

# KARAKTERISASI RESERVOAR DAN IDENTIFIKASI SEBARAN BATUAN KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISIS SEISMIC INVERSI DAN *ATTRIBUTE* LAPANGAN “HATORU” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Harris Lukman Halomoan<sup>1\*</sup>, Bagus Sapto M.<sup>1</sup>, Ordas Dewanto<sup>1</sup>, Riky Hendrawan<sup>2</sup>

<sup>1</sup>) Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung

<sup>2</sup>) Joint Operation Body – Pertamina Petrochina Salawati (JOB-PPS)  
Jl. H.R Rasuna Said BlokX/7, Kav 5 Jakarta 12940

\*email: [harrislukmanhalomoan@gmail.com](mailto:harrislukmanhalomoan@gmail.com)

## ABSTRAK

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu dari 3 cekungan besar di Indonesia yang di klasifikasikan sebagai mature basins penghasil minyak dan gas bumi . Indikasi keberadaan reservoir hidrokarbon berpotensi ditemukan di hampir setiap Formasi mulai dari Formasi Ngimbang , Formasi Tuban dan Formasi Wonocolo. Batuan reef yang terdapat di Formasi Ngimbang merupakan salah satu temuan reservoir dengan prospek yang cukup menjajikan namun, salah satu masalah pada daerah ini adalah amplitudo yang terputus yang terjadi akibat karakteristik limestone yang inhomogenity. Penelitian ini dilakukan di area “Hatoru” dimana, sumur eksplorasi (Harris-1), terbukti mengandung gas dan kondensat yang mencapai 22,38 MMSCFD pada litologi limestone, kedalaman 6800ft. Penemuan sumur Harris -1 yang merupakan sumur yang terbukti mengandung hidrokarbon diantara beberapa sumur kosong di sekitar area “Hatoru” seperti JS 28-1, Tb-1 dan Jt-1. Berdasarkan analisa biostratigrafi , zona reservoir pada Harris -1 meliputi umur oligocene akhir – miocene awal terdapat pada Formasi Ngimbang dengan calcareous nanofosil NP25 – NP24 (6900 – 7650 ft), yang didominasi oleh batuan karbonat meliputi lingkungan pengendapan shallow to marine fluvio deltaic. Pendekatan geofisika berupa analisa atribut amplitudo dan atribut frekuensi dan juga inversi seismik digunakan untuk melihat persebaran karakteristik batuan dan untuk memetakan penyebaran reservoir. Atribut amplitudo RMS dan atribut absolute amplitudo akan menunjukkan penyebaran daerah amplitudo tinggi. Spectral dekomposisi memperlihatkan sebaran amplitudo tinggi pada lebar frekuensi 10-20 Hz diindikasikan sebagai respon Anomali DHI. Karakteristik zona penelitian yang berupa karbonat memiliki kontras nilai impedansi akustik yang tinggi dengan rentang nilai 11509 –15034 (m/s)\*(g/cc). Hasilnya menunjukkan bahwa persebaran reservoir cenderung ke arah selatan. Hal ini diperlihatkan dari kesamaan karakteristik si impedansi batuan terhadap Sumur Harris -1.

## ABSTRACT

The North East Java Basin is one of three largest basins in Indonesia that classified as mature basins of oil and gas producers. The presence of hydrocarbon indicator reservoir is potentially found in almost every Formation from Ngimbang, Tuban, and Wonocolo. Carbonate build-up was founded in Ngimbang Formation as one of the reservoir discovery with quite promising prospects. The challenge with this area is the intermittent amplitude that occurs due to the inhomogeneity of the limestone characteristic of the area. Exploration well “Harris -1” in “Hatoru” area has proved to produce gas and condensate reaching 22.38 MMSCFD at a depth of 6800ft with limestone lithology. The discovery of Harris -1 wells proven to contain hydrocarbons among several dry wells around “Hatoru” areas such as JS 28-1, Tb-1, and Jt-1. Biostratigraphic analysis showed that Harris -1 reservoir zone comprises a Late Oligocene to Early Miocene carbonates with calcareous nannofossil NP25 - NP24 which dominated by carbonate build-up covering the shallow to a marine fluvial-deltaic environment within the Ngimbang Formation. A geophysical approach through attribute analysis of amplitude and frequency attributes and also seismic inversion has been made to see this potential reservoir spreading. The RMS amplitude attribute shows a high amplitude deploy with a value of 75 - 83. Spectral decomposition shows the high amplitudes distribution at frequencies with 10-20 Hz bandwidth indicated as a hydrocarbon response. Seismic inversion is used to determine the distribution of the acoustic impedance in the target area, that has a high contrast of impedance's characteristic with a range of values of 11509 -15034 (m/s) \* (g/cc). The results show that the reservoir disperse tends to the south. It proved by the similarity of the rock impedances characteristics with Harris -1 well.

Keywords : Reef, RMS amplitude, Spectral Decomposition, Acoustic Impedance

## 1. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Lapangan Hatoru pada wilayah Tuban merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi pada cekungan Jawa Timur Utara yang sedang dalam tahapan pengembangan. Dimana di tahun 2013 dilakukan pengeboran sumur eksplorasi yang bertujuan untuk menguji akumulasi minyak dan gas yang terendapkan pada Formasi Ngimbang yang merupakan *source rock* dan juga reservoir pada cekungan tersebut yang menunjukkan adanya indikasi hidrokarbon. Pada kedalaman 6800 ft terbukti mengandung gas dan kondensat berdasarkan data pemboran (*Drill Stem Test*) yang mencapai 22,38 MMSCFD (*Million Standard Cubic Feet per Day*). Letak reservoir tersebut berada pada Formasi Ngimbang yang didominasi oleh batuan bertipe karbonat yang terendapkan pada umur *Oligocene* akhir sehingga membentuk *reef* karbonat *build up*, Formasi Kujung yang didominasi oleh lapisan shale diinterpretasikan menjadi *cap rock* reservoir. Dengan adanya indikasi reservoir serta keterbatasan data seismik, data sumur pendukung dan kerumitan geologi, menjadi sebuah tantangan yang menarik untuk menemukan metode geofisika yang sesuai sehingga dapat memetakan arah persebaran top karbonat *build up* serta dapat mengkarakterisasi dan menentukan persebaran fluida reservoir yang berupa gas.

### 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian sebagai berikut :

1. Melakukan analisis atribut seismik RMS dan *Absolute* untuk menentukan arah persebaran top karbonat berdasarkan nilai *amplitude*.
2. Melakukan pemodelan peta struktur waktu, kedalaman, dan persebaran impedansi akustik menggunakan data seismik yang dikontrol oleh data sumur.
3. Menentukan titik pengeboran ideal untuk kegiatan eksplorasi lanjutan

berdasarkan analisis inversi dan atribut seismik.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Struktur Geologi Cekungan Jawa Timur Utara

Secara fisiografis, Cekungan Jawa Timur Utara terbentang dari arah barat ke arah timur mulai dari Semarang hingga Surabaya sepanjang  $\pm 250$  km dengan lebar 60 – 70 km. Secara geografis terletak antara 110°30' BT dan 6°00' LS hingga 7°30' LS (Koesoemadinata *et al.*, 1994)

Sepanjang sejarah Tersier, sebagian dari daerah telitian memanjang dengan arah sumbu timur-barat dari pusat pengendapan (*depocenter*). Selama waktu Tersier Awal, area ini berada dalam tektonik ekstensional yang ditandai oleh berkembangnya *rift basin*. Dua arah orientasi struktur utama dapat dikenali di Jawa Timur yaitu trend struktur timur-barat yang dikenal RMKS (Rembang Madura Kangean Sakala) structural gain, dan trend struktur timurlaut-baratdaya yang dikenal sebagai pola Meratus. Arah struktur RMKS dan Meratus telah diketahui sebagai pemicu terbentuknya cekungan sedimen Paleogen. Dua structural gain ini telah mengalami beberapa periode deformasi, dengan tektonisme kompleks Tersier Akhir (Plio-Pleistosen) yang menumpangtindihkan sebagian besar gaya tektonik awal sebelumnya.

## 3. TEORI DASAR

### 3.1 Batuan Karbonat

Menurut (Koesoemadinata, 1978) batuan karbonat merupakan batuan sedimen yang komposisi penyusunnya cenderung tersusun atas garam-garam karbonat. Proses pembentukan yang terjadi secara insitu, berasal dari proses – proses kimiawi atau secara biokimia yang kemudian larut. Dalam proses ini peran dari organisme sangat membantu dan hal ini juga dapat terjadi melalui butiran rombakan

yang telah mengalami transportasi secara mekanik dan kemudian teresimentasikan di tempat lain.

Menurut (Dunham, 1962) batuan karbonat merupakan salah satu batuan sedimen siliklastik dan juga merupakan batuan yang memiliki fraksi karbonat yang lebih besar dibandingkan dengan yang non karbonat. Kesemuanya mengandung unsur dominan  $\text{CaCO}_3$  dari reaksi kimia antara fosil dan lingkungan pengendapannya.

### 3.2 Konsep Dasar *Wireline Logging*

*Logging* berasal dari kata *log* yang merupakan gambaran terhadap kedalaman dari suatu perangkat kurva yang mewakili parameter-parameter yang diukur secara terus menerus didalam sumur. Pada umumnya parameter yang biasa diukur ialah sifat kelistrikan, tahanan jenis batuan, kandungan radioaktif, dan porositas dari suatu batuan.

*Logging* digunakan untuk mengetahui keberadaan reservoir, kandungan fluida pada masing-masing kedalaman, penyebaran reservoir baik secara vertikal maupun lateral, yang berguna sebagai perhitungan kandungan hidrokarbon. *Log* juga dapat digunakan untuk melakukan korelasi antar zona-zona yang prospek, acuan untuk pembuatan peta struktur waktu dan kedalaman, serta dapat untuk menentukan karakteristik fisik batuan

### 3.3 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik merupakan salah satu penerapan ilmu fisika berdasarkan pengukuran respon gelombang elastik yang ditransfer ke dalam lapisan bumi dan kemudian akan terefleksikan sepanjang perbedaan lapisan sehingga dapat dikeahui batas-batas lapisan dibawah permukaan bumi. Menurut (Cordsen, 2000) seismik refleksi yang terbentuk akibat adanya perbedaan properti akustik dari dua bidang. Sumber gelombang (energi) yang digunakan pada umumnya ialah dinamit jika di darat atau air gun jika di laut, yang kemudian akan ditembakkan sehingga akan

menghasilkan getaran. Respon yang tertangkap di lapisan tanah akan diukur menggunakan *geophone*. Data yang terekam oleh *receiver* ini adalah waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut.

#### 3.3.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi akustik (*AI*) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$AI = V \times \rho \quad (1)$$

Dimana :

AI : Impedansi Akustik ( $\text{Kg/m}^2.\text{s}$ )

V : Kecepatan ( $\text{m/s}^2$ )

$\rho$  : Densitas ( $\text{Kg/m}^3$ )

Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, Hal ini dikarenakan Nilai AI sangat dipengaruhi oleh parameter kecepatan dibandingkan oleh parameter densitas nya.

#### 3.3.2 Koefisien Refleksi

Menurut (Simm, 2014) menjelaskan bahwa Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$R = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2)$$

#### 3.3.3 Wavelet

Model sumber gempa *fault* ini juga disebut sebagai sumber gempa tiga dimensi karena Wavelet merupakan gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitude, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh sefomon. Berdasarkan fasanya, *wavelet* terbagi menjadi empat jenis, yaitu *wavelet*

fase nol (*zero phase*), fasa minimum, fasa maksimum, dan *mixed phase* (Sukmono, 1999). *Zero phase wavelet* disebut sebagai *wavelet* simetris. Dimana energi terpusat pada *wavelet* ini berada pada titik referensi sama dengan nol. *Wavelet* fasa minimum merupakan *wavelet* yang dimana titik referensi hampir mendekati titik nol dan tidak. *Ricker wavelet* adalah suatu tipe *zero phase wavelet* untuk rekonstruksi pulsa seismik di mana di dalamnya terkandung informasi-informasi perpindahan partikel, kecepatan, dan percepatannya. *Wavelet* ini dibuat simetri (*zero phase*) dan dapat dibuat hanya dengan menggunakan parameter  $f$ .

### 3.3.4 Sintetik Seismogram

Menurut (Sismanto, 1999) sintetik seismogram merupakan *trace* seismik yang diperoleh dari hasil konvolusi antara *wavelet* dengan koefisien refleksi yang ditambahkan dengan *noise*. Sintetik Seismogram ini dibuat dengan korelasi antara data sumur terhadap penampang seismik agar diperoleh data yang lengkap dan juga akurat. Koefisien refleksi diperoleh dari perhitungan data impedansi akustik yang diperoleh dari data *log* densitas dan juga data *log sonic*. Secara matematis perhitungan dari sebuah *trace* seismik ialah :

$$S(t) = W(t) * R(t) + N(t) \quad (3)$$

Dimana :

- S(t) : *Trace Seismik*
- W(t) : *Wavelet Seismik*
- R(t) : Koefisien Refleksi
- N(t) : *Noise*

### 3.4 Inversi Seismik

Secara umum inversi seismik didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dimana data seismik sebagai input dan data sumur sebagai pengontrol (Sukmono, 2000). Model parameter fisika hasil dari inversi seismik adalah impedansi ( $Z$ ), kecepatan gelombang-P ( $Vp$ ) dan kecepatan gelombang-S ( $Vs$ ), serta densitas. Dari model-model tersebut, dapat dikorelasikan

dengan parameter fisik suatu reservoir diantaranya adalah saturasi air dan porositas. Dengan korelasi tersebut, geofisikawan dapat mengkarakterisasikan suatu reservoir baik secara litologi maupun fluida yang terkandung di dalamnya. Dalam hal ini informasi dari data seismik dan juga data sumur ialah informasi yang berkaitan dengan nilai impedansi akustik ( $AI$ ) yang dapat dihubungkan dengan nilai porositas batuan. Pada penelitian kali ini penulis menggunakan teknik inversi amplitudo *model based*. Inversi *Model Based* merupakan inversi yang berdasarkan teori konvolusi dimana dikatakan bahwa *trace* seismik dapat diperoleh dengan mengkonvolusi *wavelet* dengan koefisien refleksi dan *noise* (Mallick, S., 1995). Pada inversi *Model Based*, reflektivitas didefinisikan sebagai sekuen yang memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Dengan kata lain, kita mencari reflektivitas yang dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk memberikan pendekatan yang terbaik dengan *trace* seismik. Konsep metode inversi ini adalah membandingkan model awal geologi yang diperoleh dengan data seismik.

Adapun perumusan inversi *model based*

secara matematis ialah sebagai berikut :

$$Z = V * P$$

$$KR_i = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i}$$

$$Z_N = Z_1 \exp(\sum_{i=1}^n KR_i) \quad (4)$$

Dimana :

- V : Kecepatan
- KR : Koefisien refleksi
- Z : Impedansi akustik
- p : Densitas

### 3.5 Atribut Seismik

Atribut merupakan sebuah turunan dari pengukuran dasar seismik. Semua horison dan formasi mampu diatribut bukan independen dari tiap-tiapnya tetapi perbedaan sederhana dari presentasi dan

pembelajaran jumlah terbatas dari informasi dasar. Informasi dasar itu adalah waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi, yang dapat digunakan sebagai sebuah dasar untuk klasifikasi atribut. Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan *amplitude* lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoir. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal reservoir dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya bahwa atribut ini dimasa datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas.

Atribut RMS *Amplitude* dan atribut *absolute amplitude* merupakan atribut yang menggunakan *amplitude*, merupakan salah satu atribut dasar dari suatu *trace* seismik. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai *amplitude* yang asli sehingga analisis stratigrafi dapat dilakukan. *Amplitude* seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*), fasies, dan pemetaan sifat-sifat reservoir. Perubahan nilai *amplitude* secara lateral dapat digunakan untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya.

RMS Amplitude dan Amplitude Absolut rata-rata dihitung dengan

$$\text{Amplitude RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i+1}^N a_i^2} \quad (5)$$

## 4. Metodologi Penelitian

### 4.1 Alat dan Bahan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini, yaitu sebagai berikut :

- a. Data Sumur (*Gamma ray*, Densitas, Resistivitas, *sonic*, *Caliper*, SP,).

- b. Data Eksplorasi Geofisika (Seismik 2D PSTM *Pre-Stack & Post Stack*).
- c. Data geologi regional dan stratigrafi daerah penelitian.
- d. Data Sekunder / Laporan internal JOB-PPEJ .
- e. Laptop dengan *Software* pengolahan data geologi dan geofisika.

### 4.2 Data dan Sumber Daya

Data yang digunakan pada penelitian kali ini adalah :

1. Dalam penelitian ini digunakan 1 data sumur acuan yaitu sumur Harris-1, yang merupakan sumur terdekat dengan penampang sesimik serta sudah terbukti mengandung minyak dan gas.
2. Data seismik yang digunakan pada penelitian ini merupakan data seismik 2D PSTM (*Post Stack Time Migration*) yang berjumlah 6 *line* data seismik.
3. Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman.
4. Data *marker* digunakan untuk memperoleh informasi kedalaman dan juga ketebalan lapisan formasi atau lapisan potensi hidrokarbon.
5. Data DST (*Dril Stem Test*) merupakan hasil *welltest* untuk mendapatkan informasi mengenai tekanan fluida pada sumur eksplorasi

### 4.3 Prosedur Pengolahan Data

- a. *Well Seismic Tie*

*Well seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Hal ini dilakukan karena kedua data ini berada pada domain kedalaman yang berbeda, dimana data seismik menggunakan domain waktu sedangkan data sumur menggunakan domain kedalaman. Tujuan dari proses *well tie* ini agar didapat korelasi yang baik dari kedua data sehingga diperoleh posisi yang sesuai antara data seismik dan data sumur sehingga dapat dilakukan penarikan kemenerusan lapisan pada zona target.

### b. Multiatribut

Proses multiatribut dilakukan untuk mengetahui suatu besaran fisika bumi dengan menggunakan kombinasi dari beberapa atribut seismik dan eksternal.

Atribut amplitude diperoleh dengan menghitung volume atribut dari satu lapisan

### c. Inversi Seismik

Setelah didapatkan *initial model* maka dilakukan analisis terlebih dahulu sebelum melakukan inversi. Analisis ini dilakukan dengan menggunakan *model based inversion* yang kemudian akan didapatkan nilai korelasi dan *error* antara *initial model* dengan hasil inversi. Untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi, maka dalam mengekstraksi *wavelet* dipilih satu *wavelet* yang paling cocok untuk semua sumur.

## 5. Hasil dan Pembahasan

### 5.1 Analisis Data Log

Analisis data *log* bertujuan untuk mengetahui jenis batuan zona *reservoir*. Pada lapangan "Hatoru" zona target berada pada Formasi Ngimbang yang didominasi oleh lapisan batu gamping (*limestone*), batu serpih (*shale*) dan batupasir (*Sandstone*). Target penelitian ini dibatasi oleh *top* Formasi Ngimbang hingga ke lapisan *top basement*. Analisis zona target dapat dilakukan dengan melihat respon *log* pada data sumur.

Untuk mengetahui lapisan yang mengandung hidrokarbon dapat diidentifikasi melalui separasi kurva *log NPHI* (porositas) dan *RHOB* (densitas) yang di *overlay*. Nilai *NPHI* yang kecil dan *RHOB* yang kecil akan membentuk kurva yang saling *cross over* yang mengindikasikan keberadaan hidrokarbon.

Berdasarkan **Gambar 1** pada kedalaman 6600 – 6700 kurva *log gamma ray* mengalami defleksi ke arah kanan / kearah maksimum, hal ini menandai bahwa pada interval tersebut lapisan bersifat impermeabel. Kurva *log gamma ray* pada kedalaman 6800 – 7000 ft mengalami

defleksi ke arah kiri / kearah minimum, hal ini menandakan bahwa lapisan di interval tersebut merupakan lapisan yang memiliki permeabilitas yang tinggi. Hal ini memenuhi syarat indikasi adanya *reservoir* dikarenakan lapisan impermeabel dapat diinterpretasikan sebagai *cap rock* sedangkan lapisan yang permeabel merupakan zona *reservoir*. Pada interval 6800 – 7000 ft terlihat kurva *log NPHI* dan *RHOB* sama – sama menuju arah minimum dan terjadi *cross over* diantara keduanya, hal ini menandakan bahwa pada interval tersebut nilai *hydrogen index* sangatlah kecil dan densitas batuan yang rendah menandakan bahwa lapisan tersebut memiliki porositas yang tinggi. Kemudian, kurva *log resistivitas* pada kedalaman 6800 – 7000 ft menunjukkan nilai sekitar 100 – 150 ohm, hal ini juga mengindikasikan bahwa hidrokarbon pada lapisan ini merupakan jenis hidrokarbon gas. Hasil DST pada **Tabel 1** menunjukkan adanya aliran gas dan kondensat pada zona DST 4 di kedalaman 6805 – 6854 ft sebanyak 22.38 MMSCFD. Hasil dari zona DST 3 di kedalaman 6990 – 7019 ft menunjukkan adanya aliran gas dan kondensat sebesar 9.5 MMSCFD, hal ini menunjukkan bahwa pada interval 6800 – 7000 ft merupakan zona *reservoir* produktif.

Hasil dari interpretasi kualitatif dari kenampakan kurva data *log*, deskripsi *cutting* serta uji coba sumur mengindikasikan bahwa pada kedalaman 6800 – 7000 ft di sumur harris-1 merupakan zona prospek hidrokarbon, sehingga fokus penelitian di tahap selanjutnya diutamakan pada interval 6800 – 7000 ft.

### 5.2 Analisis well seismic tie

Pada **Gambar 2** terlihat bahwa proses *well tie* dilakukan pada interval kedalaman 6300 – 6900 ft, hal ini dilakukan karena letak zona target yang berada pada *range* tersebut. Pada **Gambar 2** yang ditandai dengan kotak berwarna merah terlihat ada kemiripan antara *trace* data seismik asli (berwarna biru) terhadap *trace* seismik hasil sintetik dari data sumur (berwarna

merah). Nilai korelasi yang didapat sebesar 0.7 dengan nilai *shifting* sebesar 0, hal ini diperoleh dengan melakukan satu kali proses *stretch* yaitu penarikan data sintetik seismogram. Nilai korelasi  $> 0.5$  yang didapat diasumsikan sudah dapat merepresentasikan letak sumur terhadap seismik yang sebenarnya.

### 5.3 Analisis peta persebaran atribut amplitudo

Pada **Gambar 3** daerah penelitian memiliki nilai amplitudo RMS yang bervariasi dari 10 – 109 pada kedalaman 1.65 – 1.75 ms atau kedalaman 6500 – 6800 ft. Nilai amplitudo pada daerah sumur memiliki nilai amplitudo sebesar 64 yang cenderung normal. Pada arah tenggara dari Sumur Harris-1 dan arah barat daya Sumur Harris-1 memiliki nilai amplitudo yang relatif tinggi yang berkisar dari 84 – 109. Hal ini menunjukkan bahwa pada daerah yang memiliki anomali amplitudo, yang tinggi dapat diindikasikan sebagai daerah zona prospek hidrokarbon. Daerah yang merupakan *top* karbonat pada umumnya memiliki nilai amplitudo yang tinggi.

Berdasarkan hasil atribut amplitudo absolut menunjukkan variasi anomali atribut amplitudo yang beragam. Pada **Gambar 4** variasi atribut pada kedalaman 1.65 – 1.75 ms / 6500 – 6800 ft berkisar pada range 10 – 129. Nilai atribut absolut pada Sumur Harris-1 sebesar 89, sedangkan nilai amplitudo di sebelah tenggara dari Sumur Harris-1 lebih tinggi dengan nilai 109-130. Pada arah Barat daya Sumur Harris-1 nilai amplitudo naik cukup signifikan yaitu dari nilai 59 – 130.

Dari hasil kedua atribut amplitudo tersebut menunjukkan anomali amplitudo yang hampir sama. Kedua peta ini memperlihatkan bahwa persebaran amplitudo yang tinggi berada pada arah tenggara dari Sumur Harris-1, hal ini mengindikasikan bahwa berdasarkan peta persebaran amplitudo daerah sebelah tenggara dan sebelah barat daya dari Sumur Harris-1 merupakan persebaran *top*

karbonat. Batuan karbonat yang memiliki densitas yang tinggi akan mengakibatkan anomali amplitudo yang tinggi pula. Amplitudo yang tinggi tersebut dapat dijadikan acuan awal keberadaan lapisan karbonat pada lapangan ini

### 5.4 Analisis atribut frekuensi

Keberadaan anomali amplitudo yang tinggi pada kedalaman tertentu yang terdapat di setiap band frekuensi menjadi acuan keberadaan hidrokarbon atau DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*).

Lapangan “Hatoru” merupakan lapangan yang didominasi oleh batuan karbonat, Formasi Ngimbang sebagai zona prospek didominasi oleh *reef* karbonat *build up* yang memiliki amplitudo yang tinggi. Kehadiran DHI pada *time* 1.6 – 1.7 ms / 6500 – 6800 ft dibuktikan oleh penampakan *brightspot* pada arah selatan dari arah Sumur Harris-1 yang muncul secara konsisten pada sub band frekuensi 10 – 40 Hz.

Untuk membuktikan keberadaan hidrokarbon, frekuensi pada penampang seismik dipecah menjadi beberapa frekuensi tunggal yakni sebesar 10 Hz, 20 Hz, 30 Hz dan 40 Hz. Pada **Gambar 5** bagian yang dikotak merah menandakan zona prospek reservoir, pada masing-masing frekuensi bagian yang dikotak merah secara konsisten menunjukkan anomali *brightspot*, hal ini menunjukkan bahwa adanya kandungan fluida pada batuan yang dalam hal ini diasumsikan sebagai hidrokarbon mengakibatkan adanya pelebaran frekuensi pada reflektor seismik tersebut. Pada frekuensi 10 Hz daerah di dekat Sumur Harris-1 terdapat anomali *brightspot* pada arah selatan sumur, anomali ini berubah menjadi *dimspot* yang kemudian muncul kembali anomali *brightspot*. Keadaan ini menunjukkan adanya persamaan karakteristik batuan dan fluida pengisi dari dua areal ini, akan tetapi ada penyekat yang memisahkan kedua areal ini yang dimungkinkan karena adanya proses tektonik yang membentuk daerah tersebut.

Hal yang sama juga ditunjukkan pada frekuensi 20 dan 30 Hz, anomali *brightspot* terlihat hampir diseluruh penampang seismik, frekuensi dominan yang bernilai 22 Hz dianggap sebagai penyebab distribusi anomali *brightspot* pada kedua penampang ini. Pada frekuensi 40 Hz hampir tidak terlihat adanya *brightspot* kecuali, pada daerah yang dekat dengan permukaan. Anomali *brightspot* yang tidak terlalu tinggi muncul pada daerah yang sama.

Keberadaan anomali *brightspot* ini menunjukkan adanya potensi hidrokarbon yang menyebar kearah selatan dari Sumur Harris-1. Keberadaan anomali *brightspot* yang terdapat di arah selatan Sumur Harris-1 dianggap sebagai zona potesial baru.

Areal yang memiliki anomali ini selanjutnya akan menjadi zona prospek untuk penelitian impedansi akustik.

### 5.5 Analisis inversi seismik

Tahap awal inversi dimulai dengan membuat inisial model pada data seismik yang dikontrol penuh oleh data sumur yang dibatasi oleh lebih dari 2 *horizon* yang dalam hal ini ialah *horizon* dari Formasi Kujung, Formasi Ngimbang dan *basement*. Hasil inisial model ini akan menunjukkan gambaran awal dari hasil inversi impedansi akustik. Pada pembuatan inisial model ini digunakan parameter *high cut* frequency 10/15 Hz yang bertujuan untuk menghilangkan frekuensi yang kurang dari 10 Hz dan frekuensi yang lebih dari 15 Hz. Pada **Gambar 6** terlihat Formasi Kujung didominasi oleh warna hijau yang memiliki nilai sangat rendah dengan range nilai 10238 – 11218 (ft/s)\*(gr/cc) yang menandakan bahwa pada formasi ini didominasi oleh batuan yang memiliki impedansi yang rendah. Kemudian lapisan di Formasi Ngimbang berwarna merah dan biru yang memiliki nilai menengah keatas dengan *range* nilai 13000 – 16000 (ft/s)\*(gr/cc). Pada batas *basement* warnanya didominasi oleh warna ungu yang menunjukkan nilai yang sangat tinggi yaitu berkisar dari 17000 – 18000 (ft/s)\*(gr/cc).

Terdapat tiga parameter yang akan mempengaruhi hasil inversi impedansi akustik yaitu *trace* seismik, model awal, dan wavelet. Ketiga parameter ini akan menjadi kunci dari keberhasilan metode inversi. Analisis pra-inversi dilakukan untuk melihat korelasi antara data *log*, inisial model, dan hasil inversi. Semakin tinggi hasil korelasi akan semakin baik pula inversi impedansi akustiknya.

**Gambar 7** menunjukkan bahwa hasil inversi impedansi akustik tidak berbeda jauh dengan yang dihasilkan oleh inisial model, hal ini menunjukkan bahwa proses inversi sudah dilakukan secara optimal. Hasil inversi yang ditunjukkan hanya pada bagian zona prospek, dimana terlihat ada beberapa perbedaan nilai impedansi akustik di masing-masing batas formasi yang menandakan terdapat inhomogenitas litologi batuan pada lapisan ini.

Pada Formasi Kujung yang terdapat pada time 1.5 – 1.6 ms didominasi oleh warna hijau dengan nilai impedansi akustik rendah berkisar pada nilai 10238 – 11218 (ft/s)\*(gr/cc) yang merepresentasikan bahwa lapisan ini memiliki nilai densitas yang rendah. Nilai impedansi akustik yang rendah digambarkan sebagai litologi batuan *clay* (lempung) atau *shale* (serpih) yang menyebar secara merata dan cukup tebal, warna kuning yang ada pada Formasi Kujung menunjukkan nilai impedansi yang lumayan tinggi yang diasumsikan sebagai sisipan batuan karbonat pada *top* Formasi Kujung.

Pada Formasi Ngimbang didominasi oleh warna merah dan kuning dengan *range* nilai impedansi akustiknya berkisar pada 12851 – 14157 (ft/s)\*(gr/cc). Nilai impedansi yang tinggi ini menunjukkan bahwa lapisan ini memiliki nilai densitas yang tinggi. Impedansi yang tinggi mengindikasikan batuan karbonat yang menyebar secara lateral kearah selatan dan arah utara dari Sumur Harris-1. Nilai impedansi yang cenderung rendah (berwarna kuning) dapat diasumsikan sebagai batuan karbonat yang terisi oleh fluida sehingga mengakibatkan agak

menurunnya nilai impedansi akustik pada lapisan ini. Pada *top* Formasi Ngimbang terlihat ada lapisan tipis yang berwarna hijau yang memiliki nilai impedansi sebesar 10891 (ft/s)\*(gr/cc) yang digambarkan sebagai lapisan tipis sisipan batu serpih (*shale*).

Lapisan *basement* didominasi oleh warna biru dengan nilai impedansi akustik yang sangat tinggi bernilai 15137 – 15790 (ft/s)\*(gr/cc). tingginya nilai impedansi akustik dikarenakan *basement* didominasi oleh litologi batuan beku yang sangat padat dan memiliki nilai densitas yang sangat tinggi, berdasarkan tinjauan geologi pada lapisan ini batuan beku yang dimaksud ialah batuan metamorf. Dari hasil inversi impedansi akustik menunjukkan litologi karbonat yang dinilai memiliki kandungan fluida tersebar secara merata pada Formasi Ngimbang

## 6 Kesimpulan dan

### Saran 6.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat di simpulkan sebagai berikut :

1. Peta atribut amplitudo dan data sumur menunjukkan bahwa lapangan “Hatoru” Formasi Ngimbang pada kedalaman 6788 ft – 7580 ft merupakan batuan reef karbonat *build-up* yang memiliki nilai amplitudo yang tinggi 104 – 139 serta terisi fluida berdasarkan hasil DST pada kedalaman 6805 – 6854 ft.
2. Kontras impedansi akustik sebesar 12851 – 14157 (ft/s)\*(g/cc) mengindikasikan keberadaan batuan reservoir litologi karbonat yang terdistribusi secara lateral ke arah selatan dimana keberadaan hidrokarbon terbukti dari kemunculan anomali *brightspot* amplitudo pada frekuensi 10 Hz pada Formasi Ngimbang.
3. Zonaprospekreservoir direkomendasikan berdasarkan integrasi dari nilai atribut amplitudo yang tinggi serta kontras impedansi

yang tinggi yang ditunjukkan oleh zona *brightspot* amplitudo di frekuensi 10 Hz yang terlihat menyebar ke arah selatan dari sumur Harris-1.

### 6.2 Saran

Saran yang dapat diberikan penelitian tersebut adalah :

1. Diperlukan data sumur tambahan yang berjarak tidak jauh dari sumur utama sebagai kontrol pada distribusi data seismik.
2. Diperlukan lebih banyak refrensi geologi struktur evaluasi *play concept* pada daerah penelitian untuk peninjauan karakteristik reservoir yang lebih mendalam.

Hasil impedansi akustik akan lebih optimal jika memiliki *line* seismik yang lebih rapat dan dikontrol oleh beberapa sumur yang memiliki sensitifitas yang baik terhadap perubahan litologi

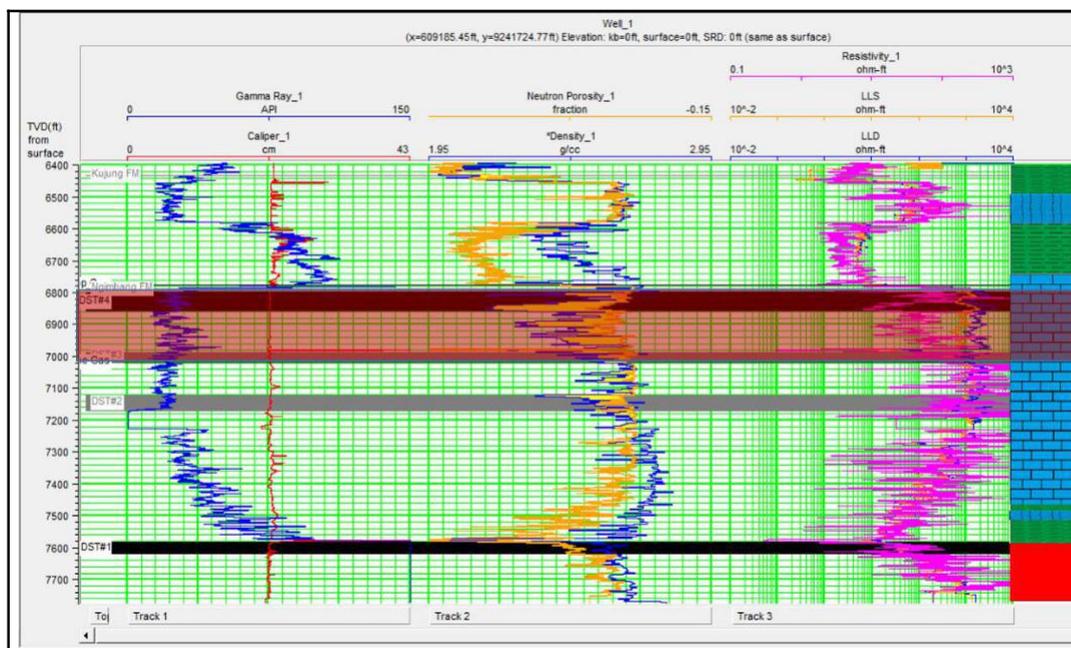
## DAFTAR PUSTAKA

- Cordson, A. dan Pierce, J. 2000. *Planning land 3D seismic surveys*. SEG Geophysical Developments : USA.
- Dunham, R.J. 1962. Classification of Carbonates Rockd According to Depositional Texture, in Ham, E.E., ed, Classification of Carbonate Rock, *AAPG Memoir*.
- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook* . Cambridge University Press: UK.
- Sukmono, S. 1999. *Seismik Stratigrafi..* Bandung: ITB.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: ITB.

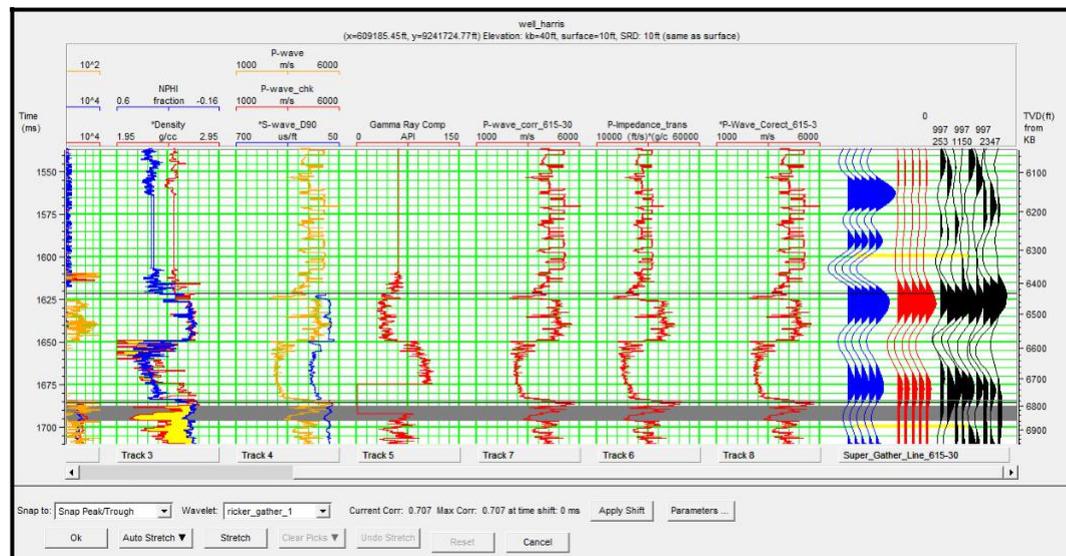
LAMPIRAN

Tabel 1 Data *Drill Stem Test* Sumur Harris-1

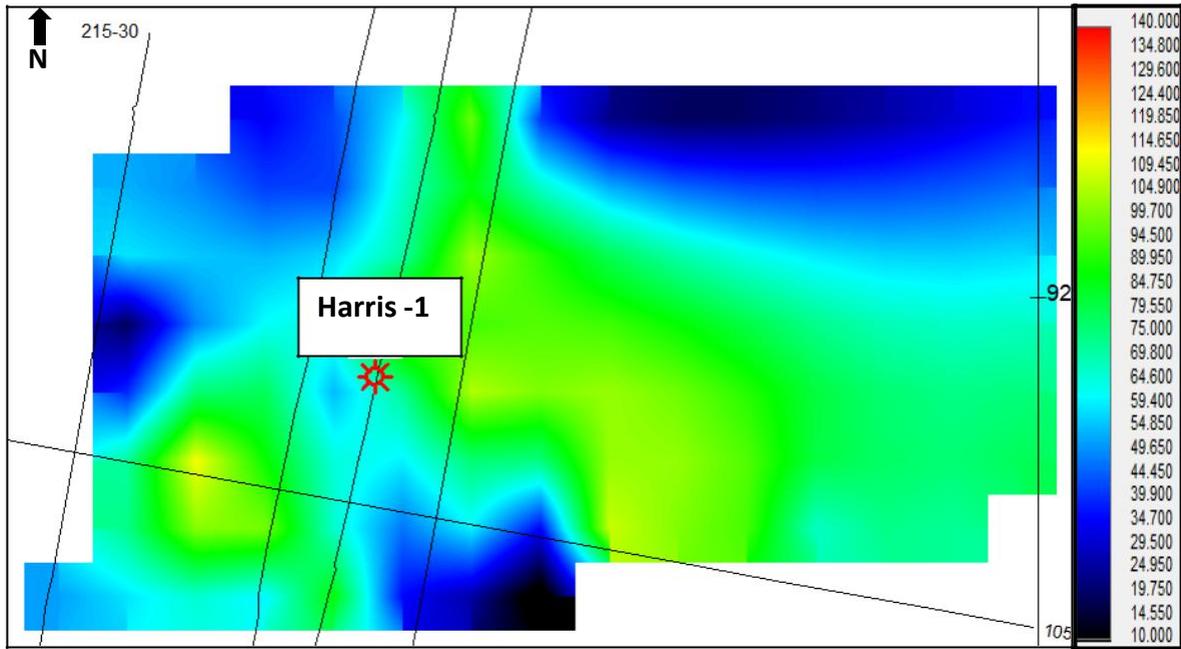
| No | DST   | Depth (ft)  | Trace View                           |
|----|-------|-------------|--------------------------------------|
| 1  | DST 1 | 7587 - 7627 | DRY                                  |
| 2  | DST 2 | 7125 - 7175 | FLOW GAS                             |
| 3  | DST 3 | 6990 - 7019 | FLOW GAS & CONDENSATE (9.5 MMSCFD)   |
| 4  | DST 4 | 6805 - 6854 | FLOW GAS & CONDENSATE (22.38 MMSCFD) |



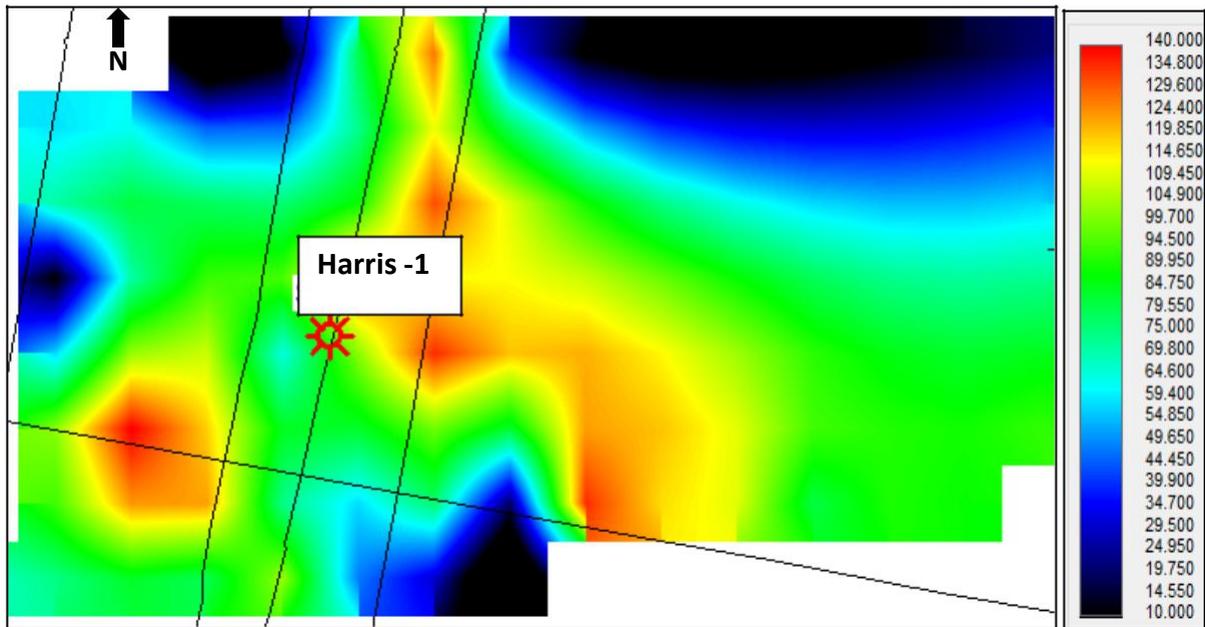
Gambar 1. Interpretasi *Quick look* sumur Harris-1



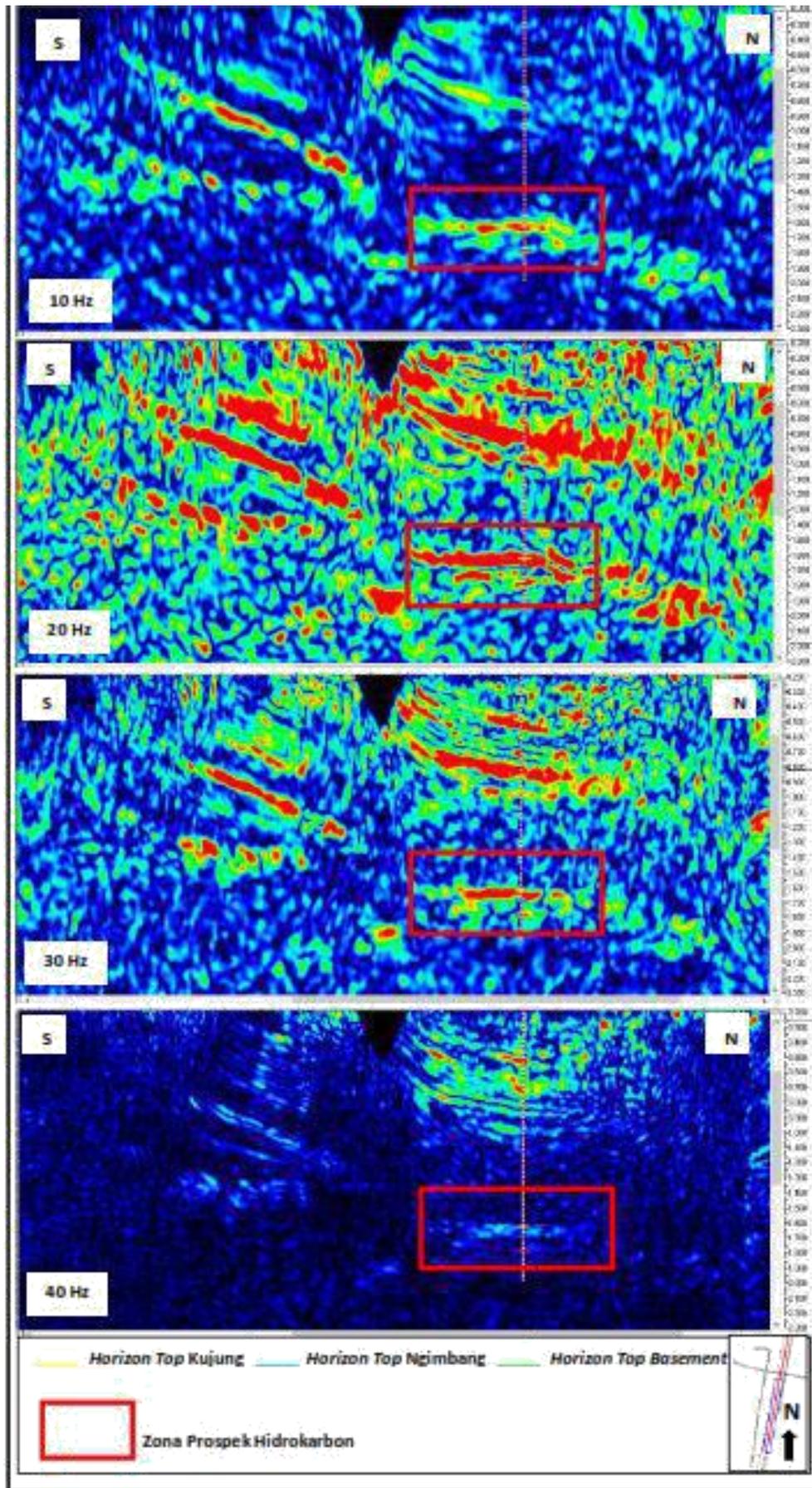
Gambar 2. Hasil *well tie* Sumur Harris-1



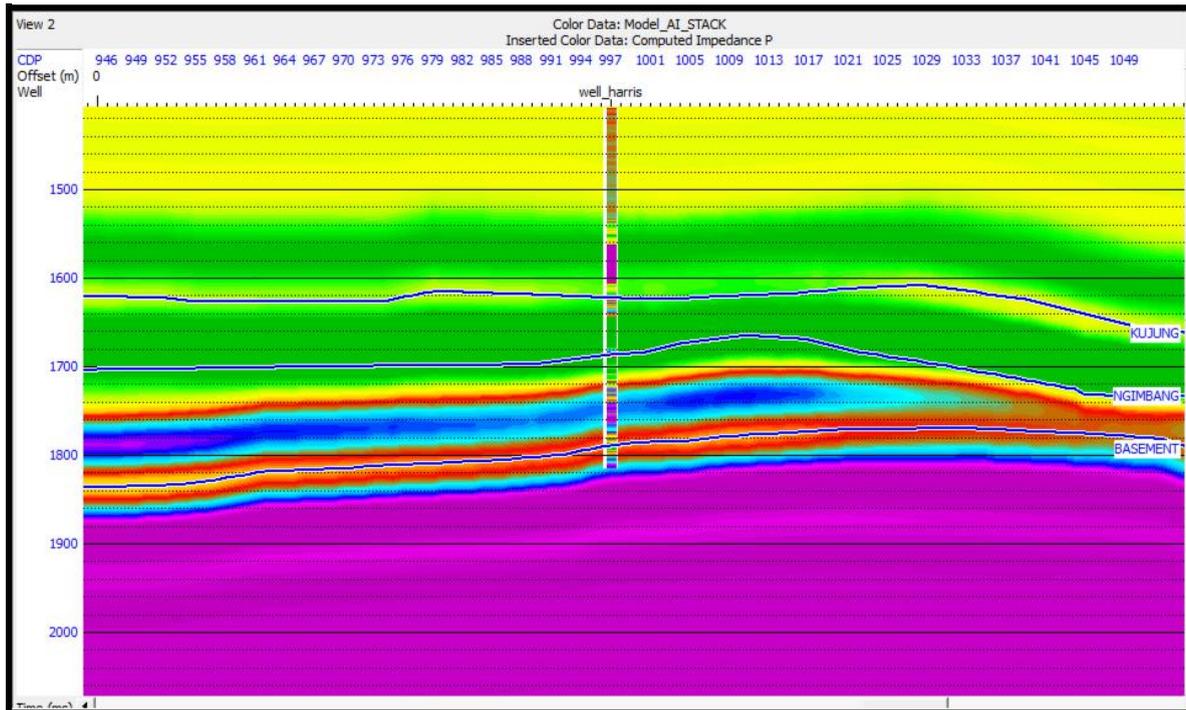
Gambar 3. Peta persebaran atribut amplitudo RMS (*Room Mean Square*).



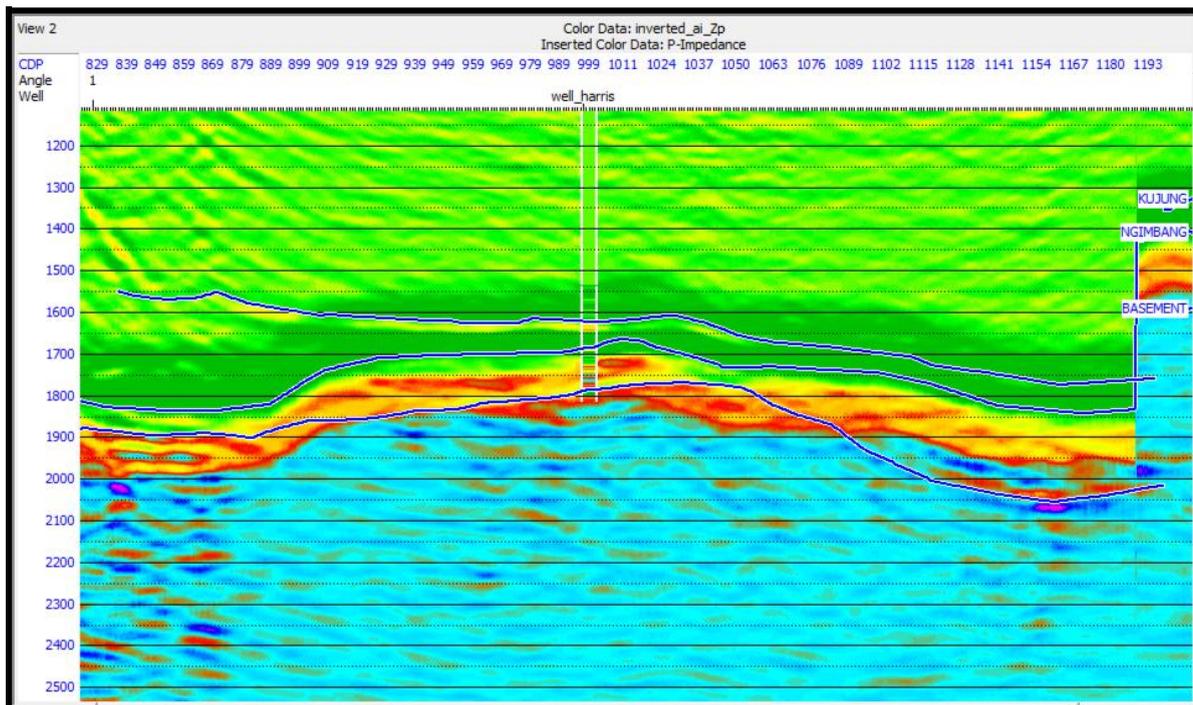
Gambar 4. Peta persebaran atribut amplitudo absolut



Gambar 5. Variasi spektral dekomposisi pada *line* 615-30



Gambar 6. Inisial model line 615-30



Gambar 7. Hasil inversi impedansi akustik