

## **KARAKTERISTIK RESERVOAR BERDASARKAN IMPEDANSI AKUSTIK DAN ANALISA PETROFISIKA PADA LAPANGAN “IAD” CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

**Isnani Agriandita<sup>1</sup>, Sismanto<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Akademi Minyak dan Gas Balongan, Indramayu <sup>2</sup>Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta

Email : isnaniee@gmail.com

### **Abstrak**

*Kebutuhan peningkatan efisiensi eksplorasi minyak bumi menuntut para peneliti untuk menemukan metode yang lebih mutakhir. Oleh karena itu penelitian ini mengintegrasikan beberapa cara untuk mendapatkan metode yang lebih efisien. Inversi impedansi akustik (AI) berdasarkan model awal dan petrofisik digunakan untuk karakterisasi reservoir. Sedangkan petrofisika digunakan untuk analisa sifat formasi pada lapangan “IAD” cekungan Sumatera Selatan dengan formasi Baturaja Ekuivalen (BRF EQV) dan Upper Basement (TBT) sebagai batasan area penelitian. Metode petrofisika yang dilakukan yaitu dengan analisa data sumur (cross-section dan crossplot) dan perhitungan porositas serta permeabilitas. Hasil inversi impedansi akustik (AI) dan perhitungan petrofisika yang telah diintegrasikan, menunjukkan karakterisasi reservoir area penelitian berupa batu gamping terumbu dengan arah sebaran Tenggara – Barat Laut, nilai AI sekitar (9800 – 12600) (gr/cc)(m/s)), porositas 16% - 27%, dan permeabilitas sekitar (0,5 – 7) mD. Dari hasil tersebut dapat diprediksi bahwa sumur pengeboran baru dapat dilakukan di area yang terletak pada domain waktu 1810,40 ms dalam peta struktur waktu suatu wilayah target.*

**Kata Kunci:** Inversi impedansi akustik, Petrofisika, Porositas, Permeabilitas

### **Pendahuluan**

Krisis penurunan harga minyak bumi yang mencapai USD 39,59 berbuah buruk bagi beberapa perusahaan minyak dan gas bumi. Guna meminimalisir kerugian, beberapa perusahaan memilih untuk melakukan efisiensi secara besar-besaran. Adapun salah satu bentuk efisiensi yang dimaksud adalah pemecatan ratusan, atau bahkan ribuan karyawan, guna mengurangi angka kerugian. Menurut data yang penulis sadur dari liputan6.com, per Januari 2016, terjadi pemecatan tenaga kerja hingga 250.000 karyawan yang terjadi pada beberapa perusahaan minyak dan gas bumi, baik lokal maupun asing. Pemecatan karyawan sendiri dilatar belakangi oleh keinginan perusahaan untuk menekan *cost production* dan meningkatkan keuntungan

setinggi mungkin. Jika hal ini terus dilakukan, terlebih dalam kondisi yang masif, tidak menutup kemungkinan banyak pekerja yang akan kehilangan pekerjaannya. Dan jika hal itu terjadi maka pengangguran di Indonesia mengalami peningkatan yang mungkin tinggi.

Penanggulangan masalah tersebut dapat diatasi dengan mencari beberapa metode yang tepat guna dan efisien. Oleh karena itu perlu dilakukan integrasi antara beberapa metode yang telah ada agar bisa mendapatkan hasil maksimal dengan menekan *cost production*.

### **Metode Penelitian**

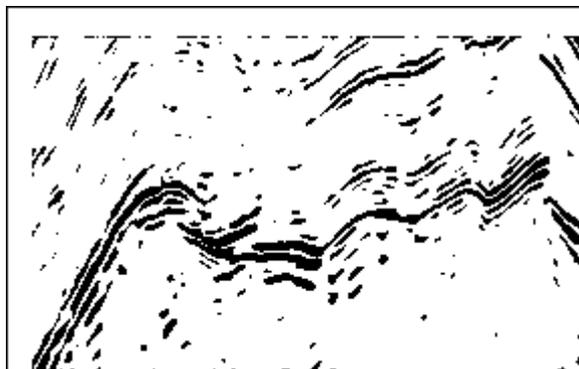
Pada penelitian ini digunakan dua tahap, yakni tahap pengkondisian dan tahap pengolahan data. Tahap pengkondisian data dilakukan pada data pst stak 3D dan data log sumur untuk menghilangkan noise (Gambar 1 dan 2).

**Gambar 1**  
**Data Seismik 3D Sebelum Pengkondisian**



*Sumber: Data Primer*

**Gambar 2**  
**Data Seismik 3D Sesudah Pengkondisian**



*Sumber: Data Primer*

Setelah noise pada kedua data telah direduksi, maka dilakukan pengolahan data. Tahap awal pengolahan data terbagi ke dalam dua tahapan, yakni pembuatan seismogram sintetik dan penampakan kurvatur. Seismogram sintetik dibuat dengan mengkonvolusikan wavelet dengan koefisien refleksi yang didapatkan dari perkalian antara log densitas sumur dengan log sonik sumur pada masing-masing lapisan. Ekstraksi *wavelet* dilakukan secara statis yaitu dengan mengekstrak data *wavelet* dari data seismik pada daerah target (1600 – 2300 m). Setelah didapatkan *wavelet* dengan frekuensi yang hampir sama dengan penampang seismik daerah target – domain frekuensi sebesar 25 HZ – dilakukan pembuatan seismogram sintetik yang didapat dari konvolusi antara wavelet dengan koefisien refleksi (*KR*). Log sonik yang digunakan adalah log sonik yang telah dilakukan koreksi dengan data *checkshot*. Setelah seismogram sintetik didapatkan dilakukan proses pengikatan data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik yang berdomain waktu (*well seismic tie*). Proses pengikatan sumur ini dilakukan dengan dua cara yaitu *shifting* dan *stretching* yang tidak melampaui 10 ms. Penampang seismik yang sudah dilakukan *well seismic tie* dilakukan interpretasi sesar dan horizon pada daerah target dengan *picking horizon* (Gambar 3).

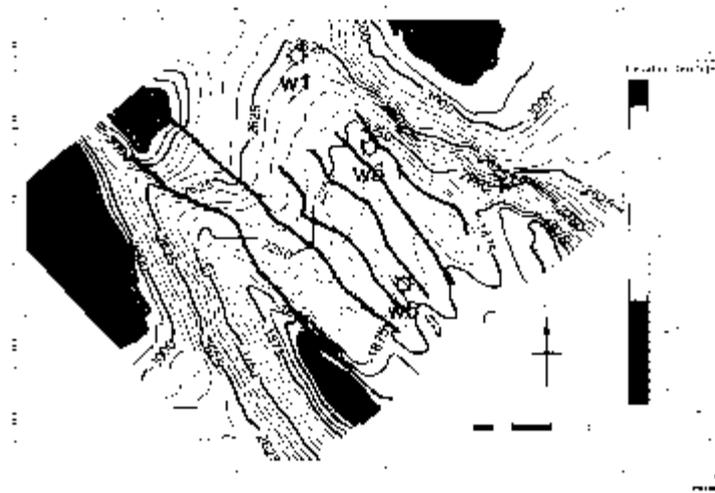
**Gambar 3**  
**Interpretasi horizon daerah target (BRF EQV dan TBT)**  
**pada sumur W-I, W-a, dan W-D**



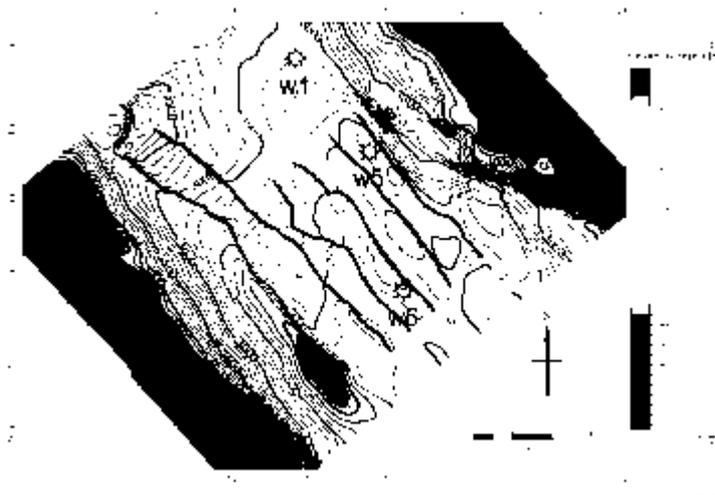
Hasil dari interpretasi tersebut kemudian digunakan untuk pembuatan peta struktur kedalaman formasi Baturaja Ekuivalen (BRF EQV) dan *Upper Basement* (TBT) (Gambar 4 dan 5) dan pemodelan sesar yang akan dianalisa sifat sesarnya menggunakan perhitungan SGR. Selain itu peneliti juga melakukan inversi impedensi akustik yang diwujudkan dengan membuat model impedensi akustik yang didapat dari perkalian log densitas dan log sonik dari masing-masing sumur. *Model*

*based* yang telah dibangkitkan kemudian dianalisa untuk melihat keakuratan model dengan data sumur yang ada. *Model based* digunakan di dalam penelitian ini dikarenakan inverse model ini memiliki rata-rata korelasi dengan error terkecil. Parameter *input* yang digunakan adalah *range* inversion pada *time windows* dua formasi (BRF EQV dan TBT) dengan melebihkan *time windows* di atas top formasi (BRF EQV) -30 ms dan di bawah formasi (TBT) +30 ms. Hasil yang didapatkan dari proses inversi impedansi akustik adalah berupa penampang inversi impedansi akustik dan peta sebaran impedansi akustik hasil inversi pada dua formasi (BRF EQV dan TBT).

**Gambar 4**  
**Peta Struktur Kedalaman formasi Baturaja Ekvale (BRF EQV)**



**Gambar 5**  
**Peta Struktur Kedalam Formasi *Upper Basement***



Data sumur sendiri adalah data yang diambil dari pengukuran fisis yang ada di bawah permukaan bumi yang dilakukan dengan cara perekaman data pada dimensi kedalaman. Pengolahan data yang dilakukan, digunakan beberapa jenis data log, seperti; Log Gamma Ray, Log Porositas, Log Densitas, Log Neutron, Log Sonik, dan Log resistivitas. Pada penerapannya, tiap-tiap log ini memiliki fungsi yang bermacam-macam, seperti log Gamma Ray yang memiliki fungsi untuk mengukur radiasi sinar gamma di lubang bor dari beberapa formasi, log porositas berfungsi untuk mengetahui karakteristik pori batuan, log densitas mengukur densitas bulk dari suatu formasi. Pada pelaksanaannya, log densitas dapat digunakan untuk menentukan porositas suatu batuan. Adapun rumus yang dimaksud adalah:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (1)$$

Dengan  $\rho_b$  adalah densitas bulk,  $\rho_{ma}$  merupakan densitas matriks, dan  $\rho_f$  merupakan densitas fluida (Asquith dkk, 2004).

Di samping log Gamma Ray, Resistivitas, dan Densitas, peneliti juga merangkum beberapa pengertian log lain, seperti log Neutron yang digunakan untuk menentukan suatu indeks hidrogen di dalam suatu formasi (Sroor, 2010), Log Sonik yang digunakan untuk mengukur *interval transite time* dari gelombang P yang menjulur di dalam medium. Sama halnya dengan Log Densitas, Log Sonik pun memiliki rumus yang digunakan untuk mendapatkan porositas suatu formasi. Adapun rumus yang dimaksud adalah:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_p - \Delta t_{ma}}, \quad (2)$$

Dengan  $\phi_s$  adalah porositas sonik,  $\Delta t$  adalah *transit time* di dalam formasi,  $\Delta t_{ma}$  adalah *transit time* yang melalui matriks batuan, dan  $\Delta t_p$  adalah *transit time* dari ruang pori yang berisi fluida (Asquith dkk, 2004).

Log Resistivitas digunakan untuk mengetahui kuat tidaknya suatu material dalam menghentikan arus listrik. Adapun untuk mengukur Log Resistivitas dari sebuah material, peneliti menggunakan rumus yang didasari hukum Ohm seperti berikut:

$$R = \frac{V}{I}, \quad (3)$$

$R$  sendiri adalah resistivitas,  $V$  adalah Tegangan, dan  $I$  adalah arus listrik yang mengalir.

Pada penerapannya, porositas sendiri diklasifikasikan ke dalam klasifikasi yang ada pada tabel berikut:

**Tabel 1**  
**Klasifikasi Porositas**

Porositas (%)	Pemerian
0 – 5	Dapat diabaikan (neiglible)
5 – 10	Buruk (poor)
10 – 15	Cukup (fair)
15 – 20	Baik (good)
20 – 25	Sangat Baik (very good)
> 25	Istimewa (excellent)

Sumber: Koesoemadinata, 1980

Menurut log sumur, porositas sendiri terbagi lagi ke dalam 3 jenis, yakni porositas densitas, porositas sonik, dan porositas neutron. Jenis porositas tersebut kemudian dapat dihitung dengan persamaan yang berorientasi pada rumus log densitas dan log sonik. Dengan  $\rho$  matrik *sandstone* = 2,64 gr/cc, *limestone* = 2,71 gr/cc, dan  $\rho$  fluida = 1 gr/cc pada persamaan (1).  $\Delta t$  matrik *sandstone* = 55,5  $\mu$ sec/ft, *limestone* = 47,6  $\mu$ sec/ft., dan  $\Delta t$  fluid = 189  $\mu$ sec/ft pada persamaan (2). Di samping hal-hal yang disampaikan di atas, peneliti juga memperhatikan permeabilitas atau kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Batuan dengan permeabilitas yang baik umumnya adalah batuan dengan porositas yang saling terhubung.

Pada tahap lanjut, guna memaksimalkan hasil penelitian, peneliti kemudian melakukan pemodelan petrofisika daerah target dengan wujud pemodelan porositas dan permeabilitas. Namun demikian, sebelum dilakukan pemodelan petrofisika, peneliti menghitung penentuan log porositas yang diambil dari log sonik dan log permeabilitas dengan persamaan yang berorientasi pada rumus masing-masing. Setelah dilakukan perhitungan petrofisika, dilakukan *crossplot* antara porositas hasil perhitungan dengan P-Impedansi untuk mengetahui hubungan antara keduanya yang selanjutnya dibuat peta sebaran porositas dan permeabilitas daerah target. Pembuatan peta sebaran porositas dan permeabilitas dilakukan dengan cara pemodelan petrofisika.

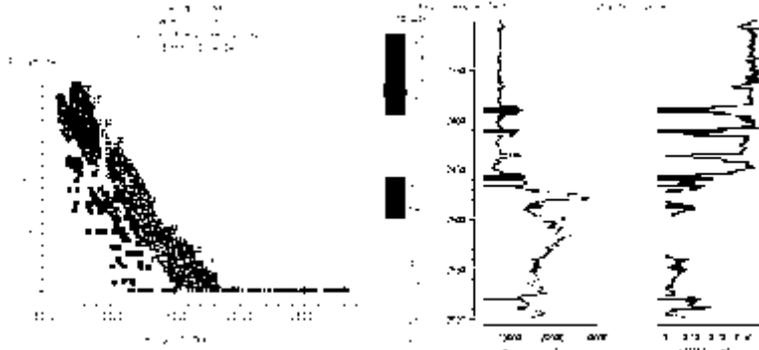
## Pembahasan

### A. Analisa Log Sumur

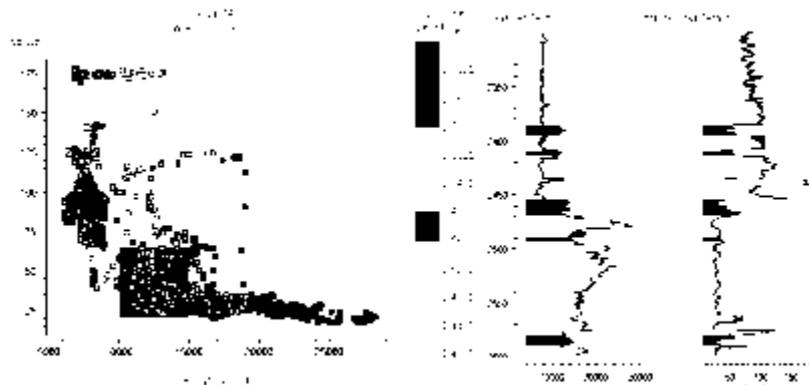
Log-log sumur yang digunakan pada sumur w-I, w-A, dan w-D untuk digunakan sebagai analisa zona reservoir sekaligus analisa jenis fluida yang mengalir adalah log Caliper, log Gamma Ray, log Densitas (RHOB), log Neutron (NPHI), dan log resistivitas (LLD dan MSFL). Zona target pada penelitian ini terletak antara dua formasi yaitu formasi Baturaja Ekuivalen (BRF EQV) dan formasi *Upper Basement* (TBT). Pada sumur w-A dan w-D diperoleh dua zona reservoir dengan jenis yang berbeda yaitu reservoir batu gamping dan reservoir batu pasir pada formasi Talangakar (TAF).

Namun, pada sumur w-A terlihat zona reservoir di Basement atau pada umumnya zona ini lebih dikenal sebagai *fractured basement*. Pada zona ini terdapat nilai log Gamma Ray yang kecil dengan defleksi kurva lebih condong ke kiri – menyerupai nilai log Gamma Ray dan defleksi kurva dari batuan pasir – ditambah dengan adanya *cross section* antara log NPHI dengan log RHOB yang dimana nilai log RHOB dan nilai log NPHI tinggi dapat dinyatakan sebagai litologi jenis batuan metamorf (granit). *Cross section* antara log RHOB dan log NPHI digunakan untuk mengidentifikasi adanya fluida pada litologi tersebut. *Cross section* dengan separasi lebar antara log RHOB dan log NPHI menyatakan adanya gas yang terakumulasi pada daerah tersebut. Sedangkan *cross section* dengan separasi rapat antara RHOB dan log NPHI menyatakan adanya hidrokarbon (gas dan minyak bumi) yang terakumulasi pada daerah tersebut. Gas dan minyak bumi pada sumur w-D terakumulasi merata pada zona reservoir daerah target (BRF EQV sampai TBT) (Gambar 6 dan 7).

**Gambar 6**  
**Crossplot sumur w-A. IA vs porositas dan *cross section* AI dengan porositas.**



**Gambar 7**  
**Crossplot sumur w-A. AI vs Gamma Ray (GR) dan *cross section* AI dengan Gamma Ray.**

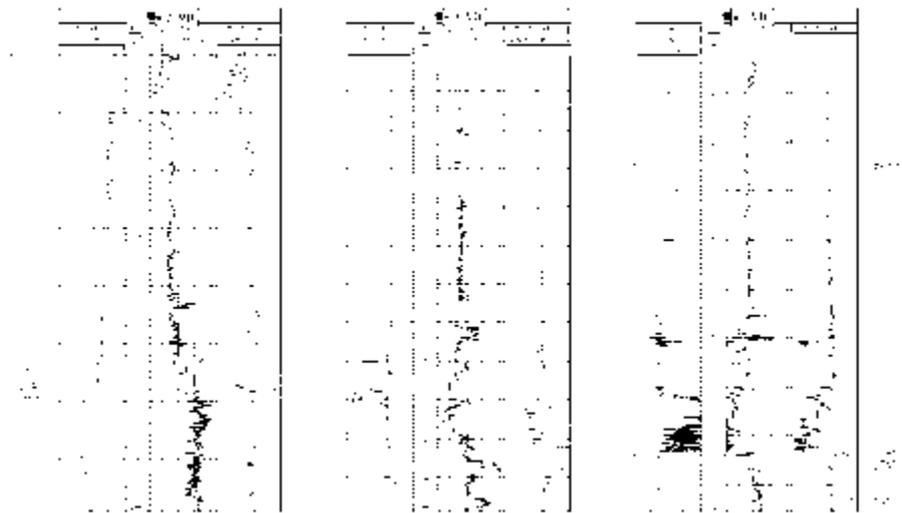


Dari hasil crossplot beberapa data sumur pada ketiga sumur didapatkan nilai *cut-off* log Gamma Ray sumur w-A sekitar 65 API, log AI sekitar 10000 ((gr/cc)(m/s)) dan log Porositas sekitar 15%. *Cut-off* log Gamma Ray sumur w-D sekitar 53 API, log AI sekitar 13500 ((gr/cc)(m/s)) dan log Porositas sekitar 14%. *Cut-off* log Gamma Ray sumur w-I sekitar 70 API, log AI sekitar 12500 ((gr/cc)(m/s)) dan log Porositas sekitar 20%.

Pada sumur w-A, lebih didominasi dengan akumulasi gas sedangkan akumulasi minyak bumi lebih berada pada daerah target dengan kedalaman antara 2300 sampai 2400 meter. Sedangkan pada w-I karena tidak adanya log NPHI yang tersedia maka tidak bisa diidentifikasi akumulasi fluida apa yang lebih dominan. Namun, pada sumur w-I, litologi zona reservoirnya berupa

zona reservoir batu gamping pada formasi Baturaja Ekuivalen (BRF EQV). Cekungan Sumatera Selatan pada lapangan IAD merupakan cekungan di mana pada zona *fractured basement* lebih dominan gas, maka pada *fracture basement* sumur w-A dan w-D terakumulasi gas melihat adanya separasi *cross section* RHOB dengan NPHI yang lebar. Analisa log sumur juga didukung oleh analisa sensitivitas log pada masing-masing target formasi di ketiga sumur tersebut. Log-log yang digunakan sebagai analisa sensitivitas log adalah log Gamma Ray, log Porositas, log Densitas (RHOB), dan log P-Impedance. Beberapa log yang digunakan dilakukan *cross plot* untuk melihat sensitivitas masing-masing log (*cross plot* w-D dan w-I) tersebut untuk memisahkan litologi daerah target. Hasil dari *crossplot* didapatkan bahwa log densitas, log gamma ray, log p-impedance (AI), dan log porositas sensitif di dalam memisahkan lapisan litologi (Gambar 6 dan 7).

**Gambar 8**  
**Korelasi Sumur w-D, w-A, dan w-I**



*Cross over* kecil antara densitas (RHOB) dengan NPHI menunjukkan adanya penampakan hidrokarbon minyak bumi di sumur w-D dan w-A. *Cross over* besar menunjukkan adanya penampakan gas. Pada sumur w-I, dilihat dari nilai densitas dan nilai log sonik dimana tidak terjadi defleksi, maka pada formasi tersebut diperkirakan adanya hidrokarbon pada formasi Baturaja bagian atas atau bisa disebut dengan formasi. baturaja ekuivalen (BRF EQV) (Gambar 8).

## B. Inversi Impedansi Akustik

Berdasarkan penampang inversi impedansi akustik pada sumur w-A, w-D, dan w-I menunjukkan bahwa lapisan yang menjadi target reservoir mempunyai nilai impedansi berkisar 9800 – 13500 ((gr/cc)(m/s)). Zona tersebut diduga merupakan zona reservoir dengan lapisan serpih, karbonat, dan batu pasir. Nilai impedansi sekitar 10000 – 13500 ((gr/cc)(m/s)) pada zona target terdapat anomali dengan nilai impedansi yang tinggi berkisar 13500 ((gr/cc)(m/s)) (gambar 9). Hal ini diduga adanya sisipan karbonat terumbu pada formasi zona target yang dikarenakan adanya struktur sesar.

**Gambar 9**  
**Penampang seismik inversi *Model Based* impedansi akustik (AI)**  
**pada arbitrary line sumur w-A, w-D, dan w-I dengan *insert color***  
***P-Impedance*.**



Penampang inversi impedansi akustik pada sumur w-D, zona tersebut diduga merupakan zona reservoir dengan lapisan serpih, karbonat, dan pasir. Pada formasi zona target terdapat anomali dengan nilai impedansi yang tinggi berkisar 10600 – 13500 ((gr/cc)(m/s)). Hal ini diduga adanya sisipan karbonat pada formasi zona target yang dikarenakan adanya struktur sesar. Pada sumur w-I, zona tersebut diduga merupakan zona reservoir dengan lapisan batu lempung dan sisipan karbonat.

Antara *P-Impedance* seismik dengan *P-Impedance* sumur memberikan korelasi yang baik. Dari hasil analisa sumur w-A dan w-D menunjukkan bahwa pada zona target ada perselingan antara batu gamping dengan batu

serpih dan batu pasir. Hasil analisa sumur w-I menunjukkan adanya perselingan antara batu gamping dengan batu serpih pada zona target (Gambar 9).

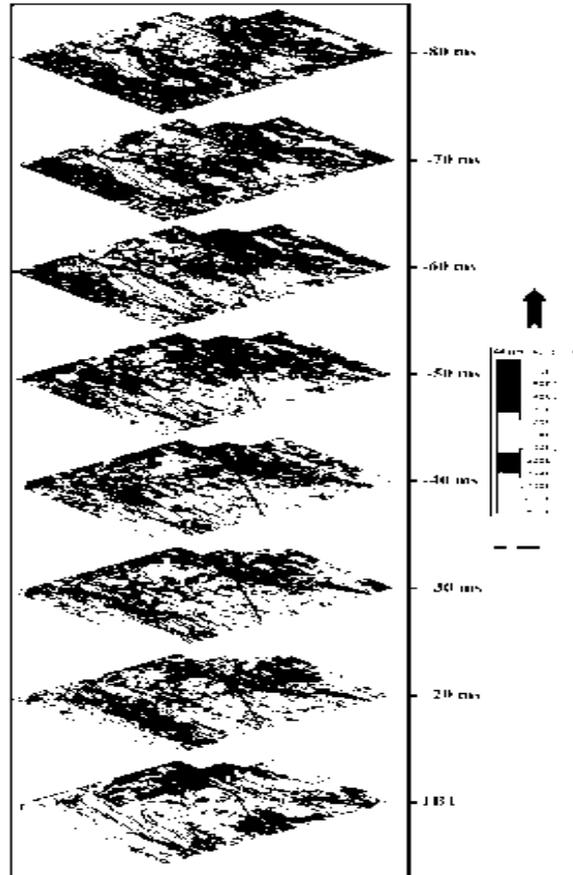
### C. Analisa AI Time Slice

Hasil dari inversi AI yang dilakukan penyayatan pada horizon tertentu didapatkan peta sebaran impedansi akustik. Peta penyebaran impedansi akustik dilakukan dengan interval di bawah horison zona target. Dari hasil analisa korelasi data sumur yang telah dibahas diatas, penyayatan dimulai dari horizon TBT pada formasi *Upper Basement*. Hal ini dikarenakan anomali terlihat pada data sumur disekitar formasi tersebut. Sayatan dibagi dalam delapan sayatan dengan *window* masing-masing adalah horizon TBT, -20ms, -30ms, -40ms, -50ms, -60ms, -70ms, dan -80ms (Gambar 10). Dengan dilakukannya delapan sayatan ini diharapkan dapat diketahui dengan jelas sebaran reservoir batuan karbonat.

Dilihat dari kontribusi delapan sayatan peta sebaran impedansi akustik, sebaran litologi daerah target berupa batu gamping terumbu secara lateral berarah Tenggara – Barat Laut dengan nilai impedansi akustik sekitar 10000 ((gr/cc)(m/s))– 13500 ((gr/cc)(m/s)). Secara vertikal, semakin ke atas litologi serpih akan semakin mendominasi dengan nilai impedansi akustik sebesar  $< 10000$  ((gr/cc)(m/s)). Pada area *Upper Basement* (TBT) ke bawah litologi yang dominan adalah litologi batuan dasar (*basement*) dengan nilai impedansi akustik sebesar  $> 13500$  ((gr/cc)(m/s)).

**Gambar 10**

**Peta Sebaran Impedensi Akustik Pada Delapan Sayatan Window**



#### **D. Analisa Porositas**

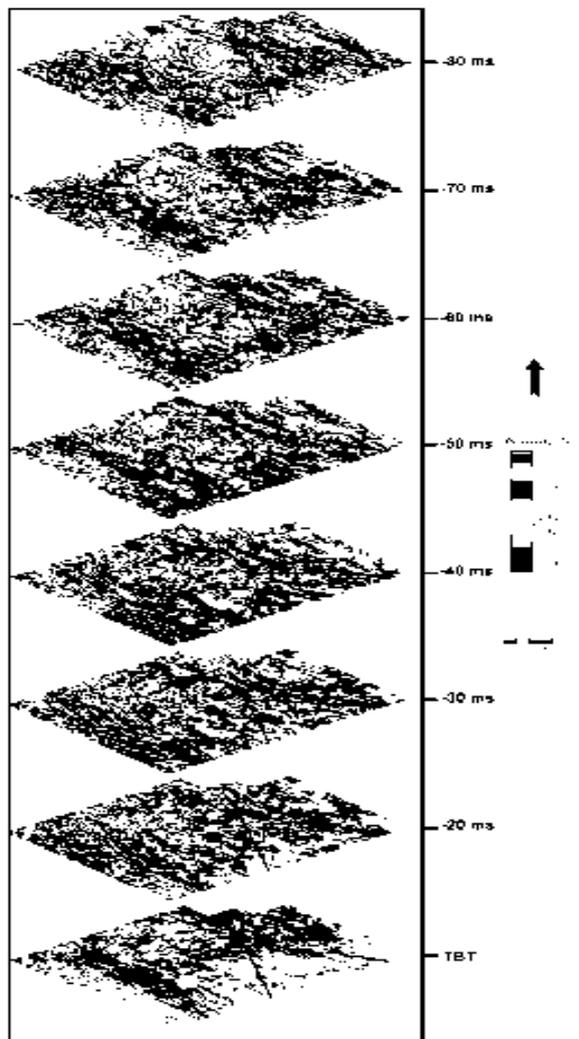
Analisa porositas pada penelitian ini lebih diutamakan pada analisa persebaran porositas secara lateral pada masing-masing formasi. Dari crossplot antara porositas dengan impedansi akustik (AI) pada ketiga sumur, dipilih satu sumur dengan error terkecil yang akan digunakan sebagai pengontrol sumur yang lain untuk dilakukan sebaran porositas secara lateral.

Dari hasil penampang porositas pada gambar 11, nilai porositas zona litologi batu gamping terumbu sekitar 0,15 – 0,27. Terlihat hubungan antara AI pada gambar 9 dengan porositas pada gambar 11 bahwa AI yang kecil memiliki nilai porositas yang besar, dan sebaliknya (Adekanle dkk, 2013, Fatkhurrochman, 2010). Pada penampang tersebut, dilakukan delapan kali penyayatan dengan delapan window yang berbeda, horizon TBT, - 20ms, - 30ms, -40ms, -50ms, -60ms, -70ms, dan -80ms (Gambar 12).

**Gambar 11**  
**Penampang seismik inversi *Model Based* porositas pada arbitrary line sumur w-D, w-A, dan w-I dengan *insert color* porositas**



**Gambar 12**  
**Peta Sebaran Porositas Pada Delapan Sayatan Window**

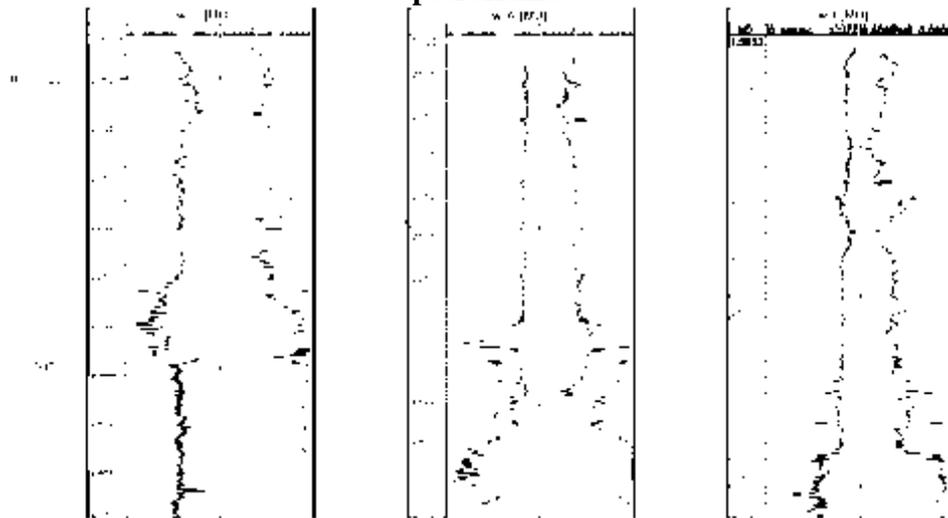


### E. Analisa Permeabilitas

Pada umumnya, permeabilitas sebanding dengan porositas. Namun adanya material serpih (*shale*) yang terdapat pada ruang pori batuan tersebut dapat mengakibatkan adanya penurunan nilai permeabilitas. Hal tersebut dibuktikan secara empiris (Schon, 2011), menyatakan bahwa pada daerah tertentu permeabilitas mempunyai hubungan eksponensial dengan porositas sehingga permeabilitas mempunyai hubungan logaritmik dengan impedansi akustik. Pembuatan model petrofisika diperlukan untuk mengetahui sebaran permeabilitas secara lateral. Hasil dari peta sebaran permeabilitas didapatkan bahwa pada formasi zona target, nilai permeabilitas pada ketiga sumur memiliki permeabilitas yang tinggi. Zona dengan permeabilitas rendah dapat diartikan sebagai zona yang tidak bisa mengalirkan hidrokarbon atau dengan kata lain pada zona tersebut sangat kecil kemampuannya untuk mengalirkan hidrokarbon.

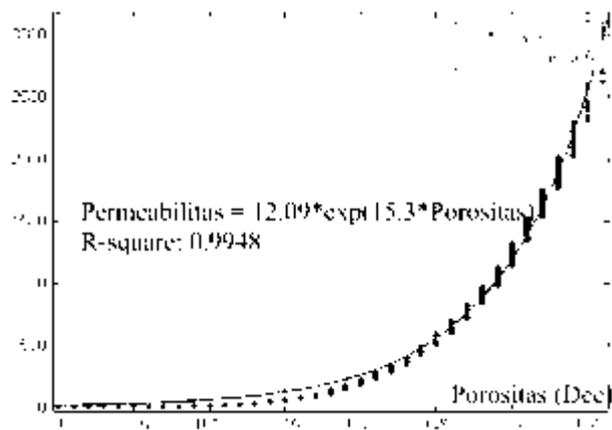
Hasil proses petrofisika permeabilitas pada ketiga sumur penelitian ini dapat dilihat pada gambar berikut:

**Gambar 13**  
**Log permeabilitas sumur w-D, w-A, w-I hasil perhitungan petrofisika**



Log turunan permeabilitas yang digunakan berasal dari sumur yang mempunyai nilai error terkecil dan nilai korelasi yang terbaik dari ketiga sumur.

**Gambar 14**  
**Grafik hubungan Porositas dengan Permeabilitas pada sumur w-A**



**Gambar 15**  
**Penampangan Inversi Model Based Permeabilitas Pada Arbitrary Line Sumur w-D, w-A, dan w-I.**



Pada gambar di atas terlihat bahwa pada sumur w-D, w-A, dan w-I memiliki zona target dengan nilai permeabilitas sekitar (0,5 – 7) MD. Zona anomali yang diidentifikasi sebagai batuan gamping terumbu memiliki permeabilitas sekitar 1 MD. Penyebaran permeabilitas secara lateral dapat diketahui dengan melakukan delapan sayatan window horizon TBT, -20ms, -30ms, -40ms, -50ms, -60ms, -70ms, dan -80ms. Pesebaran permeabilitas pada daerah target secara lateral berarah Tenggara – Barat Laut. Semakin ke atas maka nilai permeabilitas yang ada semakin besar.

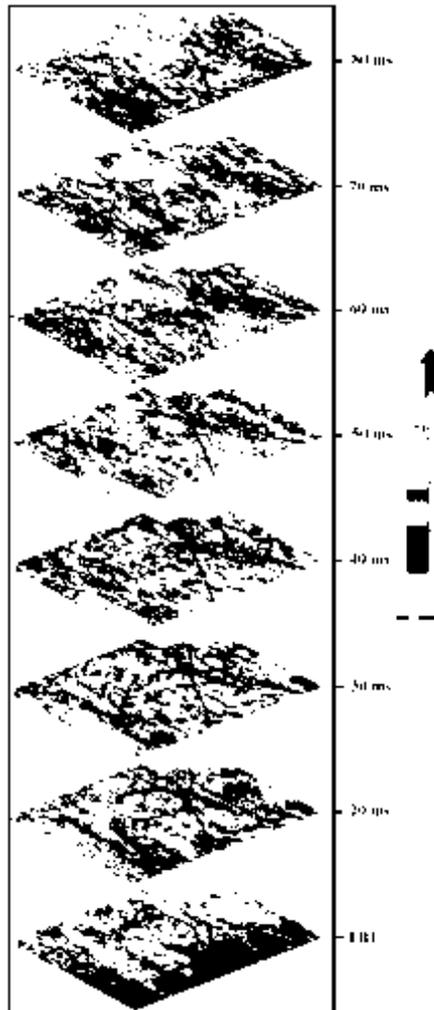
Dari integrasi antara peta impedansi akustik, porositas dan permeabilitas maka didapatkan hasil analisa petrofisika pada ketiga sumur yang dapat dilihat dari tabel di bawah ini.

**Tabel 2**  
**Ringkasan Analisa Perhitungan Petrofisika**

Zona (ms)	Impedansi Akustik (m/s)*(g/cc)			Porositas (Dec)			Permeabilitas (mD)		
	w-D	w-A	w-I	w-D	w-A	w-I	w-D	w-A	w-I
-90	12191,10	7743,98	6767,70	0,27	0,31	0,38	3,16	6,76	25,19
-80	10565,00	8152,72	6858,32	0,24	0,32	0,34	1,42	9,79	19,94
-70	9979,98	7871,92	8262,55	0,21	0,36	0,26	0,38	17,45	5,60
-60	10920,00	7583,02	9896,68	0,15	0,34	0,26	0,32	16,18	2,93
-50	11019,50	9014,95	9411,09	0,16	0,30	0,28	0,38	4,63	3,72
-40	10646,40	10693,70	9325,95	0,13	0,25	0,28	0,27	1,97	3,70
-30	9971,25	10541,20	8796,74	0,10	0,25	0,29	0,23	1,72	5,52
-20	12435,00	8843,26	8259,92	0,08	0,28	0,28	0,16	3,64	8,87
TBT	13978,00	1123,80	9592,67	0,09	0,23	0,27	0,07	1,91	1,14
10	15116,00	14786,10	12382,60	0,13	0,18	0,24	0,12	1,20	0,77

Zona target berada pada window formasi TBT sampai dengan -60 ms. Pada zona tersebut di dapat bahwa rata-rata batu gamping mempunyai nilai impedansi akustik sebesar 7580 – 14000 ((gr/cc)(m/s)) porositas sebesar 0,08 – 0,30 Dec, dan permeabilitas sebesar 0,07 – 16,2 mD. Nilai permeabilitas yang tinggi nampak pada gambar 16 dengan didukung oleh nilai porositas tinggi, mempunyai kemampuan untuk mengalirkan hidrokarbon. Namun pada formasi TBT tidak bisa mengalirkan hidrokarbon dikarenakan oleh nilai permeabilitas dan porositas yang rendah didukung dengan nilai *volume shale* yang tinggi (Perangkap). Pada sumur w-D, tidak adanya proses transportasi hidrokarbon yang dikarenakan oleh nilai permeabilitas yang kecil sebesar 0,12 – 3,16 mD.

**Gambar 16**  
**Peta persebaran Permeabilitas window TBT, 20 ms, 30 ms, 40 ms, 50 ms, 60 ms, 70 ms, dan 80 ms**

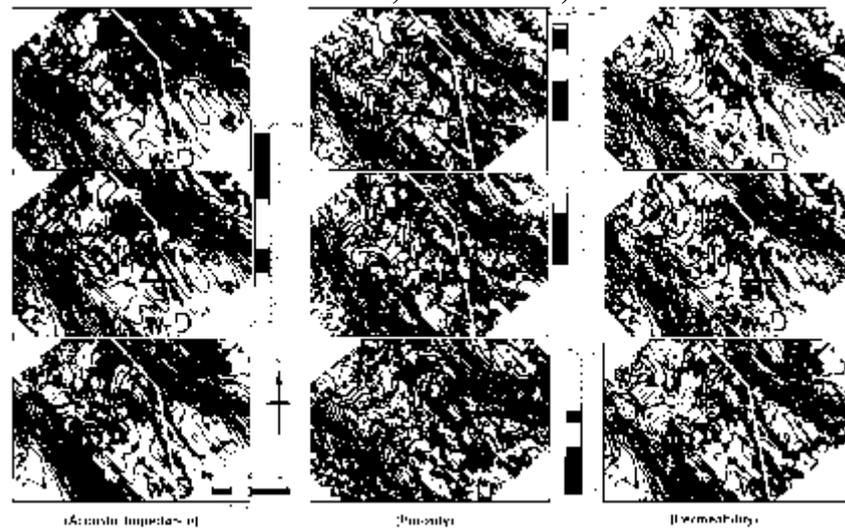


#### F. Integrasi Reservoir

Daerah menarik pada penelitian ini terdapat pada window 40 ms di atas formasi *Upper Basement* (TBT). Integrasi dari peta impedansi akustik (AI), porositas, permeabilitas, dan peta struktur kedalaman menjadi acuan untuk ditentukannya daerah prospek untuk pembangunan sumur baru. Sesuai dengan hasil integrasi dan sifat sesar, sumur baru dapat dibangun pada daerah di dalam segitiga merah (Gambar 17) pada 1810,40 ms. Hal ini karena pada daerah tersebut dengan kedalaman sekitar -40 ms di atas formasi TBT memiliki porositas sekitar (0,16 – 0,27) Dec, permeabilitas sekitar (0,5 – 7) mD, dan AI sekitar (9800 – 12600) ((gr/cc)(m/s)).

**Gambar 17**

**Integrasi Peta Reservoir. Daerah Prospek Berada Pada Area Segitiga Warna Merah Dengan Sumur-IAD Sebagai Sumur Pengeboran Baru Pada TBT -40 Ms, Inline 1300, Xline 2438**



## Kesimpulan dan Saran

### A. Kesimpulan

Berdasarkan data yang telah peneliti kumpulan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Reservoir zona target penelitian ini secara lateral pada formasi *Upper Basement* (TBT) -40 ms terlihat bahwa:
  - a. Litologi daerah reservoir merupakan litologi batu gamping terumbu dengan nilai AI sebesar (9800 – 12600) ((m/s)(gr/cc))
  - b. Pesebaran reservoir berarah Tenggara – Barat Laut.
  - c. Sumur W-A terletak di zona prospek berupa batu gamping terumbu dengan porositas sekitar 25%. Sumur w-D dan w-I terletak di zona prospek berupa batu gamping terumbu dengan porositas sekitar 16%-27%, dan permeabilitas sekitar (0,5 – 7) *mD*.
2. Daerah prospek baru untuk pengembangan sumur pengeboran baru (sumur-IAD) diperkirakan berada pada inline 1300, xline 2438, dan time - 1810,40 ms.

### B. Saran

Beberapa saran yang diperlukan untuk mendukung dan mengembangkan penelitian ini agar hasil yang didapatkan lebih akurat adalah sebagai berikut:

1. Adanya data marker dari formasi yang mengandung batuan induk (*source rocks*).

2. Diperlukannya data tekanan dan data produksi pada masing-masing sumur penelitian. Hal ini sebagai data pendukung untuk analisa jalur migrasi hidrokarbon yang akan dilakukan pada penelitian selanjutnya.

## BIBLIOGRAFI

- Adekanle, A. and Enikanselu, P.A., 2013. *Porosity Prediction from Seismic Inversion Properties over 'XLD' Field, Niger Delta*. American Journal Of Scientific and Industrial Research. Nigeria.
- Asquith, G. and Krygowski, D., 2004. *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologist, Oklahoma. AAPG Methods in Exploration Series, No. 16.
- Anonim, 2001. *Basic Petroleum Geology and Log Analysis*. Halliburton.
- Aryani, Fikri. 2016. *Perusahaan Minyak Asing PHK 250 Ribu Karyawan, RI Berapa?*. Diakses 23 Maret 2017. <http://bisnis.liputan6.com/read/2419759/perusahaan-minyak-asing-phk-250-ribu-karyawan-ri-berapa>
- Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.J., and Rieke, H.H., 1996. *Carbonate Reservoir Characterization: a Geologic – Engineering Analysis, part II*. ELSEVIER. U.S.A.
- Fatkhurrochman, R.I. 2010. *Aplikasi Inversi AI Terhadap Karakterisasi Porositas Reservoir Lapangan IWR Cekungan Sumatera Tengah*. Tesis. FMIPA Universitas Indonesia, Jakarta.
- Juanda, A.A., 2010. *Kurvatur Attributes For Basement Fractures Lineaments Identification; The South Sumatera Basin, Indonesia*. Tesis, Curtin University of Technology, New York.
- Koesoemadinata, 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Edisi Kedua, Penerbit ITB, Bandung.
- Rammang, A., 2013. *Karakterisasi reservoir fractured basement dengan menggunakan atribut seismik coherence dan kurvatur pada lapangan 'A' cekungan Sumatera Selatan*, Skripsi, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok.
- Schon, J.H., 2011. *Physical Properties of Rocks*. Workbook. ELSEVIER, Netherlands.
- Sroor, M., 2010. *Geology & Geophysics in Oil Exploration*
- Yielding, G., 2002: *Shale Gouge Ratio-Calibration By Geohistory*, NPF Special Publication 11, p. 1-15.