
ANALISIS SIFAT FISIS PADA RESERVOAR BATUPASIR MENGGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (AI) DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “MNF” CEKUNGAN BONAPARTE

Muhammad Niko Febridon¹, Bagus Sapto Mulyatno¹, Ordas Dewanto¹,
Egie Wijaksono²

¹Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung

²Badan Meteorologi Klimatologi Dan Geofisika
Jl Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

Email: nikofebridon@gmail.com

ABSTRAK

Analisis sifat fisis pada reservoir batupasir dalam penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik dan multiatribut seismik yang dilakukan pada Lapangan “MNF” Cekungan Bonaparte. Pada penelitian ini dihasilkan sebaran impedansi akustik, serta dari impedansi akustik tersebut diturunkan hingga mendapatkan peta sebaran saturasi air serta dilakukan prediksi volume properti log untuk memprediksi pseudo *gamma ray*, densitas dan porositas dengan analisis multiatribut menggunakan metode regresi *linear* dengan teknik *step wise regression*. Dari hasil analisis *crossplot* data sumur untuk analisis sensitiv *sand-shale* dan analisis inversi pada batupasir yang terisi oleh fluida hidrokarbon diperoleh nilai impedansi akustik antara 12.000 ft/s*g/cc – 27.000 ft/s*g/cc. Pada bagian Tengah sekitar Sumur NN-1, NN-3, dan NN4 serta bagian Tenggara daerah penelitian merupakan daerah prospek yang memiliki nilai *gamma ray* dengan *range* 5-70 API, *densitas* dengan *range* 2,1-2,3 gr/cc dan porositas dengan *range* 18-23% serta SW sebesar 10-13% yang mengindikasikan pada lapangan penelitian terakumulasi hidrokarbon gas. Dari hasil multiatribut serta impedansi akustik menunjukkan bahwa batupasir pada lapangan ini merupakan batupasir *thight*.

ABSTRACT

Analysis of the physical properties of the sandstone reservoir in this study was carried out using the acoustic impedance inversion method and seismic multi-attribute which was carried out at the Bonaparte Basin "MNF" Field. In this study, the acoustic impedance distribution is generated, and the acoustic impedance is derived to obtain a water saturation distribution map and the volume of the log property is predicted to predict pseudo gamma ray, density and porosity with multi-attribute analysis using linear regression method with step wise regression technique. From the results of well data crossplot analysis for sand-shale sensitivity analysis and inversion analysis on sandstones filled with hydrocarbon fluid obtained the acoustic impedance value is between 12,000 ft / s * g / cc - 27,000 ft / s * g / cc. In the Middle part around the NN-1, NN-3 and NN4 wells and the Southeastern part of the research area are prospect areas that have gamma ray values with a range of 5-70 API, density with a range of 2.1-2.3 gr / cc and porosity with a range of 18-23% and SW of 10-13% indicating that the hydrocarbon gas accumulated in the research field. The results of the multi-attributes and acoustic impedance show that the sandstones in this field are tight sandstones.

Keywords: *Acoustic impedance, seismic multiattributes, sandstones, hydrocarbons, step wise regression*

PENDAHULUAN

Dalam eksplorasi industri minyak dan gas bumi (migas), reservoir dan *petroleum system* lainnya merupakan target utama dalam eksplorasi hidrokarbon. Untuk mengidentifikasi keberadaan dari reservoir dibawah permukaan bumi maka dilakukan eksplorasi seismik. Akuisisi data seismik merupakan salah satu kegiatan awal dalam eksplorasi migas dengan menggunakan metode geofisika yang memanfaatkan penjalaran gelombang melalui sumber seismik buatan di bawah permukaan dan *receiver* sebagai alat perekamnya. Hasilnya berupa penampang seismik sebagai bahan untuk interpretasi data seismik yang menggambarkan lapisan batuan di bawah permukaan untuk mengetahui letak keberadaan dari reservoir hidrokarbon sebagai tempat sumber terakumulasinya cadangan minyak dan gas bumi.

Data bawah permukaan yang lengkap dalam proses analisis dan interpretasi kondisi geologi yang ada di bawah permukaan pada lapangan hidrokarbon merupakan hal yang sangat mendukung dalam eksplorasi hidrokarbon seperti kelengkapan dari data sumur dan data seismik. Untuk mengintegrasikan antara data sumur serta data seismik dapat digunakan beberapa metode, antara lain, yaitu dengan metode seismik inversi yang merupakan metode yang dapat digunakan analisis sifat fisis reservoir dengan membuat model geologi di bawah permukaan bumi yang telah terekam oleh *receiver* dengan menggunakan data seismik sebagai *input* datanya dan dikontrol oleh data sumur serta multiatribut seismik yang memanfaatkan lebih dari satu atribut seismik.

Salah satu parameter fisis yang sering digunakan dalam metode inversi adalah impedansi akustik (*Acoustic Impedance / AI*). AI merupakan fungsi perkalian dari kecepatan gelombang (P) dan densitas yang

dapat membantu dalam menginterpretasikan parameter - parameter dalam petrofisika. Sedangkan, multiatribut didasarkan oleh proses ekstraksi dari beberapa jenis atribut dari data seismik yang terkorelasi cukup baik dengan data sumur, kemudian data tersebut digunakan untuk memprediksi data sumur pada setiap lokasi di volume seismik.

Target reservoir pada lapangan -MNF" adalah batupasir. Metode inversi AI digunakan untuk memberikan informasi geologi bawah permukaan yang lebih detail dibandingkan dengan seismik konvensional, karena pada umumnya seismik konvensional amplitudo hanya akan memberikan gambaran batas lapisan. Sedangkan metode multiatribut ini digunakan untuk melihat persebaran reservoir batupasir pada lapangan tersebut. Kemudian dari kedua metode ini dibandingkan dalam menganalisis sifat fisis reservoir batupasir pada lapangan -MNF".

Tujuan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui karakter impedansi akustik dari reservoir hidrokarbon batupasir.
2. Menentukan daerah berpotensi hidrokarbon berdasarkan analisis inversi dan multiatribut seismik.
3. Membandingkan porositas dan densitas hasil inversi impedansi akustik dengan hasil analisis multiatribut.

TINJAUAN PUSTAKA

Penelitian di Cekungan Bonaparte pada lapangan -MNF" yang termasuk kedalam Graben Calder yang termasuk bagian dari batas pasif Lempeng Australia sebelah utara. Cekungan Bonaparte tersusun saat umur Mesozoik dan Paleozoik dan beberapa area paparan dari beberapa sub-cekungan. Secara umum pembentukan

cekungan dikontrol oleh dua fase penting, yaitu ekstensi pada Paleozoik yang diikuti oleh kompresi pada umur Trias kemudian kembali mengalami fase ekstensi pada Mesozoik puncaknya ketika pecahnya daratan Gondwana di umur Jurassic Tengah.

Cekungan Bonaparte merupakan daerah yang sangat kompleks, terdiri dari struktur Paleozoik hingga Mesozoik terdiri dari dua fase ekstensi pada umur Paleozoik :

- a. Tren dari Northwest hingga pada umur Late Devonian-Early Carboniferous pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Petrel).
- b. Tren Northeast dari umur Late Carboniferous-Early Permian pada sistem pengangkatan (Proto Malita Graben dan Cekungan Sub Proto Vulcam).
- c. Regional Late Triassic North-South kompresi. Terjadi struktur antiklin, inversi, pengangkatan (*Uplift*), dan erosi.
- d. Pada umur akhir Jurassic, Ekstensi berhubungan dengan Tren Northeast (Cekungan Sub Vulcam, Calder Graben dan Malita) dan Tren Southeast Graben (Cekungan Sahul Sinklin).
- e. Umur Late Miocene sampai Pliocene, terjadi penurunan konvergen lempengan Australia dan Eurasia pada Palung Timor sehingga patahan aktif kembali dan meluas (Barret, dkk., 2004).

TEORI DASAR

A. Seismik Inversi

Secara umum yang spesifik tentang seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik atau cara membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Dari hal tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan ke depan (*forward modelling*) yang memiliki hubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Inversi

seismik juga mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisannya. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (*AI*) yang dapat dihubungkan dengan porositas batuan. Karena *AI* merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan, maka secara logika semakin besar *AI*, semakin rendah porositasnya. Selanjutnya, hasil *AI* dapat digunakan sebagai interpretasi pola penyebaran litologi dengan penggabungan parameter *AI*, densitas dan *P-Wave* termasuk dalam penyebaran distribusi *sandstone* pada area inversi.

Metode seismik inversi *AI* terbagi ke dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini yang akan digunakan yaitu inversi *poststack* dan yang digunakan adalah Inversi *model based*. Pada metode inversi *model based* ini, dengan langkah awal yaitu membuat model bumi, kemudian dari hasil model tersebut dibandingkan dengan data seismik dan diperbaharui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik.

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode menginversi model geologinya, tidak menginversi langsung dari seismik. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu. Ilustrasi inversi seismik ditunjukkan pada Gambar 3.

B. Seismik Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Dalam analisa multiatribut dicari hubungan antara

log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik. Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variable pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran.

Analisis multiatribut pada penelitian ini untuk menganalisis sifat fisis pada reservoir menggunakan metode yang kedua. Proses yang dilakukan yaitu melibatkan pembuatan dari volume *pseudo* log atau log semu yang nantinya digunakan dalam memetakan penyebaran batupasir. Seperti dari kasus yang paling umum, yaitu mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi multiatribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, secara matematis ditulis sebagai:

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (1)$$

Dimana: P adalah properti dari log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z dan F = fungsi hubungan antara atribut seismik dan properti log. A_i = atribut m, dimana $i = 1, \dots, m$.

Dan untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = W_0 + W_1 A_1 + \dots + W_m A_m \quad (2)$$

dengan W_i = nilai bobot dari $m+1$, dimana $i = 0, \dots, m$

(1) Crossplot Atribut Tunggal

Untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah dengan

melakukan *cros-plot* di antara kedua data tersebut.

Hubungan linier antara log target dan atribut dapat ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan :

$$y = a + bx \quad (3)$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalkan *mean-square prediction error* :

$$-\sum \quad (4)$$

Dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*. Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memberikan prediksi untuk atribut target. Lalu dihitung kovariansi yang didefinisikan dalam persamaan :

$$\text{---} \quad (5)$$

Apabila dinyatakan dalam bentuk matriks maka persamaannya akan menjadi :

Dimana :

$$-\sum \quad -\sum \quad -\sum \quad -\sum \quad -\sum \quad (6)$$

(2) Regresi Linier Multiatribut

Tujuan dalam metode ini adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Pada kenyataannya, dalam menganalisis data atribut seismik adalah bukan data seismik itu sendiri.

Menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi yang merupakan alasan kenapa melakukan hal tersebut. Dalam pengembangan (*extension*) analisis linier konvensional terhadap *multiple* atribut (*regresi linier multivariat*) dilakukan secara langsung.

Pada tiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier :

$$L(t) = W_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (7)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalkan *mean-squared prediction error* :

$$-\sum$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_1 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum A & \sum A & \sum A & \sum Li \\ \sum A & \sum A & \sum A & \sum A \\ \sum A & \sum A & \sum A & \sum A \\ \sum A & \sum A & \sum A & \sum A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum Li \\ \sum A \\ \sum A \\ \sum A \end{bmatrix}$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti koefisien korelasi, dimana sekarang koordinat *x* merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat *y* merupakan nilai real dari data log.

(3) Metode Step-wise Regression

Metode ini adalah cara untuk memilih atribut-atribut yang paling baik digunakan untuk memprediksikan log target, jadi dilakukan sebuah proses yang dinamakan dengan *step-wise regression*:

1. Dilakukan *trial and error* untuk mencari atribut tunggal pertama yang paling baik. Setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung *error* prediksinya. Apabila

memberikan hasil *error* prediksi terendah merupakan atribut yang paling baik. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-A.

2. Dilakukan asumsi anggota pasangan yang pertama adalah atribut-A untuk mencari pasangan atribut yang paling baik. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan *error* paling rendah. Atribut ini selanjutnya akan disebut atribut-B.
3. Dicari tiga buah atribut yang berpasangan paling baik, dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama atribut-A dan atribut-B. Tiga buah atribut yang paling baik adalah yang memberikan prediksi *error* paling rendah.

Prediksi ini berlangsung terus sebanyak yang diinginkan. Prediksi *error*, E_n , untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan E_{n-1} untuk $n-1$ atribut, tidak peduli atribut mana yang digunakan.

(4) Validasi

Data *training* terdiri dari sampel *training* dari semua sumur, kecuali beberapa sumur yang disembunyikan, data validasi terdiri dari sampel dari data sumur yang disembunyikan. Pada proses *Cross Validasi* proses analisis diulang beberapa kali untuk semua sumur. Validasi *error* total merupakan rata-rata *rms error* individual.

$$-\sum$$

E_v : validasi *error* total

E_{vi} : validasi *error* untuk sumur i

N : jumlah sumur

METODOLOGI PENELITIAN

A. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilaksanakan di Lemigas, Eksplorasi 3 Jakarta Selatan dengan waktu pelaksanaan periode Januari 2018 sampai

dengan Februari 2018. Lalu dilanjutkan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung s/d Ujian Komprehensif.

B. Metode Penelitian

Data Penelitian :

1. Data 3D Seismik Post Stack Migration
2. Data Sumur (Log). LAS dan Marker Pengolahan Data :

 1. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika
 2. Analisis Analisis Tuning Thickness
 3. Interpretasi Fault dan Interpretasi Horizon
 4. Time Structure dan Depth Structure Map
 5. Analisis Sensitifitas
 6. Model Initial
 7. Inversi Model Based
 8. Analisis Multiatribut

HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Pengolahan Data Sumur dan Analisis Petrofisika

Pengolahan data sumur dilakukan untuk interpretasi kualitatif dan kuantitatif dari properti petrofisika dari zona reservoir penelitian yang memiliki prospek hidrokarbon. Dilakukan pada semua data Sumur yaitu NN-1, NN-2, NN-3 dan NN-4. Interpretasi kualitatif dilakukan secara *quicklook* untuk menginterpretasikan zona *porous permeable, impermeable*, ketebalan dan batas suatu lapisan, jenis litologi, serta fluida pengisi formasi sumur yang dapat diamati. Sedangkan, interpretasi kuantitatif dilakukan perhitungan parameter petrofisika berupa kandungan volume *shale/clay* dengan formula log *Gamma Ray*, porositas efektif serta saturasi air (SW) berdasarkan data *log* dengan Formula Indonesia.

Hasil dari analisis petrofisika ini diketahui pada Sumur NN-1, NN-3, NN-4 merupakan sumur yang prospek diketahui bahwa hidrokarbon pengisi reservoir

lapangan penelitian yaitu berupa gas. Dengan nilai *Gamma Ray* dibawah 60 API, terdapat cross section antara NPHI dan RHOB serta nilai LLD dan LLS lebih dari 200 Ohm. Dan nilai *Vshale* yang didapat sebesar 5-15 % dan SW sebesar 10-30%. Sedangkan pada sumur NN-2 zona Reservoir tidak dapat diinterpretasi dengan baik yang diduga terletak pada kedalaman 4551,3 ft – 4820 ft dengan diketahui nilai *Gamma Ray* dibawah 60 API, dan dapat dilihat tidak terdapat cross section antara nilai NPHI dan RHOB. Nilai LLD pada sumur tersebut relatif rendah. Dari interpretasi dapat disimpulkan pada Sumur NN-2 merupakan sumur yang tidak produktif.

B. Analisis Tuning Thickness

Dari hasil perhitungan *tuning thickness* diketahui ketebalan dari lapisan *reservoir* pada lapangan –MNF” dari Sumur NN-1, NN-2, NN-3 dan NN-4 lebih besar dari $\frac{1}{4} \lambda$ (*tuning thickness*), maka lapisan *reservoir* tersebut dapat teridentifikasi dan beresolusi baik atau dalam arti bahwa data sesimik dapat menggambarkan zona *reservoir* dengan baik.

Tabel 1. Analisis Tuning Thickness

No	Sumur	v (ft/λ)	f (Hz)	λ (m)	Tebal Reservoir (m)	$\frac{1}{4} \lambda$
1	NN-1	9402,33	16	179	97,5	44,75
2	NN-2	10868,54	16	207	81,9	51,75
3	NN-3	13747,21	16	261	85,3	65,25
4	NN-4	15487,80	16	295	97,5	73,75

C. Interpretasi Fault

Interpretasi patahan dilakukan pada inline dari data seismik. Patahan-patahan yang terjadi pada daerah penelitian ini berorientasi ke arah Timur Laut-Barat Daya (NE-WS). Patahan-patahan yang dapat diinterpretasi sesuai dengan geologi regional

dari Cekungan Bonaparte. Patahan-patahan yang berorientasi ke arah NE-SW terdapat pada Formasi Plover dimana pembentukannya terjadi pada periode ektensi pada Miosen Awal. Terdapat beberapa struktur patahan yang dapat diinterpretasikan sebagai patahan normal (*Normal fault*) dengan arah relatif timur laut terdapat pada daerah penelitian. Patahan-patahan tersebut merupakan pengontrol dari jebakan hidrokarbon pada *reservoir* pada lapangan "MNF", yang mana pada lapangan penelitian ini sistem *trap* atau jebakannya adalah *structure trap*.

D. Time Structure dan Depth Structure Map

Dari hasil interpretasi fault dan horizon maka akan mendapatkan *time structure map*. Kemudian dikonversi menjadi *depth structure map*. Hasil *Depth structure* menunjukkan bahwa daerah jebakan hidrokarbon Lapangan penelitian berada pada daerah yang lebih tinggi yang berupa *closure*. Hal ini dapat disimpulkan bahwa di daerah penelitian ini terdapat struktur antiklin yang berasosiasi dengan sesar naik. Struktur antiklin ini dapat terjadi karena adanya gaya kompresi saat berlangsungnya pembentukan Cekungan ini. Dimana hidrokarbon pada daerah penelitian terjebak dalam struktur ini. Sehingga dapat dikatakan bahwa jebakan hidrokarbon di daerah ini merupakan *structure trap*.

E. Analisis Sensitivitas

Dapat ditunjukkan dari hasil crossplot bahwa nilai sebaran impedansi akustik yang rendah berasosiasi dengan nilai porositas tinggi. Hasil analisis crossplot tersebut dapat dipisahkan menjadi tiga zona yaitu zona batu pasir (*sandstone*) yang ditandai dengan warna merah dan hijau serta *shale* yang ditandai dengan warna *cream*. Dari crossplot ini didapatkan batasan atau *cut-off* impedansi akustik untuk batupasir yang terisi hidrokarbon berupa gas yaitu 27.000 ft/s*g/cc dengan nilai *gamma ray* yang

rendah dan porositas yang cukup rendah dibandingkan dengan shale karena litologi pada reservoir lapangan penelitian ini, yaitu *thight sands*. Dari analisis sensitivitas ini, dapat juga membuktikan bahwa pada Sumur NN-2 tidak mengandung gas. Seperti pada Gambar 2 dan 3.

F. Analisis Inversi AI

Hasil penampang inversi menunjukkan hasil yang cukup baik dengan range nilai impedansi akustik hasil hitungan pada sumur yang memiliki kecocokan dengan nilai impedansi akustik pada data seismik. Dapat dilihat dari hasil proses inversi lapisan reservoir terlihat dengan nilai impedansi akustik antara 12.000 ft/s*g/cc – 27.000 ft/s*g/cc dari data seismik yang ditandai dengan warna hijau hingga warna merah kecoklatan dan juga pada data sumur yang memperlihatkan kecocokan warna Impedansi Akustik. Dari hasil penampang inversi AI ini juga dilakukan slice untuk mengetahui persebaran impedansi akustik secara lateral seperti Gambar 13.

Terlihat pada peta persebaran impedansi akustik yang cukup tinggi antara 12.000 ft/s*g/cc – 27.000 ft/s*g/cc. Namun reservoir yang prospek atau produktif memiliki nilai impedansi akustik sebesar 12.000 ft/s*g/cc – 19.000 ft/s*g/cc, dalam hal ini terlihat pada Gambar 13 bahwa Sumur NN-1, NN-2, dan NN-4 memiliki nilai impedansi akustik dibawah 19.000 ft/s*g/cc sedangkan pada Sumur NN-2 hingga utara lapangan penelitian memiliki nilai impedansi yang cukup tinggi diatas 19.000 ft/s*g/cc. Berdasarkan interpretasi data log juga diketahui pada Sumur NN-2 yang memiliki nilai impedansi akustik sebesar 26.000 ft/s*g/cc merupakan zona yang tidak prospek atau produktif.

Nilai impedansi akustik batuan merupakan sifat fisik dari lapisan batuan, sehingga dapat dengan mudah dikonversi secara langsung menjadi sifat fisik batuan, seperti densitas dan porositas batuan.

Sehingga didapatkan peta sebaran densitas serta kecepatan seperti pada Gambar 14.

Pada peta persebaran kecepatan dan densitas memiliki trend atau pola yang sama. Daerah pada sumur NN-1, NN-3, dan NN-4 sampai bagian Tenggara dari lapangan penelitian memiliki kecepatan dan densitas yang rendah dibandingkan dengan daerah Utara dan Barat Laut daerah penelitian. Densitas batupasir pada bagian Tengah dan Tenggara (dekat sumur) yaitu sebesar 2,1-2,3 gr/cc.

Dari hasil persebaran kecepatan dan densitas, dilakukan persebaran porositas dengan hubungan antara densitas dengan porositas efektif hasil interpretasi kuantitatif pada data log. Hubungan antara densitas dan porositas efektif akan menghasilkan persamaan seperti pada Gambar 4 grafik hubungan antara densitas dan porositas.

Dari persamaan tersebut, maka dilakukan pembuata peta persebaran porositas dengan parameter X adalah peta densitas hasil penurunan dari peta persebaran Impedansi Akustik, untuk Y adalah *output* yaitu persebaran peta porositas. Dari peta distribusi porositas Gambar.64 diketahui pada sumur NN-1, NN-3, dan NN-4 berada pada porositas dengan nilai antara 21% sampai dengan 25% .

G. Analisis Multiatribut

Untuk menganalisis dari sifat fisis *reservoir* batu pasir dalam penelitian ini juga dilakukan analisis multiatribut, yaitu dengan menggabungkan beberapa atribut seismik yang memiliki korelasi yang baik terhadap data log target dan mendekati kondisi sebenarnya. Pada analisis multiatribut dibuat 3 macam prediksi diantaranya, volume *gamma ray*, porositas (untuk dibandingkan dengan distribusi porositas) dan densitas. Analisis multiatribut menggunakan metode regresi linear dengan teknik *step wise regression* yaitu mencari

atribut-atribut dengan nilai *validation error* terkecil.

Dari hasil proses multiatribut diatas dihasilkan pseudo *gamma ray*, pseudo densitas serta pseudo porositas seperti gambar dibawah. Kemudian pseudo tersebut dilakukan slice dengan window 10 ms dibawah Top-Res untuk menghasilkan peta persebaran *gamma ray* pada lapangan penelitian.

Dari hasil penampang dan slice dari volume pseudo hingga menjadi peta *gamma ray*, densitas dan porositas menunjukkan hasil yang cukup seragam atau memiliki trend sebaran yang relatif sama. Pada hasil *slice volume pseudo Gamma Ray* menunjukkan bahwa pada lapangan penelitian reservoir batupasir memiliki sebaran dengan nilai yang rendah dan menunjukkan lapisan tersebut merupakan lapisan yang *permeable* dengan range 5 – 75 API dan pada *slice volume pseudo* densitas pada daerah bagian Tengah atau daerah sekitar Sumur NN-1, NN-3, NN-4 memiliki nilai desitas sebesar 2,1 – 2,3 gr/cc sedangkan bagian Utara hingga Barat Laut memiliki desitas yang lebih tinggi yaitu 2,4 – 2,6 gr/cc serta pada *slice volume pseudo* porositas pada daerah bagian Tengah atau daerah sekitar Sumur NN-1, NN-3, NN-4 memiliki nilai porositas yang cukup baik yaitu sebesar 18-23% dan bagian Utara hingga Barat Laut memiliki porositas yang lebih rendah yaitu 6-13%.

Dari hasil interpretasi pembahasan diatas dari kedua metode tersebut baik metode Inversi Impedansi Akustik dan Multiatribut Seismik memiliki pola sebaran atau trend yang sama. Pada bagian Tengah dan bagian Tenggara merupakan daerah yang prospek hidrokarbon dengan nilai Impedansi Akustik yang cukup rendah, nilai densitas yang rendah dari hasil multiatribut maupun inversi sebesar 2,1-2,3 gr/cc, serta porositas yang baik yang dihasilkan dari turunan impedansi akustik maupun multiatribut hanya saja pada multiatribut nilai porositas

sedikit lebih rendah, namun masih dalam range yang sama sebesar 18% hingga 23% yang menurut (Koesomadinata,1978) merupakan porositas yang baik sampai sangat baik.

H. Analisis Persebaran Saturasi Air (SW)

Untuk menentukan daerah berpotensi hidrokarbon dalam penelitian ini, penulis melakukan analisis saturasi air dari hasil interpretasi kuantitatif dari analisis data log pada sumur penelitian. Kemudian disebarakan dalam bentuk peta persebaran Saturasi air dengan acuan dari persamaan linear Buckles. Saturasi air yang dihasilkan pada reservoir batupasir lapangan penelitian yaitu berkisar 10-20% seperti pada Gambar 21 yang dapat mengindikasikan hidrokarbon pengisi reservoir tersebut didominasi oleh fluida gas. Namun daerah prospek yang ditandai oleh lingkaran merah memiliki nilai saturasi air sebesar 10 hingga 13 %.

KESIMPULAN

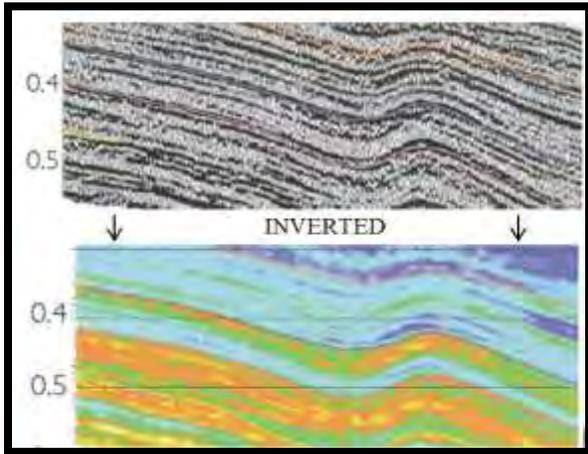
Kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil analisis *crossplot* data sumur untuk analisis sensitiv *sand-shale* dan analisis inversi pada batupasir yang terisi hidrokarbon diperoleh nilai impedansi akustik antara 12.000 ft/s*g/cc – 27.000 ft/s*g/cc.
2. Properti reservoir dari hasil multiatribut dan inversi impedansi akustik memiliki kesamaan pola atau *trend* dengan diketahui nilai *gamma ray* dengan *range* 5-70 API, *densitas* dengan *range* 2,1-2,3 gr/cc dan porositas dengan *range* 18-23% .
3. Pada bagian Tengah sekitar Sumur NN-1, NN-3, dan NN4 serta bagian Tenggara daerah penelitian merupakan daerah prospek yang memiliki batupasir dengan densitas dan porositas yang

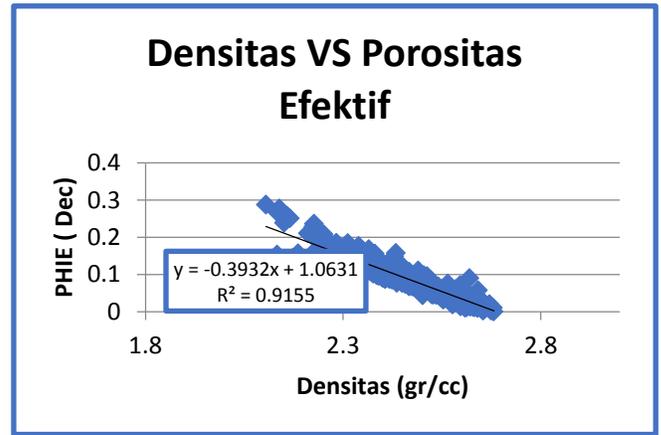
cukup baik dengan Saturasi Air (SW) sebesar 10 hingga 13%.

DAFTAR PUSTAKA

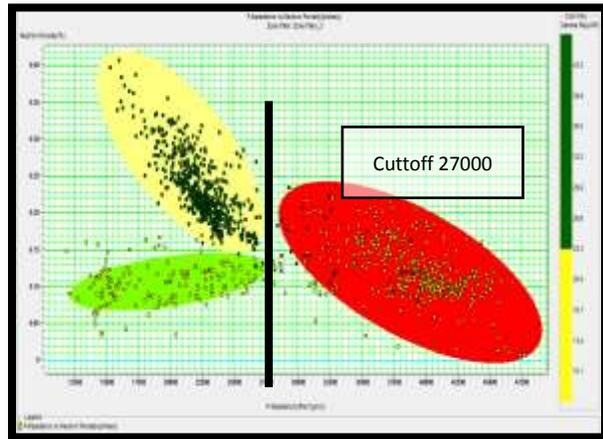
- Barrett, A. G., Hinde, A.L. dan Kennard, J.M., 2004, *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Cadman, S.J., 2003. *Bonaparte Basin, NT, WA, AC & JPDA*, Australian Petroleum Accumulations Report 5, 2nd Edition, Geoscience Australia, Canberra.
- Koesoemadinata. R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi. Jilid I Edisi kedua*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Mory, A.J., 1988—*Regional geology of the offshore Bonaparte Basin*. In: Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (eds), *The North West Shelf Australia*, Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium, Perth, 1988, 287–309.
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 1997. *Multi-attribute Seismic Analysis, The Leading Edge*, Vol. 16.
- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press: UK.
- Sukmono. S. 2002. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Departement of Geophysical Engineering, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.



Gambar 1. Inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi AI (Simm dan Bacon, 2014)



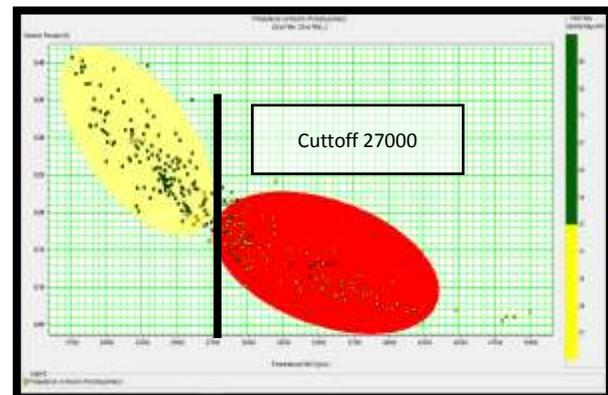
Gambar 4. Grafik Densitas VS PHIE



Gambar 2. Analisis Sensitivitas Sumur NN-1

Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1. Gamma Ray	Integrated Absolute Amplitude	13.552384	16.219532
2. Gamma Ray	Derivative Instantaneous Amplitude	12.003606	14.532974
3. Gamma Ray	Second Derivative	12.402848	16.412222
4. Gamma Ray	Instantaneous Phase	11.371368	17.355516
5. Gamma Ray	Apparent Polarity	10.297426	32.285584
6. Gamma Ray	Average Frequency	9.542096	22.699730
7. Gamma Ray	Risk Seismic	9.988122	41.134466
8. Gamma Ray	Amplitude Weighted Frequency	8.154536	47.318232

Gambar 5. Multiatribut Pseudo Volume Gamma Ray



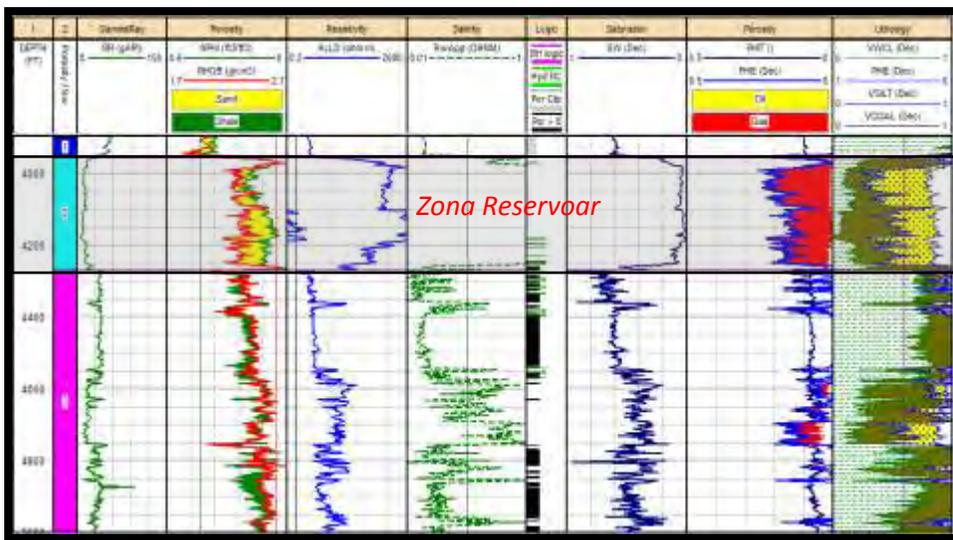
Gambar 3. Analisis Sensitivitas Sumur NN-2

Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1. (Density)^2	Derivative	0.088622	0.082453
2. (Density)^2	Apparent Polarity(Inversi)	0.044404	0.081216
3. (Density)^2	Integrated Absolute Amplitude	0.080227	0.091128
4. (Density)^2	Amplitude Envelope(Inversi)	0.077446	0.082114
5. (Density)^2	Coarse Instantaneous Phase	0.074591	0.100253
6. (Density)^2	Amplitude Weighted Phase(Inversi)	0.072546	0.103029
7. (Density)^2	(Inversi)^2	0.070291	0.145386
8. (Density)^2	Amplitude Weighted Frequency	0.069526	0.108136

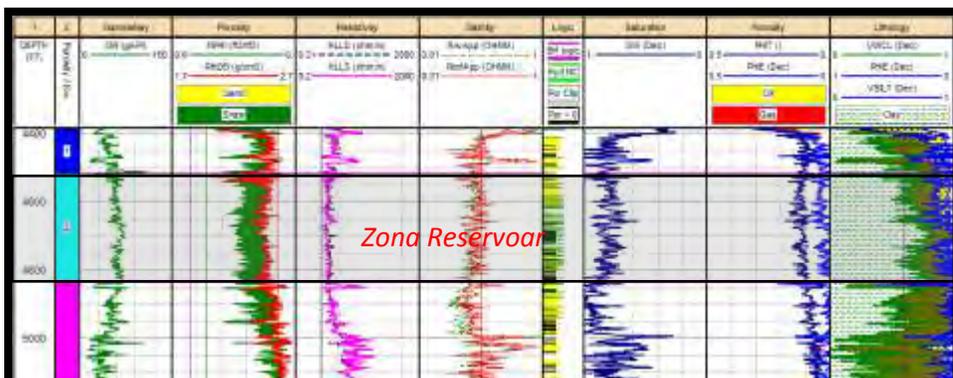
Gambar 6. Multiatribut Pseudo Densitas

Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1. Porositas	Instantaneous Frequency/External Atribut	0.036703	0.033346
2. Porositas	Apparent Polarity/External Atribut	0.034687	0.037389
3. Porositas	Second Derivative Instantaneous Amplitude/External Atribut	0.031491	0.036902
4. Porositas	Second Derivative/External Atribut	0.029564	0.032997
5. Porositas	(External Atribut)^2	0.027573	0.033544
6. Porositas	Instantaneous Frequency	0.026157	0.027406
7. Porositas	Coarse Instantaneous Phase/External Atribut	0.024285	0.025428
8. Porositas	Amplitude Weighted Frequency/External Atribut	0.022977	0.027301

Gambar 7. Multiatribut Pseudo Porositas



Gambar 8. Quick Look Analisis Reservoir Sumur NN-1



IL 1273 1273 1273 1273 1273 1273 1273 1273 1273 1273 1273 1273
 XL 1655 1602 1549 1495 1442 1389 1336 1282 1229 1176 1122 1069 1016

