



# Plagiarism Checker X - Report

## Originality Assessment

Overall Similarity: **0%**

Date: Apr 1, 2022

Statistics: 0 words Plagiarized / 835 Total words

Remarks: No similarity found, your document looks healthy.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017

KARAKTERISASI RESERVOAR DAN IDENTIFIKASI SEBARAN

BATUAN KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISIS SEISMIK

INVERSIF DAN ATRIBUTELAPANGAN "HATORU" CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

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

1) Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung

2) Joint Operation Body – Pertamina Petrochina Salawati (JOB-PPS)

Jl. H. R Rasuna Said Blok X/7, Kav 5 Jakarta 12940 \*email: harrislukmanhalomoan@gmail.com

ABSTRAK

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu dari 3 cekungan besar di Indonesia yang diklasifikasi

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 menjanjikan 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,

dikedalaman 6800 ft. Penemuan sumur Harris-1 yang merupakan sumur yang terbukti mengandung hidrokarbon

diantara beberapa sumur kosong di sekitar area "Hatoru" seperti JS28-1, Tb-1 dan Jt-1. Berdasarkan analisa

biostratigrafi, zona reservoar pada Harris-1 meliputi umur oligocene akhir–miocene awal terdapat pada

Formasi Ngimbang dengan calcareous nanofossil NP25–NP24 (6900–7650 ft), yang didominasi oleh batuan

karbonat meliputi lingkungan pengendapan shallow to marine fluviodeltaic. Pendekatan geofisika berupa analisa

atribut amplitudo dan atribut frekuensi dan juga invers seismik digunakan untuk melihat persebaran karakteristik

batuan dan untuk memetakan penyebaran reservoar. Atribut amplitudo RMS dan atribut absolute amplitudo akan

menunjukkan penyebaran dan arah amplitudo tinggi. Spectral dekomposisi memperlihatkan sebaran amplitudo tinggi

pada lebar frekuensi 10–20 Hz diindikasikan sebagai respon Anomali DHI. Karakteristik zona penelitan yang

berupa karbonat memiliki kontras nilai impedansi akustik yang tinggi dengan rentang nilai 11509–15034

(m/s)\*(g/cc). Hasilnya menunjukkan bahwa persebaran reservoar cenderung ke arah selatan. Hal ini diperlihatkan dari kesamaan karakteristik impedansi batuan terhadap Sumur Harris-1.

## ABSTRACT

The North East Java Basin is one of the 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 6800 ft with limestone lithology. The discovery of Harris-1 wells proved to contain hydrocarbons among several dry wells around “Hatoru” area such as JS28-1, 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 display 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 disperses to the south. It is proved by the similarity of the rock impedance characteristics with Harris-1 well.

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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 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 sumbu eksplorasi yang bertujuan

untuk menguji akumulasi minyak dan gas yang terendapkan pada Formasi Ngimbang yang merupakan sumber 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 buildup, 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 buildup serta dapat mengkaraktirisasi 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 amplitudo.
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 ±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 barat day yang dikenal sebagai pola Meratus. Arah struktur RMKS dan Meratus telah diketahui sebagai pemicu terbentuknya cekung sedimen Paleogen. Dua structural gain ini telah mengalami beberapa periode deformasi, dengan tektonisme kompleks Tersier Akhir (Plio-Pleistosen) yang menumpang tindihkan sebagian besar gaya tektonik awal sebelumnya.

### 3. TEORIDASAR

#### 3.1 Batuan Karbonat

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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 yang telah mengalami transportasi secara mekanik dan kemudian ter-sedimentasikan ditempat lain. Menurut (Dunham, 1962) batuan karbonat merupakan salah satu batuan sedimen siliklastik dan juga merupakan batuan yang memiliki fraksi karbonat yang lebih besar dibanding 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 di dalam sumur. Pada umumnya parameter yang bias 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 terrefleksi sepanjang perbedaan lapisan sehingga dapat diketahui batas-batas lapisan di bawah permukaan bumi. Menurut (Cordsen, 2000) seismik refleksi yang terbentuk akibat adanya perbedaan properti akustik dari dua bidang. Sumber gelombang (energi) yang digunakan pada umumnya adalah 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 ( $Z$ ) didefinisikan dalam persamaan matematis:  $Z = \rho V$  (1) Dimana:

$Z$ : Impedansi Akustik ( $\text{Kg/m}^2 \cdot \text{s}$ )  $V$ : Kecepatan ( $\text{m/s}$ )  $\rho$ : Densitas ( $\text{Kg/m}^3$ )

Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustiknya semakin besar pula, hal ini dikarenakan nilai  $Z$  sangat dipengaruhi oleh parameter kecepatan dibandingkan oleh parameter densitasnya.

### 3.3.2 Koefisien Refleksi

Menurut (Simm, 2014) menjelaskan bahwa koefisien refleksi adalah suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antar dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis:  $R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$  (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 amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu refleksi yang terekam oleh satu geofon.

Berdasarkan fasanya, wavelet terbagi menjadi empat jenis, yaitu wavelet

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 fasa 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 fase minimum merupakan wavelet yang di mana 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 ditambah dengan noise. Sintetik Seismogram ini dibuat dengan korelasi antar data sumur terhadap penampang seismik yang diperoleh dari 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:

$S(t) = W(t) * R(t) + N(t)$  (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 fisik hasil dari inversi seismik

adalah impedansi ( $Z$ ), kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ) dan kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ), serta densitas. Dari model-model tersebut, dapat dikorelasikan

dengan parameter fisik suatu reservoir diantaranya adalah saturasi air dan porositas.

Dengan korelasi tersebut, geofisikawan dapat mengkaraktirisasi 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 ( $A$ ) 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 sekuens yang memberikan kecocokan yang paling baik pada data seismik. Dengan kata lain, kita mencari reflektivitas yang dikonvolusi 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 adalah sebagai berikut:  $Z = V * P$   
 $KR_i = +1 - - + ZN = Z1 (\sum i(4))$  Dimana:  $= 1$  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 diatributkan independen dari tiap-tiapnya tetapi perbedaan sederhana dari presentasi dan

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 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 amplitudo 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 Amplitudo dan atribut absolute amplitudo merupakan atribut yang menggunakan amplitudo, merupakan salah satu atribut dasar dari suatu trace seismik. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisis stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (Direct Hydrocarbon Indicator), fasies, dan pemetaan sifat-sifat reservoir.

Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya. RMS Amplitudo dan Amplitude Absolut rata-rata dihitung dengan menggunakan persamaan:  $Amplitude_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_i^2}$  (5)

#### 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 2DPSTM 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 seismikserta sudah terbukti

mengandung minyak dangas.

2. Data seismik yang digunakan pada penelitian ini merupakan data seismik 2DPSTM (Post Stack Time Migration)

yang berjumlah 6 linedata seismik.

3. Data checkshot digunakan untuk mendapatkan hubungan antar waktu dan kedalaman.

4. Data marker digunakan untuk memperoleh informasi kedalaman dan juga ketebalan lapisan formasi atau

lapisan potensi hidrokarbon.

5. Data DST (Drill 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 pengikat 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 antar data seismik dan data sumur

sehingga dapat dilakukan penarikan kemenerusan lapisan pada zona target.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No.3 Tahun 2017

b. Multiatribut

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

Atribut amplitudo 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.

Padalah pangan "Hatoru" zona target berada pada Formasi Ngimbang yang didominasi

oleh lapisan batugamping (limestone), batuserpih (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 dioverlay. Nilai NPHI yang kecil dan RHOB yang kecil akan membentuk kurva

yang saling crossover yang mengindikasikan keberadaan hidrokarbon.

Berdasarkan Gambar 1 pada kedalaman 6600–6700 kurva log gamma

ray mengalami defleksi ke arah kanan/ ke arah maksimum, hal ini menandakan bahwa

pada interval tersebut lapisan bersifat impermeabel. Kurva log gamma ray pada

kedalaman 6800–7000 ft mengalami defleksi ke arah kiri/ ke arah 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 caprock

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 crossover di antara keduanya, hal ini menandakan bahwa pada interval

tersebut nilai hydrogen index sangat rendah 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 kualitas dari kenampakan kurva data log, deskripsi cuttings serta uji coba sumur mengindikasikan bahwa pada kedalaman 6800–7000 ft di sumur Harris-1 merupakan zona prospek hidrokarbon, sehingga fokus penelitiannya 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 antar 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 petaini 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. Batu 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 bright spot pada arah selatan dari arah Sumur Harris-1 yang muncul secara konsisten pada subband 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 bright spot, 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 dekat Sumur Harris-1 terdapat anomali brightspot pada arah selatan sumur, anomali ini berubah menjadi dim spot yang kemudian muncul kembali anomali brightspot. Keadaan ini menunjukkan adanya persamaan karakteristik batuan dan fluida pengisi dari dua areal ini, akan tetapi adanya penyekat yang memisahkan kedua areal ini yang dimungkinkan karena adanya proses tektonik yang membentuk daerah tersebut.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 Halyang samajugaditunjukkan 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 terlihat muncul pada daerah yang sama.

Keberadaan anomali brightspot ini menunjukkan adanya potensi hidrokarbon yang menyebar ke arah selatan dari Sumur Harris-1. Keberadaan anomali brightspot yang terdapat di arah selatan Sumur Harris-1 dianggap sebagai zona potensial 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 ke atas

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, di mana 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 akustik 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 ke arah 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

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 menurunkan nilai impedansi akustik pada

lapisan ini. Padatop Formasi Ngimbang terlihat adalah lapisan tipis yang berwarna hijau yang memiliki nilai impedansi sebesar  $10891 \text{ (ft/s)} * (\text{gr/cc})$  yang digambarkan sebagai lapisan tipis sisan batuserpih (shale).

Lapisan basement didominasi oleh warna biru dengan nilai impedansi akustik yang sangat tinggi bernilai  $15137 - 15790 \text{ (ft/s)} * (\text{gr/cc})$ . Tingginya nilai impedansi akustik dikarenakan basement didominasi oleh litologi batuan bekuyang sangat padat dan memiliki nilai densitas yang sangat tinggi, berdasarkan tinjauan geologi pada lapisan ini batuan bekuyang dimaksud adalah batuan metamorf. Dari hasil inversi impedansi akustik menunjukkan litologi karbonat yang dinilai memiliki kandungan fluida tersebut secara merata pada Formasi Ngimbang.

6. Kesimpulan dan Saran

6.1 Kesimpulan Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan 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  $12851 - 14157 \text{ (ft/s)} * (\text{g/cc})$  mengindikasikan keberadaan batuan reservoir litologi karbonat yang terdistribusi secara lateral ke arah selatan dimana keberadaan hidrokarbon terbuktikan dari kemunculan anomali brightspot amplitudo pada frekuensi 10 Hz pada Formasi Ngimbang.
3. Zona prospek reservoir direkomendasikan berdasarkan integrasi 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 referensi geologi struktur evaluasi play concept pada daerah penelitian untuk peninjauan karakteristik reservoir yang lebih mendalam. Hasil impedansi akustik akan lebih optimal jika memiliki nilai seismik yang lebih rapat dan dikontrol oleh beberapa sumur yang



memiliki sensitivitas 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

Carbonate Rock 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.

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 LAMPIRAN

Tabel 1 Data Drill Stem Test Sumur Harris-1 No DST Depth(ft) Trace View 1DST17587-7627

DRY 2DST27125-7175 FLOWGAS 3DST36990-7019

FLOWGAS & CONDENSATE (9.5 MMSCFD) 4DST46805-6854

FLOWGAS & CONDENSATE (22.38 MMSCFD)

Gambar 1. Interpretasi Quicklook sumur Harris-1 Gambar 2. Hasil well tie Sumur Harris-1

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 N Harris-1

Gambar 3. Peta persebaran atribut amplitudo RMS (Root Mean Square). N Harris-1

Gambar 4. Peta persebaran atribut amplitudo absolut

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017

Gambar 5. Variasi spektral dekomposisi pada line 615-30

Jurnal Geofisika Eksplorasi Vol 3/No. 3 Tahun 2017 Gambar 6. Inisial model line 615-30

Gambar 7. Hasil inversi impedansi akustik

## Sources