

Estimasi Volumetrik Cadangan Hidrokarbon Menggunakan Metode *Monte Carlo* Pada Cekungan Bonaparte

Dita Monawati Sihombing 1^a, Mokhammad Puput Erlangga, S.Si., M.t. 2^b, Dr.Ir.Fatkhan, M.T. 3^c

^a Institut Teknologi Sumatera

^b Institut Teknologi Sumatera

^c Institut Teknologi Bandung

* E-mail: ditamonasihombing@gmail.com

Abstract: *Oil reserves estimation is important for planning field development. Therefore, the data availability is needed for calculating oil reserves estimation. In exploration, the accuracy of the data is still uncertain, so that probabilistic approach is used to minimize this condition. The method used is Monte Carlo Simulation, in which the calculation is done repeatedly by using a large amount of random numbers on input variable which is expressed as probability distribution, in order to create suitable output. Estimated oil reserves (OOIP) in the Bonaparte basin using Monte Carlo simulations produce an average of 140,622 MMSTB. P10 reserves of 60,918 MMSTB, P50 of 133,918 MMSTB and P90 of 229,918 MMSTB, while for gas reserves Estimation produces an average value of 10,136.12 MMSTB, P10 of 491.8 MMSTB, P50 of 9661.8 MMSTB and P90 of 15,971.8 MMSTB. Probability distribution for the input variables of net to gross, porosity and water saturation is normally distributed (Normal Distribution). The convergence of Monte Carlo simulations successfully uses 30,000 random numbers on each variable data input set.*

Keywords: *Monte Carlo Simulation, Bonaparte Basin, Original Oil In Place (OOIP), Original Gas In Place (OGIP).*

Abstrak: Estimasi cadangan minyak merupakan hal yang penting, khususnya dalam perencanaan pengembangan lapangan. Ketersediaan data menjadi hal yang sangat menentukan dalam perhitungan estimasi cadangan. Pada kegiatan eksplorasi, data yang tersedia masih terbatas sehingga akurasi dari data yang diperoleh cenderung tidak pasti. Pendekatan secara probabilistik dapat mengurangi faktor ketidakpastian. Metode yang digunakan adalah Simulasi *Monte Carlo* dimana perhitungannya dilakukan berulang-ulang dengan menggunakan bilangan *random* dalam jumlah yang besar pada variabel *input* yang diekspresikan sebagai distribusi probabilitas untuk menghasilkan output yang sesuai dalam bentuk distribusi probabilitas juga. Estimasi cadangan minyak (OOIP) di cekungan Bonaparte dengan menggunakan simulasi Monte Carlo menghasilkan rata-rata sebesar 140,6212 MMSTB. Cadangan P10 sebesar 60,918 MMSTB, P50 sebesar 133,918 MMSTB dan P90 sebesar 229,918 MMSTB, sedangkan untuk Estimasi cadangan gas menghasilkan rata-rata sebesar 10.136,12 MMSTB, cadangan P10 sebesar 491,8 MMSTB, P50 sebesar 9661,8 MMSTB dan P90 sebesar 15.971,8 MMSTB. Distribusi probabilitas untuk variabel input *net to gross*, porositas dan saturasi air adalah berdistribusi normal (Normal Distribution). Kekonvergenan simulasi *Monte Carlo* dicapai dengan menggunakan 30.000 bilangan random pada masing-masing set data variabel input.

Kata Kunci : *Simulasi Monte Carlo, Cekungan Bonaparte, Original Oil In Place (OOIP), Original Gas In Place (OGIP).*

Pendahuluan

Industri minyak dan gas bumi di Indonesia merupakan devisa utama yang memegang peranan penting dalam menunjang program pembangunan negara yang saat ini sedang berkembang. Oleh sebab itu hingga saat ini masih diperlukan produksi minyak dan gas bumi secara terus menerus untuk mendapatkan suatu lapangan yang baru dan prospek. Eksplorasi di Kawasan Timur Indonesia baru dimulai pada tahun 1936, ditandai dengan pemboran sumur eksplorasi di Cekungan Salawati. Padahal terdapat sebanyak 28 cekungan Pra-Tersier berada di kawasan Timur Indonesia dengan menempati luas sekitar 1/3 dari

keseluruhan cekungan di Indonesia. Cekungan Pra-Tersier ini telah terbukti pada beberapa tempat sebagai cekungan dengan potensi minyak dan gas bumi yang sangat besar. Pada Cekungan Bonaparte ditemukan cadangan minyak dan gas pada Formasi *Plover* yang berumur Jura Tengah (IHS, 2008 dalam Satyana, 2013).

Formasi terbagi atas dua lapisan produktif hidrokarbon dengan prospek utama adalah gas. Untuk meningkatkan produktivitas pada lapangan minyak bumi tersebut, studi geofisika dan geologi perlu dilakukan, sehingga dapat diestimasi apakah hidrokarbon yang terletak pada

Cekungan Bonaparte dapat menghasilkan energi yang besar dan bernilai ekonomis atau tidak.

Besarnya volume awal hidrokarbon yang terakumulasi di batuan reservoir ini menjadi faktor yang sangat penting dalam pengembangan dan perencanaan produksi minyak dan gas bumi. Perkiraan besar volume awal hidrokarbon ini dapat menentukan besar volume hidrokarbon yang dapat diperoleh atau sering disebut *reserves* atau cadangan. Kebutuhan data dan informasi mengenai suatu lapangan ataupun reservoir minyak pada kegiatan eksplorasi mutlak diperlukan untuk mengestimasi cadangan hidrokarbon. Setiap data dan informasi yang diperoleh selalu memiliki faktor ketidakpastian. Simulasi *Monte Carlo* adalah metode statistik yang baik digunakan untuk mengestimasi cadangan hidrokarbon. Simulasi *Monte Carlo* ini membutuhkan bilangan random yang cukup besar untuk simulasinya. Dari permasalahan tersebut, maka peneliti menggunakan metode simulasi *Monte Carlo* untuk mengestimasi cadangan minyak di cekungan Bonaparte.

Teori Dasar

A. Hubungan Kecepatan dengan Densitas

Hubungan Gardner adalah persamaan yang diturunkan secara empiris yang menghubungkan kecepatan gelombang-P seismik dengan kerapatan massa litologi tempat gelombang bergerak. Persamaan Gardner (Gardner, 1974) sering dikenal dua persamaan dan dapat ditulis:

$$\rho = aV^b \quad (1)$$

Nilai a dan b dapat ditentukan menggunakan regresi linier. Meskipun persamaan di atas adalah persamaan nonlinier, kita dapat linearakan dengan bentuk logaritmik sehingga hubungannya menjadi persamaan dibawah ini.

$$y = mx + c \quad (2)$$

$$\log(\rho) = \log(a) + b \log(V) \quad (3)$$

Persamaan Gardner ini sangat populer dalam eksplorasi minyak bumi karena dapat memberikan informasi tentang litologi dari kecepatan interval yang diperoleh dari data seismik.

B. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisik merupakan salah satu proses yang penting untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Melalui analisis petrofisika dapat diketahui zona reservoir, jenis litologi, identifikasi prospek hidrokarbon, porositas, *volume shale* dan saturasi air (Wijaya, 2014). Adapun

parameter yang dihitung dalam analisis kuantitatif petrofisika, yaitu:

1. Volume Clay

Volume clay (V_{cl}) merepresentasikan *volume shale* (V_{sh}) yang menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan. Hal ini berpengaruh terhadap sifat batuan karena *shale/clay* menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida karena *clay* bersifat *impermeable* (tidak dapat mengalirkan fluida). *Volume clay/shale* dapat didefinisikan sebagai persentase dari kandungan *shale* dalam sebuah lapisan batuan dimana *shale* dapat dikatakan sebagai zat pengotor dalam suatu batuan sehingga mengurangi persentase dari porositas batuan tersebut (Harsono, 1997).

2. Porositas

Porositas adalah suatu bagian di dalam batuan yang berupa ruang atau pori-pori yang dapat berisi fluida. Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan terhadap volume batuan total (Schlumberger, 1989). *Log* porositas sangat jarang didapatkan langsung dari hasil *well logging*. *Log* porositas dihitung oleh ahli petrofisika dengan menggunakan berbagai cara sesuai dengan keadaan reservoir. *Log* untuk mengukur porositas terutama adalah *log* densitas, neutron, sonik (Hearst & Nelson, 1985). Penggunaan *log* densitas dilakukan apabila *log* densitas yang diukur sesuai dengan keadaan litologi yang seharusnya, karena nilai *log* densitas akan bergantung pada jenis litologi dan hidrokarbonnya. Rumusannya adalah sebagai berikut:

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

Keterangan:

ϕD = Porositas densitas (fraksi)

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

ρ_b = Densitas matriks batuan dari *log* (gr/cc) atau RHOB

ρ_f = Densitas fluida (*oil* atau gas)

Dimana dalam melakukan perhitungan densitas matriks batuan menggunakan persamaan dibawah ini.

$$\rho_{matriks} = V_{clay}\rho_{clay} + (1 - V_{clay})\rho_{quartz} \quad (5)$$

Keterangan :

$\rho_{matriks}$ = Densitas matriks batuan (gr/cm^3)

V_{clay} = Volume *clay* (fraksi)

ρ_{clay} = Densitas *clay* $1.7 gr/cm^3$ (Berkam, 2001)

ρ_{quartz} = Densitas quartz $2.65 gr/cm^3$ (Heimann, 2010)

3. Saturasi Air

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan kuantitas (volume) suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi merupakan persentase bagian dari suatu pori yang terisi fluida. Pada zona reservoir, tidak seutuhnya terisi oleh hidrokarbon. Itulah alasannya tetap dilakukan perhitungan dalam penentuan saturasi air dalam formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Saturasi merupakan perbandingan/persentase, maka secara matematis saturasi tidak memiliki satuan. Saturasi dilambangkan dengan S_w untuk air, S_o untuk minyak, dan S_g untuk gas, karena tidak mungkin ada pori-pori yang kosong oleh fluida (vakum) maka $S_w + S_o + S_g = 1$.

C. Bulk Volume/ Gross Rock Volume

GRV (*Gross Rock Volume*) atau bulk volume adalah volume total reservoir yang dibatasi oleh *Top reservoir*, *Base reservoir* dan *Structural Spill Point (SSP)*. Satuan GRV adalah meter kubik atau *acre foot*. *Structural Spill Point* sendiri adalah level sejauh mana hidrokarbon dapat mengisi reservoir sebelum akhirnya 'tumpah' ke tempat lain karena kontrol struktur. Volume bulk (V_b) merupakan suatu volume dari reservoir yang diperoleh dari perhitungan setelah pemodelan *depth structure map*. Dalam penentuan volume bulk sangat diperlukan untuk mengetahui suatu volume reservoir yang dikorelasikan terhadap parameter petrofisika lainnya. Untuk menghitung nilai GRV (*Gross Rock Volume*) atau bulk volume dapat menggunakan persamaan dibawah ini.

$$\Delta V = V_1 - V_2 \quad (6)$$

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)

$$OOIP = \frac{V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot \left(\frac{N}{G}\right)}{Boi} \quad (7)$$

Keterangan :

$OOIP$ = *Original oil in place* (Barrel)

V_b = Volume bulk reservoir (*acre.feet*)

ϕ = Porositas (%)

S_w = Saturasi air (%)

2. Original Gas In Place (OGIP)

$$OGIP = \frac{V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w) \cdot \left(\frac{N}{G}\right)}{Bgi \text{ Factor}} \quad (8)$$

Keterangan :

$OGIP$ = *Original oil in place* (Barrel)

V_b = Volume bulk reservoir (*acre.feet*)

ϕ = Porositas (%)

S_w = Saturasi air (%)

$\frac{N}{G}$ = Net sand to gross sand (fraksi)

Bgi = Faktor volume formasi gas mula-mula, BBL/SCF
(Triwibowo, 2010).

E. Simulasi Monte Carlo

Simulasi *Monte Carlo* (MC) adalah metode yang khas untuk model ketidakpastian pada *input* dan *output* (Mishra, 1998). Simulasi ini menggunakan data sampling yang telah ada (*historical data*) yang diketahui distribusinya. Karena simulasi ini dikembangkan dari bentuk distribusi statistik yang ada, sehingga *output* yang dihasilkan dari model akan membentuk distribusi statistik juga. Simulasi ini menggunakan bilangan acak (*random value*) untuk penyelesaian pada modelnya, atau sering disebut sebagai "simulasi stokastik" (Rubinstein, 1981). Karena keterbatasannya data input yang ada, sehingga diperlukan bilangan *random* yang dibangkitkan dengan distribusi probabilitas tertentu, untuk mensimulasikan proses data *sampling* dari populasi sebenarnya. Distribusi *input* diusahakan dipilih yang paling sesuai dengan data yang dimiliki. Distribusi input ini tergantung dengan kondisi data yang ada, jika datanya terbatas dan hanya diketahui nilai minimum, nilai maksimum dan nilai yang paling mungkin muncul (*most probable*), maka distribusi yang sering digunakan adalah distribusi segiempat (distribusi uniform) dan distribusi segitiga. Distribusi lainnya yang sering digunakan juga adalah distribusi normal dan distribusi log normal. Ciri distribusi ini adalah tiap-tiap nilai antara nilai maksimum dan nilai minimum mempunyai nilai mungkin atau probability value yang sama, sedangkan nilai mungkin diluar selang antar nilai maksimum dan nilai minimum adalah nol. Sehingga nilai mungkin dari suatu variabel antara nilai maksimum dan nilai minimum adalah merata, tidak ada yang lebih tinggi atau lebih rendah (Rachmat, 2001). Persamaan yang digunakan adalah mencari harga X dengan membangkitkan bilangan acak (*random number*) adalah:

$$X = X_{min} + (RN)(X_{max} - X_{min}) \quad (9)$$

Distribusi ini dicirikan oleh adanya nilai yang paling mungkin muncul atau *most probable*, yang terletak antara nilai minimum dan nilai maksimum (Rachmat, 2001). Jika $X_{min} \leq X \leq X_{mode}$, maka *cumulative probability* dari X diberikan dengan:

$$F(X) = \left(\frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \right)^2 \left(\frac{X_{mode} - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \right) \quad (10)$$

Harga F(X) didapat dari bilangan acak (RN) dan jika $RN \leq m = \frac{X_{mode} - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}$ maka :

$$X = X_{min} + (X_{max} - X_{min}) \sqrt{(RN)(m)} \quad (11)$$

Jika $X_{mode} \leq X \leq X_{max}$, maka *cumulative probability* dari X diberikan dengan:

$$F(X) = 1 - \left(\frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \right)^2 \left(\frac{X_{mode} - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \right) \quad (12)$$

Harga F(X) didapat dari bilangan acak (RN) dan jika $RN \geq m = \frac{X_{mode} - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}$ maka :

$$X = X_{min} + (X_{max} - X_{min}) [1 - \sqrt{(1 - RN)(1 - m)}] \quad (13)$$

Distribusi normal sering disebut dengan distribusi *Gaussian* adalah salah satu jenis distribusi probabilitas kontinyu yang paling sering digunakan dalam menjelaskan sebaran data. Berbagai eksperimen mengikuti distribusi probabilitas yang normal atau yang sangat mendekati distribusi normal (Waluyo, 2001). Fungsi distribusi normal atau yang disebut *probability density function (pdf)* adalah sebagai berikut :

$$f(x, \mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} = \frac{1}{\sigma} \phi\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right), x \in R \quad (14)$$

Distribusi log normal adalah distribusi kemungkinan dari variabel acak yang logaritmanya terdistribusi secara normal. Jika X adalah variabel acak dengan distribusi normal, maka $\exp(X)$ memiliki distribusi log normal. *Probability density function (pdf)* untuk $a < X < b$ diberikan oleh:

$$f(x, \mu, \sigma, a, b) = \frac{\frac{1}{\sigma} \phi\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)}{\Phi\left(\frac{b-\mu}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{a-\mu}{\sigma}\right)} \quad (15)$$

Distribusi log normal sama seperti distribusi normal memiliki dua distribusi parameter, yaitu rata-rata (μ) dan standart deviasi (σ). *Probability density function (pdf)* dari distribusi log normal adalah sebagai berikut:

$$f(x, \mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(x)-\mu}{\sigma}\right)^2} = \frac{1}{\sigma} \phi\left(\frac{\ln(x)-\mu}{\sigma}\right), x > 0 \quad (16)$$

Data hasil simulasi kemudian ditabelkan dalam tabel distribusi frekuensi. Dari tabel distribusi frekuensi dapat digunakan untuk membuat histogram. Sumbu mendatar (sumbu X) pada histogram menyatakan interval kelas dan sumbu tegak (sumbu Y) menyatakan frekuensi (Hasan, 2002). Distribusi frekuensi relatif dibuat, dimana frekuensi relatifnya diperoleh dengan membagi frekuensi interval kelas dengan total frekuensi keseluruhan. Terakhir adalah membuat distribusi frekuensi relatif kumulatif dimana frekuensi relatif kumulatifnya didapat dengan menjumlahkan frekuensi relatif pada distribusi frekuensi relatif. Distribusi frekuensi relatif kumulatif dapat menggambarkan besarnya tingkat kepercayaan dari cadangan minyak bumi yang dimiliki.

Metodologi Penelitian

A. 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 MKS-1, sumur MKS-2, sumur MKS-3, dan sumur MKS -4. Masing-masing pada data sumur tersebut memiliki variasi log (*Log Gamma Ray, Log Density, Log Neutron Porosity, Log Resistivity, Log Sonic, Log Caliper, Log DT, Log ILD, Log LLD, Koordinat X-Y, Marker Checkshot*).
2. Data seismik 3D *POSTM (Post Stack Time Migration)* dengan fasa nol yang dimana kenaikan impedansi akustik ditunjukkan sebagai puncak (*peak*) dalam seismik. Sampling interval seismik adalah 4 ms.
3. Data Geologi Regional dan Stratigrafi Area Penelitian.
4. Laptop dan *Softwre* 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 porositas, menghitung nilai saturasi air (S_w), menghitung nilai net to gross di zona netpay reservoir.

2. Pengolahan Data Seismik dan Interpretasi Seismik

Pengolahan data dan interpretasi seismik dilakukan untuk 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 Menggunakan Simulasi Monte Carlo

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 (S_w), net to gross (N/G) pada zona netpay dan faktor volume saturasi fluida (Boi atau Bgi). Melakukan simulasi dengan menggunakan bilangan random beberapa kali untuk masing-masing variabel net to gross, porositas (gas dan minyak), dan $1-S_w$. Mengalikan bilangan acak dengan masing-masing harga variabel input sesuai dengan distribusi yang digunakan dengan rumus persamaan (7) dan (8). Lalu membuat histogram berdasarkan hasil estimasi cadangan yang sudah diperoleh dan histogram berdasarkan hasil estimasi cadangan yang sudah diperoleh. Setelah itu Membuat distribusi frekuensi relatif kumulatif berdasarkan hasil dari estimasi cadangan yang sudah diperoleh, maka diperoleh cadangan P10, cadangan P50 dan cadangan P90

D. Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian secara umum dapat dilihat pada lampiran **Figure 1**.

Hasil dan Diskusi

A. Pengolahan dan Analisis Petrofisika

Pengolahan data sumur dan analisis petrofisika dilakukan pada 4 sumur yang memiliki rekaman data log yang cukup lengkap di Cekungan Bonaparte.

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 dioverlay sebelumnya dengan range kurva berlawanan. Kurva dengan cross-over pada zona permeable mengindikasikan reservoir hidrokarbon. Pada daerah penelitian yang berada pada Formasi Plover dan memiliki litologi dominan batupasir (*tight sandstone*)

mengakibatkan defleksi kurva log gamma ray cenderung menuju ke skala rendah (<60API).

Pada penentuan zona target, didapati zona yang menarik untuk diteliti sebagaimana dapat dilihat pada **Figure 2** sampai **Figure 5** yakni reservoir batu pasir, ditandai dengan nilai gamma ray rendah namun memiliki respon P-wave tinggi yang mengindikasikan karakter *tight sand*. Selain itu, *cross-over* antara nilai *NPHI* dan *RHOB* mengindikasikan keberadaan fluida pada ke empat sumur. Nilai log resistivitas yang tinggi menunjukkan keberadaan hidrokarbon (*oil* atau *gas*), karena hidrokarbon merupakan fluida yang bersifat *resistivity*. Ketika dikombinasikan dengan interval skala yang berlawanan maka log *neutron* dan *density* dapat digunakan untuk mendeteksi adanya kandungan hidrokarbon yang ditunjukkan oleh adanya *cross over* (*butterfly effect*), semakin besar separasi *cross over* yang ditunjukkan oleh log *neutron* dan *density* maka dapat ditafsirkan bahwa hidrokarbon tersebut merupakan gas dan apabila separasinya sedikit lebih kecil maka ditafsirkan bahwa jenis hidrokarbon tersebut merupakan minyak atau air. Selain itu kita juga perlu membandingkan dengan log resistivity, jika resistivitas menunjukkan nilai yang tinggi maka dimungkinkan daerah *cross over* tersebut merupakan hidrokarbon akan tetapi jika resistivitasnya rendah dimungkinkan zona tersebut merupakan air.

B. Pengolahan dan Interpretasi Seismik

Pada pengolahan data seismik digunakan data seismik 3D berformat .segY dengan jumlah *inline* 1100-1400 dan *crossline* 1000-1800. 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 Cekungan Bonaparte ini menggunakan lintasan seismik 3 dimensi meliputi analisis picking horizon seismik pada Formasi Plover. Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi seismik, masing-masing horizon dapat dilakukan penarikan dan penelusuran di semua bagian lintasan seismik. Interpretasi horizon dapat dilihat pada **Figure 6**. Sedangkan interpretasi struktur pada daerah penelitian mengacu pada penarikan struktur geologi (patahan) pada data seismik.

2. Analisa Depth Structure

Setelah merubah seismik dari domain waktu ke domain kedalaman barulah dapat membuat peta struktur kedalaman. Dibawah ini merupakan tampilan dua dan tiga dimensi dari peta struktur kedalaman dapat dilihat pada

Figure 7 sampai Figure 9, terlihat adanya dua *closure* dari arah Barat Laut ke Tenggara namun pada penelitian ini hanya satu *closure* yang akan diteliti yaitu dari arah Barat Daya ke Timur Laut. Zona prospek yang akan dihitung bulk volum dari nilai kontur yaitu batas minimum 2.5 km dan batas maksimum 2.15 km.

3. Perhitungan Volume Total (Gross Rock Volume)

Pada penelitian ini lokasi *closure* satu digunakan dalam melakukan perhitungan GRV (Gross Rock Volume). Pada Tabel 1 adalah hasil perhitungan volum dari struktur antiklin *horizon Top res* dan *Base res* dari software Petrel 2009, dari nilai volume struktur antiklin *horizon Top res* dan *Base res* akan didapatkan nilai GRV (Gross Rock Volume).

Tabel 1. Nilai luas area bulk volume pada prospek 1

Nama Horizon	Vb (m^3)	Barrel
Top Res	10.519.300	66.164.440,31
Base Res	8.322.550	52.347.291,43
Bulk Volume (m^3)	2.196.750	13.817.148,88

C. Perhitungan Cadangan Volumetrik Menggunakan Simulasi Monte Carlo

Lapangan minyak pada penelitian terletak di Cekungan Bonaparte, dimana reservoir merupakan batuan Tight Sand. Lapisan produktif terletak pada kedalaman sekitar 2,5 km Data yang diperlukan dalam melakukan perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan simulasi monte carlo meliputi porositas, saturasi air, saturasi fluida (oil dan gas), net to gross, bulk volume dan faktor formasi minyak dan gas (Boi dan Bgi). Besarnya parameter cadangan terdistribusi secara heterogen dengan nilai minimum, maksimum, rata-rata dan standar deviasi.

Data porositas yang digunakan didapat dengan melakukan perhitungan menggunakan persamaan log densitas (4) dengan densitas matriks batuan didapatkan melalui perhitungan menggunakan persamaan (5).

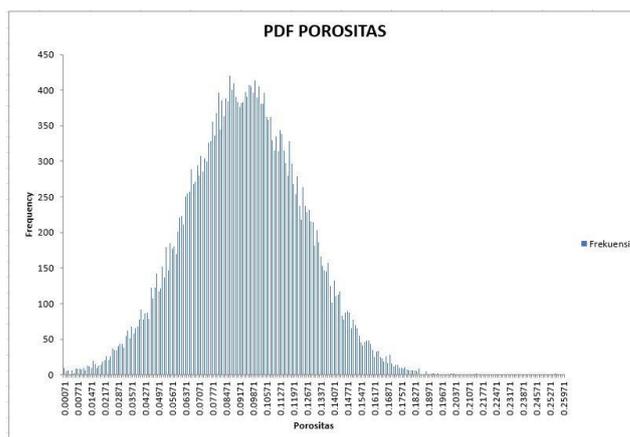
Nilai massa jenis minyak dan gas didapatkan dari referensi, untuk nilai massa jenis gas yaitu 0.007 gr/cm^3 (Engineering ToolBox, 2003) sedangkan nilai massa jenis minyak bumi bernilai 0.8 gr/cm^3 (Artem, 2007).

Tabel 2. Data Variabel Input OGIP dan OOIP.

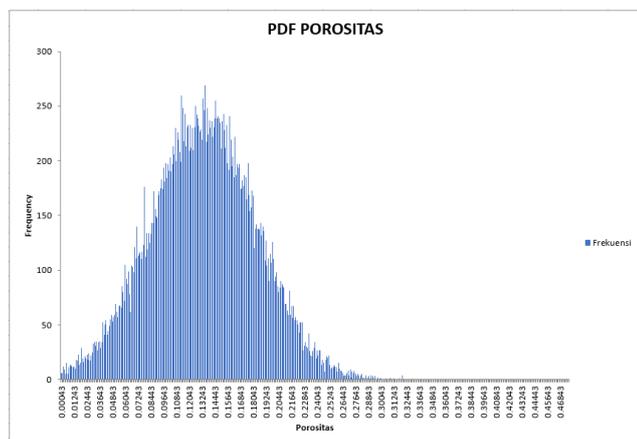
Parameter	Min	Maks	Rata-rata	StdDev	MMbbl
N/G	0.3561	1	0.807375	0.07	
ϕ_{gas}	0.000101968	0.262448173	0.093813803	0.05	
ϕ_{oil}	0.000145788	0.37761763	0.133270938	0.07	
$1 - Sw$	0.01469	1	0.621217474	0.1	
Bulk Volume					13

Besarnya bulk volume dan faktor volume minyak /gas (Boi/Bgi) diasumsikan nilainya konstan. Tiga parameter yang digunakan sebagai variabel input simulasi MC dalam mengestimasi besarnya cadangan minyak adalah net to gross, porositas dan saturasi fluida (minyak dan gas) dapat dilihat pada Tabel 2. Distribusi probabilitas dari parameter cadangan harus dapat mencerminkan distribusi dari data yang dimiliki. Untuk itu kecenderungan distribusi dari data yang dimiliki dapat diamati dari histogram dari masing-masing variabel input. Berdasarkan histogram pada Gambar 4.16 sampai Gambar 4.19, kecenderungan distribusi probabilitas dari net to gross, porositas dan saturasi fluida untuk OGIP dan OOIP adalah berdistribusi normal. Karena keterbatasan data input yang ada, sehingga diperlukan bantuan bilangan random yang cukup besar. Kekonvergenan dicapai dengan menggunakan 30.000 bilangan random pada masing-masing set data variabel input.

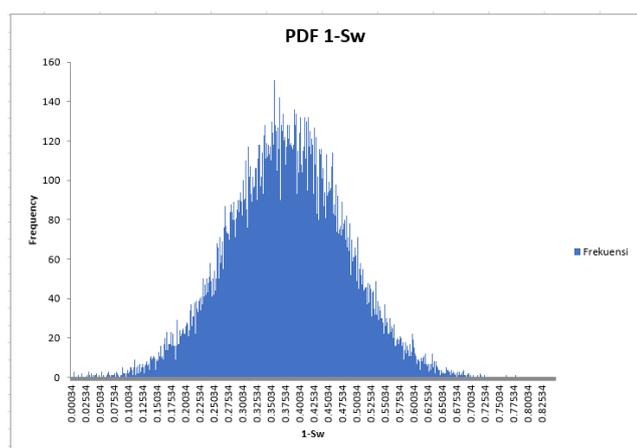
Data hasil simulasi kemudian ditabelkan dalam tabel distribusi frekuensi. Dari tabel distribusi frekuensi dapat digunakan untuk membuat histogram. Sumbu mendatar (sumbu X) pada histogram menyatakan interval kelas dan sumbu tegak (sumbu Y) menyatakan frekuensi (Hasan, 2002). Terakhir adalah membuat distribusi frekuensi relatif kumulatif, dimana distribusi frekuensi relatif kumulatif dapat menggambarkan besarnya tingkat kepercayaan dari cadangan minyak bumi yang dimiliki.



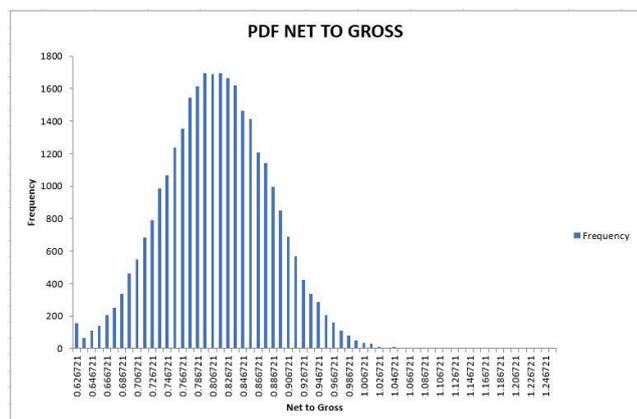
Gambar 1. Histogram Porositas untuk OGIP.



Gambar 2. Histogram Porositas untuk OOIP.



Gambar 3. Histogram 1-S_w untuk OGIP.



Gambar 4. Histogram Net to Gross.

Setelah melakukan bilangan random sebanyak 30.000 pada masing-masing set data variabel input, selanjutnya parameter tersebut dimodelkan dengan persamaan estimasi cadangan minyak dan gas menggunakan persamaan (2.35) dan (2.36) lalu membuat histogram berdasarkan hasil estimasi cadangan yang sudah diperoleh pada **Figure 7** sampai **Figure 9**. Dengan mensubstitusikan

nilai bulk volume sebesar 13 juta barrel, Boi sebesar 1.4 bbl/STB dan Bgi sebesar 0.0137 bbl/SCF maka akan didapatkan nilai estimasi cadangan minyak dan gas.

Besarnya perhitungan cadangan minyak yang diperoleh dengan variabel *input* secara berulang-ulang menggunakan persamaan (7) dan (8). Deskripsi besarnya cadangan minyak dan gas yang diperoleh dengan simulasi MC dapat dilihat pada **Tabel 2** dan **Tabel 3**.

Tabel 3. Deskripsi Cadangan OGIP dengan Simulasi Monte Carlo

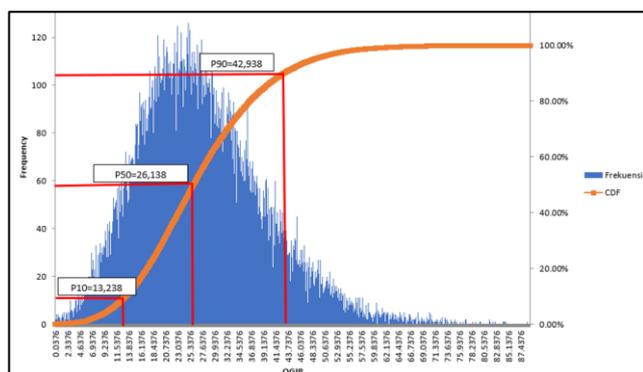
Variabel	Jumlah RN	Minimum (MMSTB)	Maksimum (MMSTB)	Median (MMSTB)	Standart Deviasi	Most Probable (MMSTB)	Mean (MMSTB)
Cadangan	30.000	0,0376	89,24	26,14	11,81	24,94	27,23

Tabel 4. Deskripsi Cadangan OOIP dengan Simulasi Monte Carlo

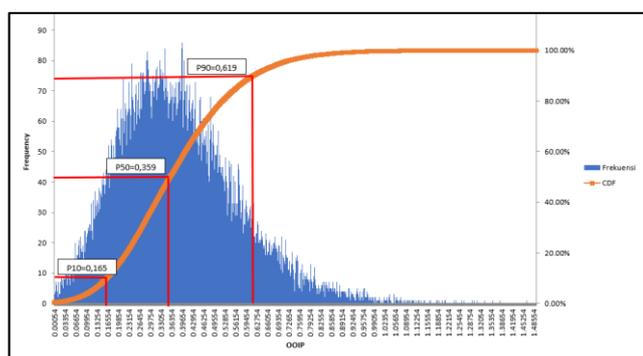
Variabel	Jumlah RN	Minimum (MMSTB)	Maksimum (MMSTB)	Median (MMSTB)	Standart Deviasi	Most Probable (MMSTB)	Mean (MMSTB)
Cadangan	30.000	0,00054	1,495	0,359	0,181	0,399	0,378

Histogram distribusi frekuensi dapat menunjukkan nilai *most probable* dari cadangan. Berdasarkan bentuk histogram, cadangan minyak pada cekungan Bonaparte mempunyai distribusi *log normal*. Distribusi *log normal* adalah distribusi kemungkinan dari variabel acak yang logaritmiknya terdistribusi secara normal. Distribusi *log normal* sama seperti distribusi normal memiliki dua distribusi parameter, yaitu rata-rata (μ) dan standart deviasi (σ). Data hasil simulasi kemudian ditabelkan dalam tabel distribusi frekuensi. Dari tabel distribusi frekuensi dapat digunakan untuk membuat histogram.

Terakhir adalah membuat distribusi frekuensi relatif kumulatif dimana distribusi ini dapat menggambarkan besarnya tingkat kepercayaan dari cadangan minyak dan gas yang dimiliki. Distribusi frekuensi relatif kumulatif berdasarkan besarnya cadangan dengan simulasi MC yang dapat dilihat pada **Gambar 1** dan **Gambar 2**.



Gambar 5. Fungsi Distribusi Normal (PDF) dan Distribusi Frekuensi Relatif Kumulatif (CDF) cadangan gas dengan Simulasi Monte Carlo.



Gambar 6. Fungsi Distribusi Normal (PDF) dan Distribusi Frekuensi Relatif Kumulatif (CDF) cadangan minyak dengan Simulasi Monte Carlo.

Kesimpulan

Kesimpulan yang didapatkan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

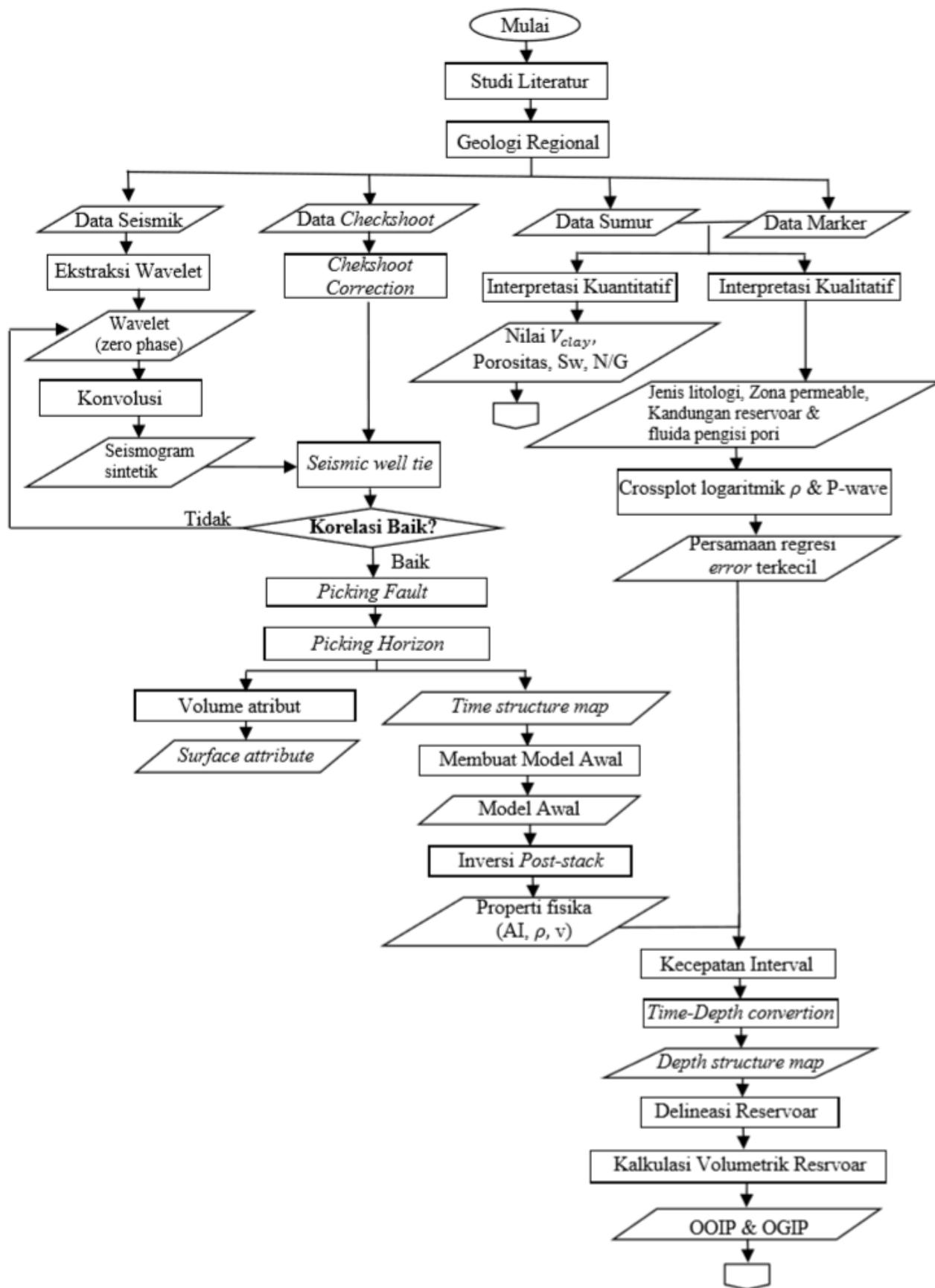
1. Litologi di daerah penelitian di dominasi oleh batupasir. Fluida yang terdapat pada daerah penelitian yaitu gas bumi, minyak bumi dan air.
2. Berdasarkan analisis kuantitatif data log disimpulkan bahwa nilai rata-rata dari ke empat sumur untuk porositas gas (φ_{gas}) sebesar 9,38% , porositas minyak (φ_{minyak}) sebesar 13,33%, saturasi fluida sebesar 6,21%, dan Net to Gross sebesar 8,07%.
3. Diperoleh nilai bulk volume dari Top Res closure satu sebesar 13 juta barrel.
4. Distribusi probabilitas dari variabel input porositas, saturasi air, dan net to gross adalah distribusi normal atau sering disebut dengan distribusi Gaussian. Kekonvergenan simulasi Monte Carlo menggunakan sekitar 30.000 bilangan random pada masing-masing set data variabel input lalu dari pembuatan distribusi frekuensi relatif kumulatif didapatkan estimasi cadangana untuk OGIP pada P10 sebesar 13,238 MMSTB, P50 sebesar 26,138 MMSTB dan P90 sebesar

42,938 MMSTB. Estimasi cadangana untuk OOIP pada P10 sebesar 0,165 MMSTB, P50 sebesar 0,359 MMSTB dan P90 sebesar 0,619 MMSTB.

Referensi

- [1] Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. Basic Well Log Analysis : Second Edition. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- [2] Satyana, A.H. (2013) : Exploring & producing Petroleum in Eastern Indonesia: Update knowledge & Recent Trends. Guest Lecture Ikatan Alumni Teknik Geofisika ITB.
- [3] Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. and Gregory, A. R., 1974, "Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps", Geophysics, Soc. Of Expl. Geophysics, Vol. 39, p. 770-780.
- [4] Hasan, M. I., Pokok-Pokok Materi Statistik 1, PT Bumi Aksara, 2002;47-66
- [5] Harsono, A. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8. Schlumberger Oil Services: Indonesia
- [6] Hearst and Nelson., 1985, Well Logging For Physical Properties. McGraw-Hill Book Company. United States of America. 370 – 371.
- [7] Mishra, S. Alternative to Monte Carlo Simulation for Probabilistic Reserves Estimation and Production Forecasting, SPE 49313;1998
- [8] Rachmat, S. Simulasi Monte Carlo dan Analisis Resiko untuk Pengembangan Lapangan Minyak Bumi, Proceeding Simposium Nasional IATMI;2001.
- [9] Rubinstein, R. Y. Simulation and the Monte Carlo Method, John Wiley & Sons, Inc, Canada;1981
- [10] Satyana, A.H. (2013) : Exploring & producing Petroleum in Eastern Indonesia: Update knowledge & Recent Trends. Guest Lecture Ikatan Alumni Teknik Geofisika ITB.
- [11] Schlumberger. 1989. Log Interpretation Principles / Applications. Schlumberger Wireline & Testing : Texas.
- [12] Waluyo, S.D. Statistika Untuk Pengambilan Keputusan, Ghalia Indonesia Jakarta;2001.
- [13] Wijaya, H. 2014. Analisis Petrofisika, Department Geology, Diponegoro University, Semarang. Henderson, R.G dan Zietz, I. 1949. The Computation of Second Vertical Derivative of Geomagnetic Field, Geophysics. Volume 14, 508-516.

LAMPIRAN



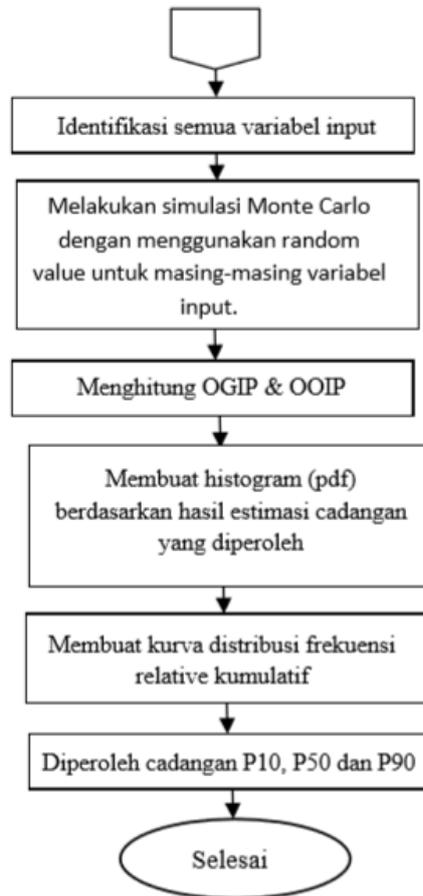


Figure 1. Diagram alir penelitian Tugas Akhir.

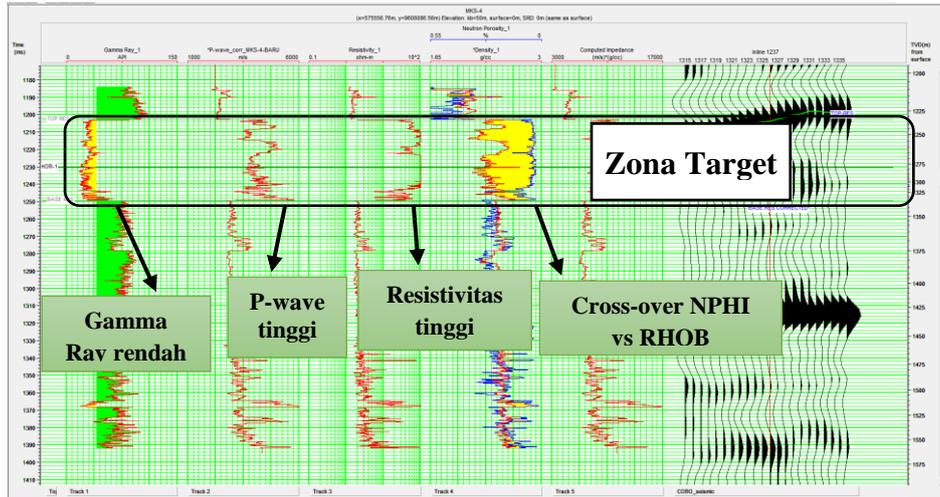


Figure 2. Tampilan respon log Gamma ray, P-wave, NPHI, RHOB, dan Resistivity pada sumur MKS-4.

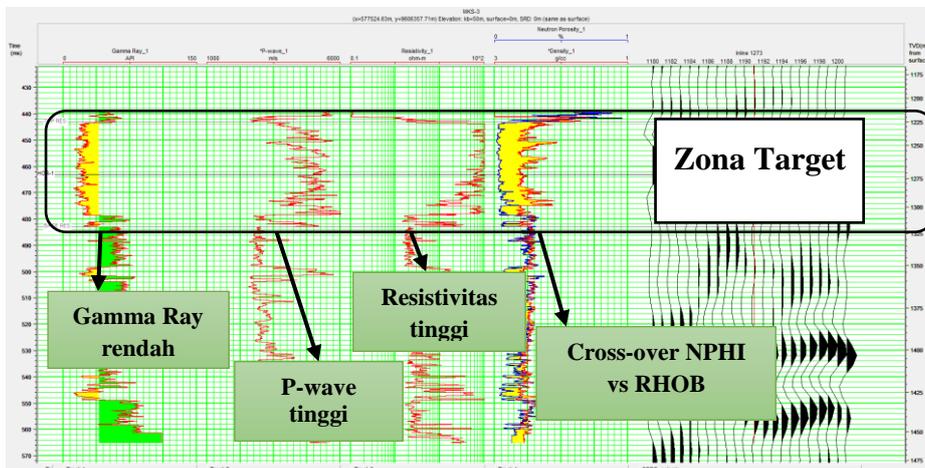


Figure 3. Tampilan respon log Gamma ray, P-wave, NPHI, RHOB, dan Resistivity pada sumur MKS-3.

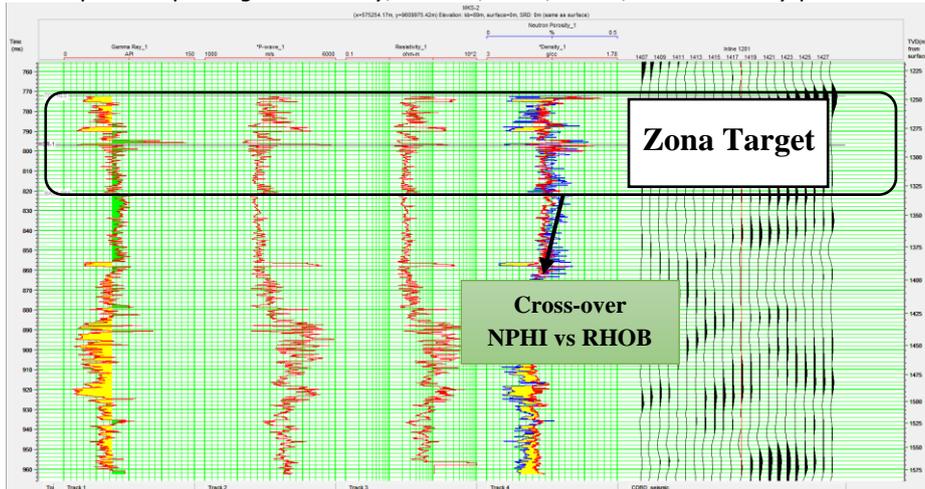


Figure 4. Tampilan respon log Gamma ray, P-wave, NPHI, RHOB, dan Resistivity pada sumur MKS-2.

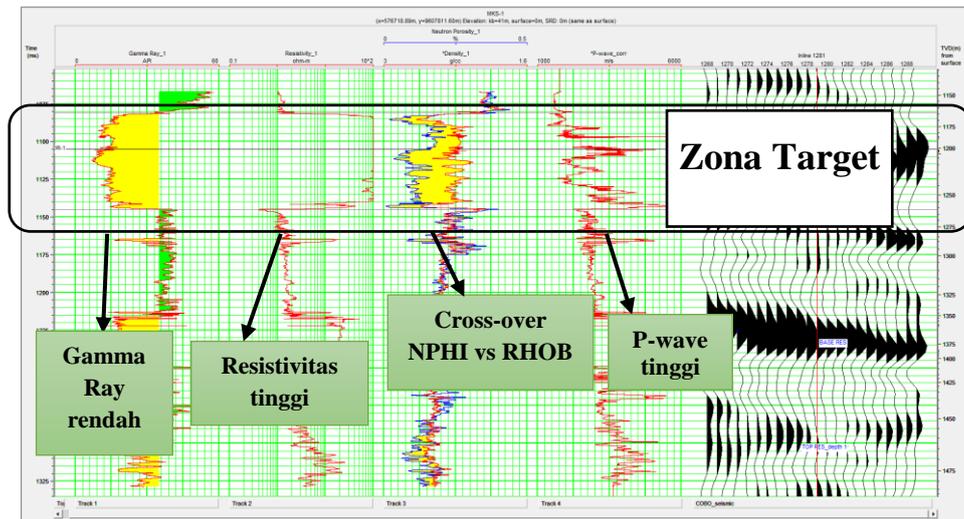


Figure 5. Tampilan respon log Gamma ray, P-wave, NPHI, RHOB, dan Resistivity pada sumur MKS-1.

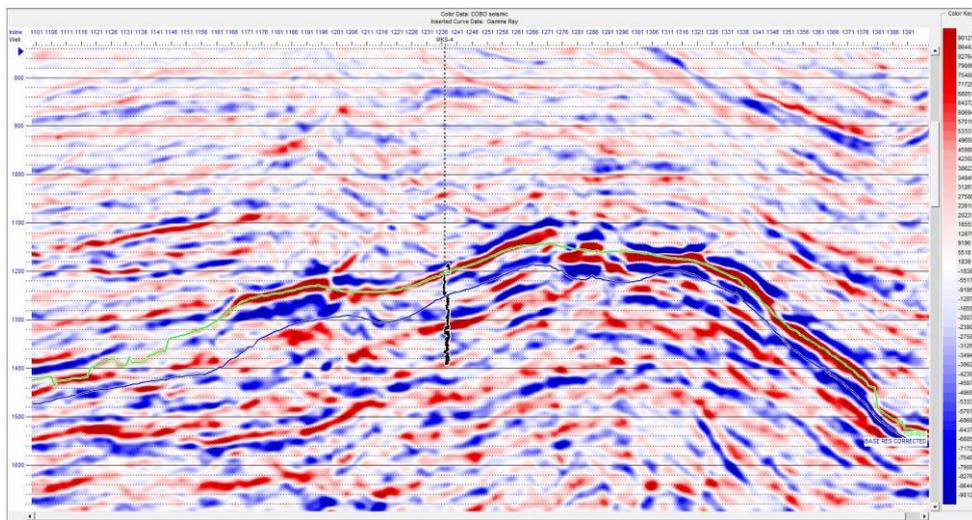


Figure 6. Seismik 3D post stack time migration pada crossline 1326.

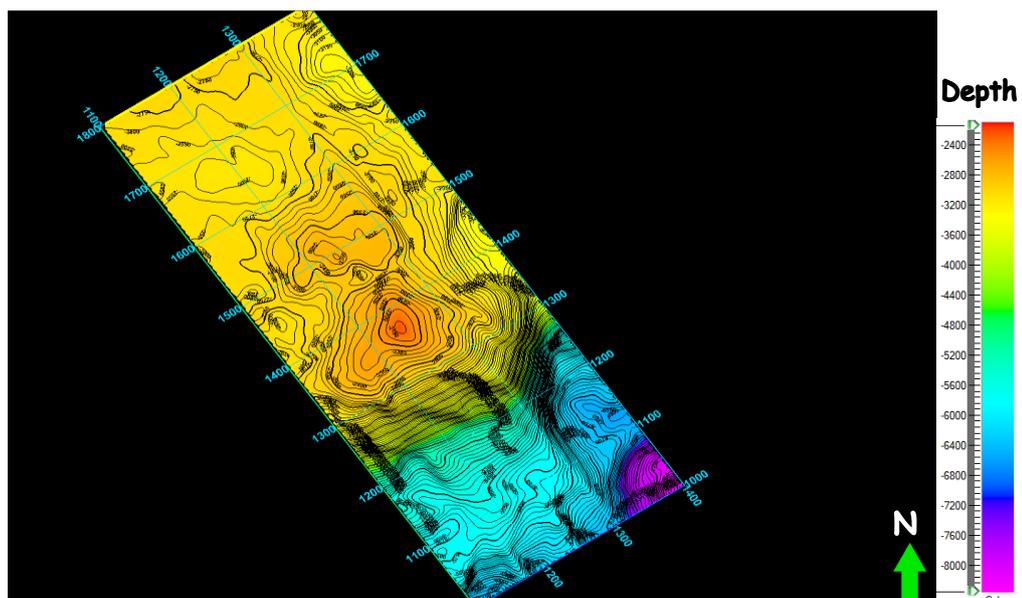


Figure 7. Depth Structure Map (Top Res).

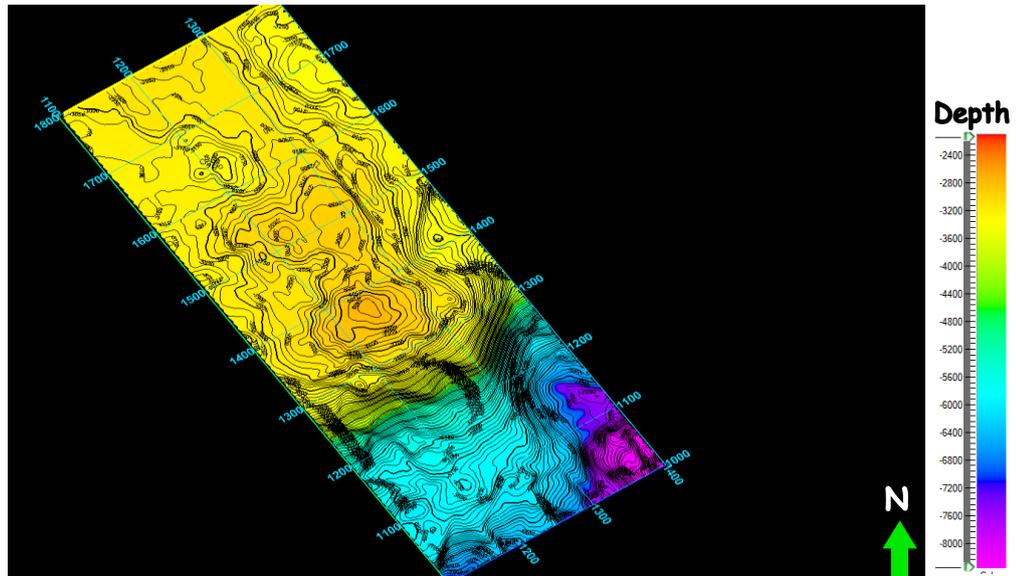


Figure 8. Depth Structure Map (Base Res).

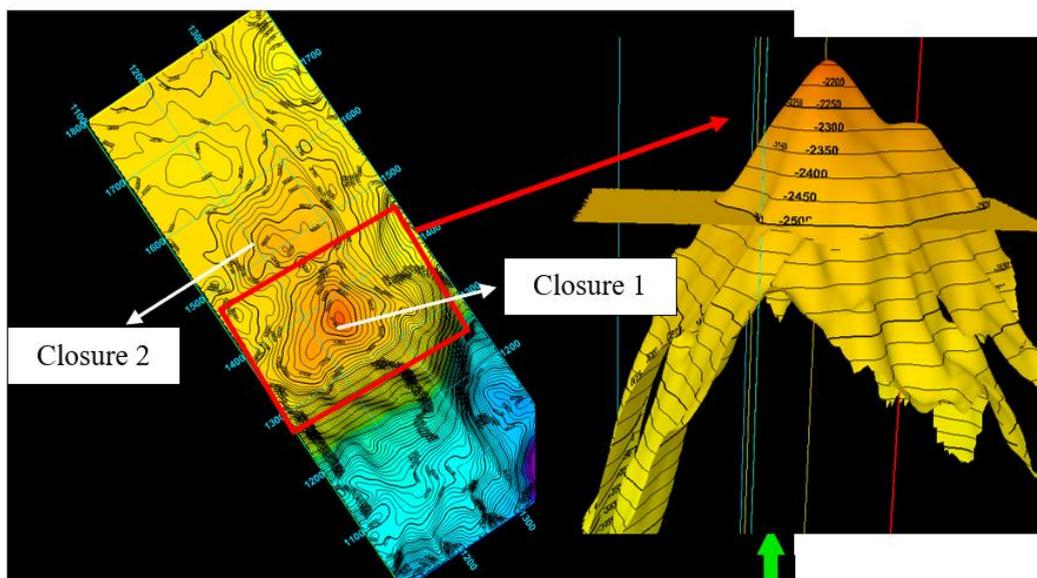


Figure 9. Hasil depth structure map Top Res menunjukkan adanya dua closure.