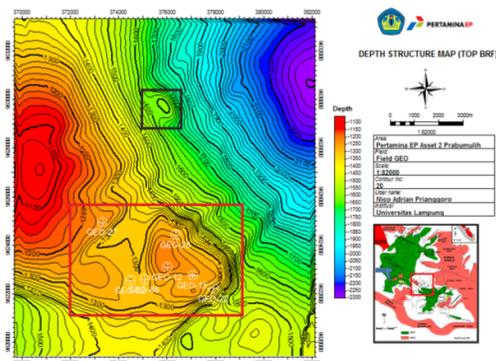
Gambar 4. Identifikasi zona target



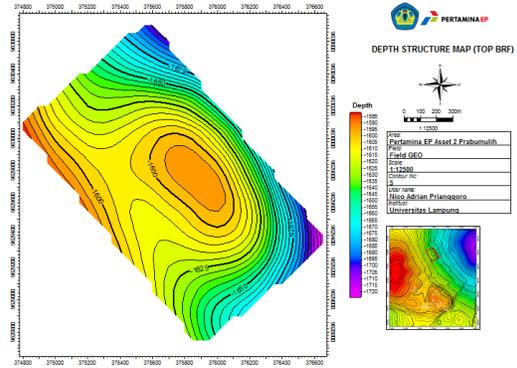
Gambar 6. Frekuensi Dominan



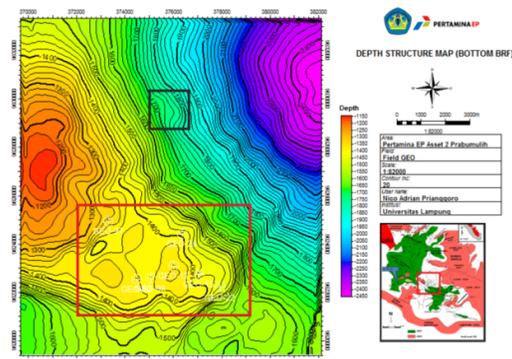
Gambar 5. Analisis crossplot Den-Pimp, Den-Neu dan Pimp-Neu



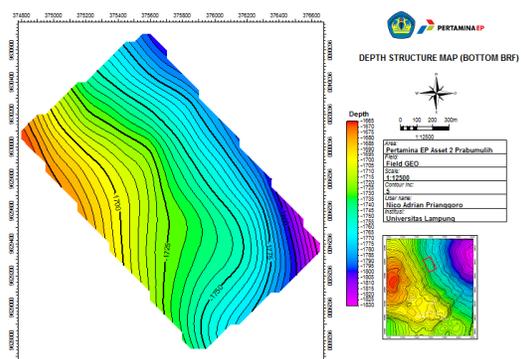
Gambar 7. Peta struktur kedalaman *Top* BRF Lapangan GEO



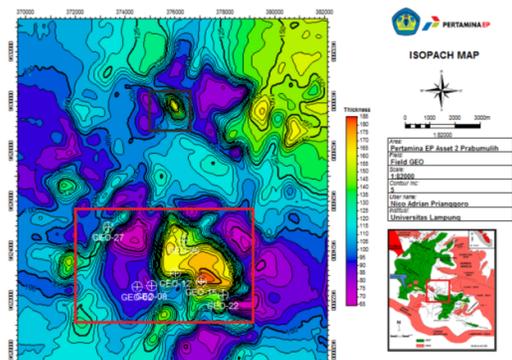
Gambar 11. Peta struktur kedalaman *Top* BRF Fokus Area Outstep



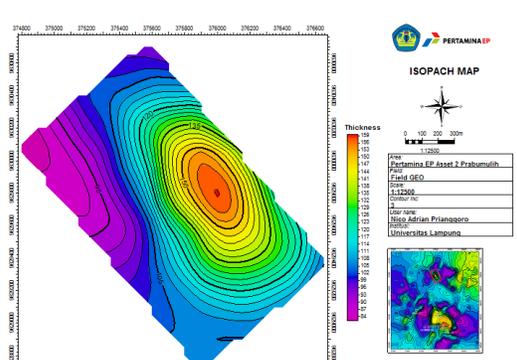
Gambar 8. Peta struktur kedalaman *Bottom* BRF Lapangan GEO



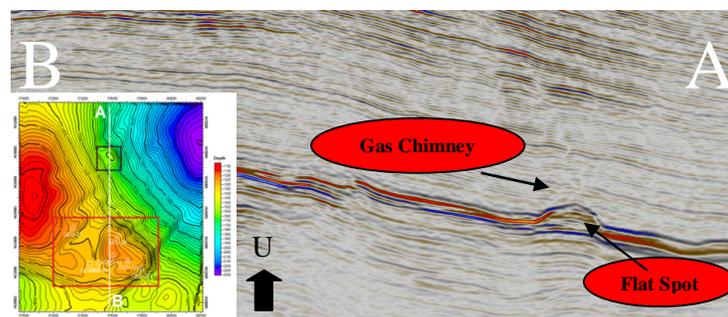
Gambar 12. Peta struktur kedalaman *Bottom* BRF Fokus Area Outstep



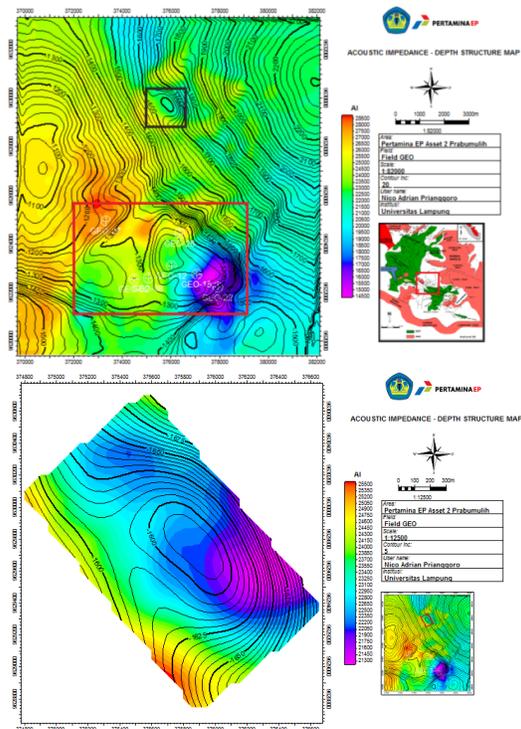
Gambar 9. Peta *Isopach* Lapangan GEO



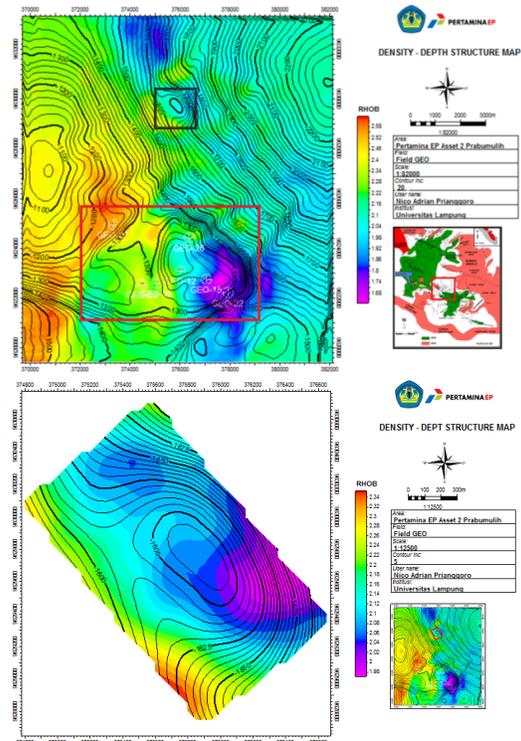
Gambar 13. Peta *Isopach* Area Outstep



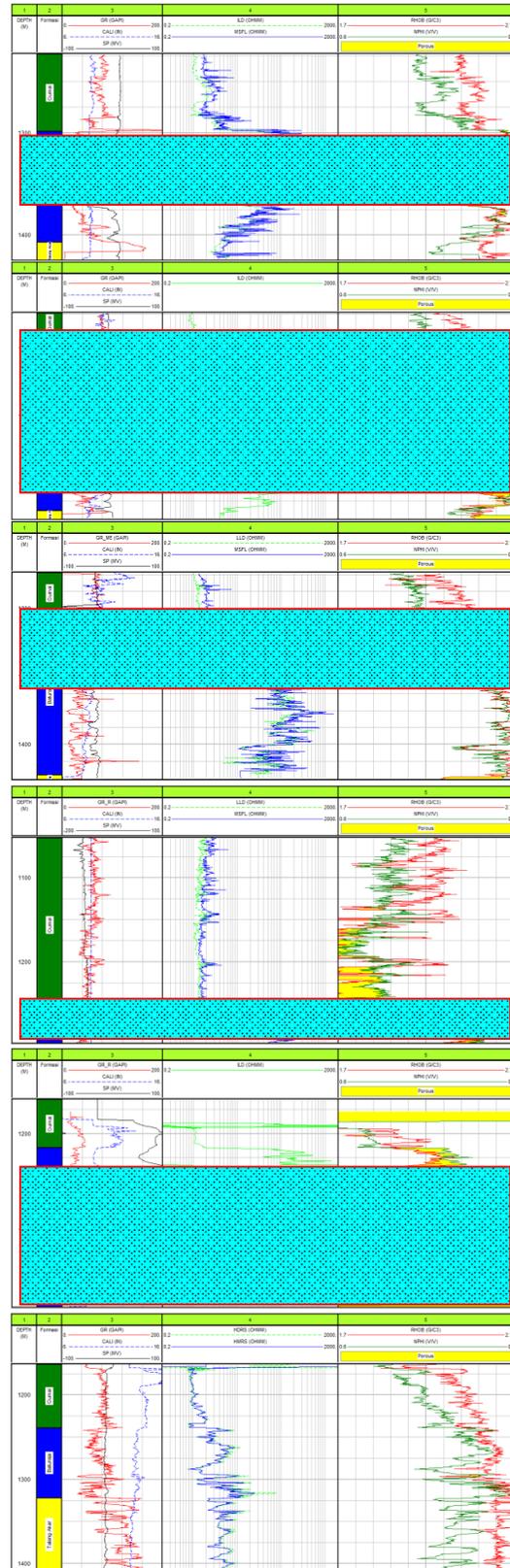
Gambar 10. Analisis DHI Fokus Area *Outstep*



Gambar 14. Peta Sebaran AI Lapangan GEO dan Fokus Area Outstep



Gambar 15. Peta Sebaran Densitas Lapangan GEO dan Fokus Area Outstep



Gambar 16. Interpretasi Kualitatif Formasi BRF GEO-08; GEO-12; GEO-15; GEO-22; GEO-26; GEO-27

Tabel 1. Kandungan Lempung Formasi Baturaja Lapangan GEO

Sumur	Formasi	Kandungan Volume Clay/Mud Rock (%)		
		<i>Min</i>	<i>Max</i>	<i>Average</i>
GEO-08	Baturaja	0.29	68.63	13.39
GEO-12	Baturaja	0.01	95.60	21
GEO-15	Baturaja	0.05	97.21	18.02
GEO-22	Baturaja	1.16	99	28
GEO-26	Baturaja	0.09	64	18.14
GEO-27	Baturaja	2	84.78	38.84

Tabel 2. PHIT dan PHIE Formasi Baturaja Lapangan GEO

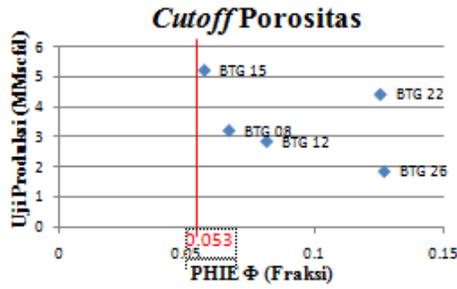
Sumur	Formasi	PHIT (%)			PHIE (%)		
		<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Average</i>	<i>Max</i>	<i>Min</i>	<i>Average</i>
GEO-08	Baturaja	25.32	0.45	8.58	24.03	0.01	6.62
GEO-12	Baturaja	36.81	0.34	10.81	32.81	0.01	8.09
GEO-15	Baturaja	45.33	0.01	8.64	40.69	0.01	5.66
GEO-22	Baturaja	43.63	3.38	14.04	40.42	0.01	12.55
GEO-26	Baturaja	54.21	1.04	13.98	54.21	0.01	12.7
GEO-27	Baturaja	29.94	0.67	12.59	21.12	0.01	6.79

Tabel 3. *Gross* dan *Net* Reservoir sebagai Hasil dari Proses Lumpung

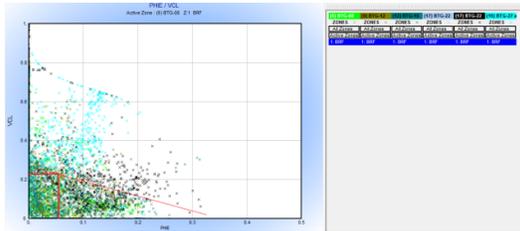
Sumur	Formasi	<i>Top</i> (m)	<i>Bottom</i> (m)	<i>Pay Summary</i>			
				<i>Gross</i> (m)	<i>Net</i> (m)	<i>N/G</i>	<i>Prediksi Hidrokarbon</i>
GEO-08	Baturaja	1298.75	1407.41	108.66	30.33	0.279	Gas
GEO-12	Baturaja	1177.44	1438.96	261.52	12.19	0.047	Gas
GEO-15	Baturaja	1207.92	1445.36	237.44	18.59	0.078	Gas
GEO-22	Baturaja	1259.74	1367.18	107.44	30.78	0.287	Gas
GEO-26	Baturaja	1214.48	1379.37	164.9	24.54	0.149	Gas
GEO-27	Baturaja	1239.29	1322.34	83.06	0.3	0.004	Gas

Tabel 4. Asumsi Perbandingan Ketebalan *Gross* dan *Net* Reservoir

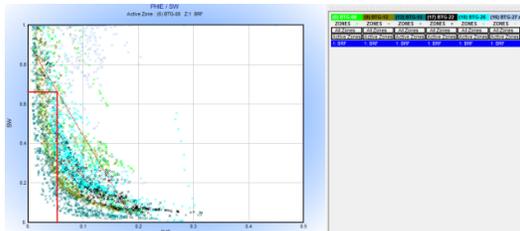
Well	<i>Top</i> (m)	<i>Bottom</i> (m)	<i>Gross</i> (m)	<i>Netpay</i> (m)
GEO 08	1298.75	1407.41	108.66	30.33
GEO 12	1177.44	1438.96	261.52	12.19
GEO 15	1207.92	1445.36	237.44	18.59
GEO 22	1259.74	1367.18	107.44	30.78
GEO 26	1214.48	1379.37	164.89	24.54
Total			879.95	116.43
Asumsi Perbandingan			1	0.132314



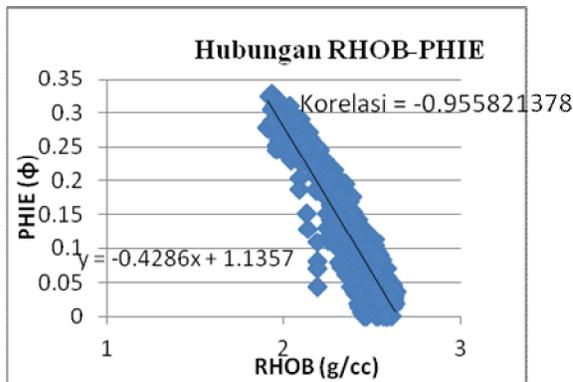
Gambar 17. Penentuan *Cutoff* Porositas (Φ)



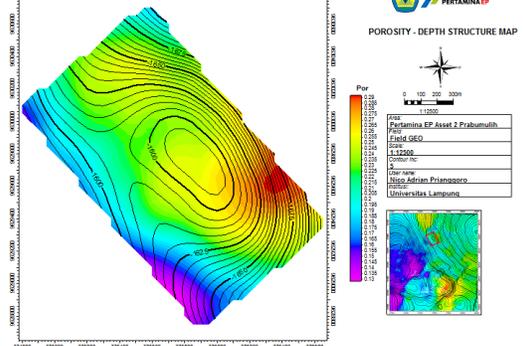
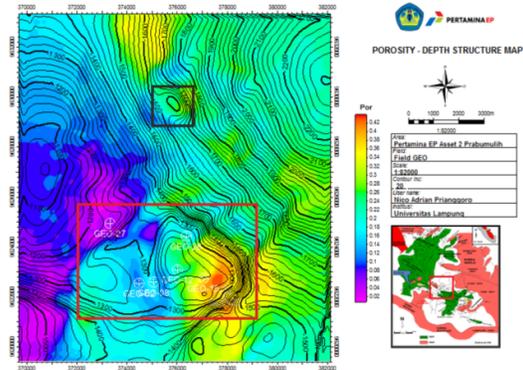
Gambar 18. Penentuan *Cutoff Volume* Clay (V_{cl})



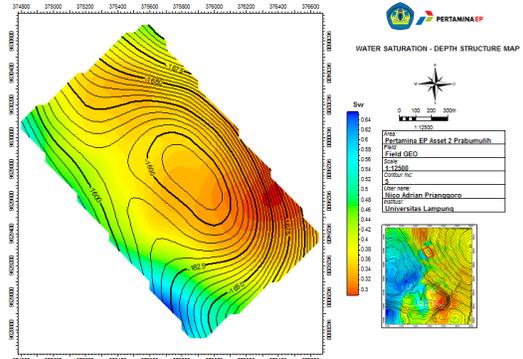
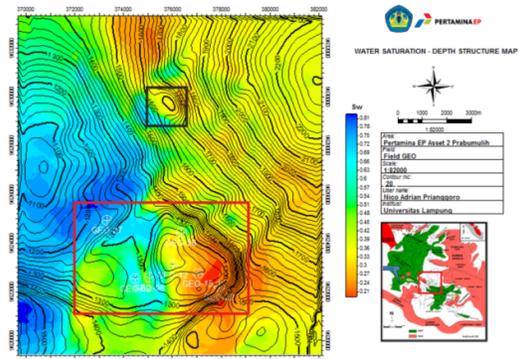
Gambar 19. Penentuan *Cutoff Saturasi* Air (S_w)



Gambar 20. Hubungan RHOB-PHIE



Gambar 21. Peta Sebaran Porositas Lapangan GEO dan Fokus Area *Outstep*



Gambar 22. Peta Sebaran Saturasi Air Lapangan GEO dan Fokus Area *Outstep*