

# Integrasi Inversi AVO dengan Model Analitik Petrofisika untuk Menghitung Porositas dan Saturasi Air

## Integration AVO inversion with Petrophysical Analytical Model for Calculating Porosity and Water Saturation

Paul Hutabarat, Bambang Widarsono, Fakhriadi Saptono, Humbang Purba, dan Ridwan

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan

Telepon: 62-21-7394422, Fax: 62-21-7246150

E-mail: pauljh@lemigas.esdm.go.id; bambangw@lemigas.esdm.go.id; fakhriyadis@lemigas.esdm.go.id; ridwan@lemigas.esdm.go.id; humbang@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 30 April 2013; Diterima setelah perbaikan tanggal 11 Juni 2014

Disetujui terbit tanggal: 29 Agustus 2014

### ABSTRAK

Korelasi antara log akustik dengan besaran petrofisik telah dimanfaatkan untuk menghitung distribusi volumetrik porositas dari hubungan linier antara Impedansi Akustik (AI) dengan porositas ( $\phi$ ) reservoir. Namun untuk menghitung distribusi saturasi air ( $S_w$ ) mengalami kendala karena ketidakterediaan data kecepatan gelombang shear ( $V_s$ ). Namun kemajuan teknologi saat ini telah memungkinkan mengukur data log  $V_s$  dan ditunjang oleh teknik inversi AVO yang dapat menurunkan atribut seismik  $I_p$  (Impedansi gelombang-P),  $I_s$  (Impedansi gelombang-S) dan *Poisson's Ratio* (PR) sehingga peluang untuk menghitung  $S_w$  dari atribut seismik semakin terbuka. Didasarkan pada rumus Gassman, dibangun suatu model analitik antara besaran petrofisika dengan besaran akustik batuan sehingga untuk kondisi batuan reservoir yang spesifik, maka  $\phi$  dan  $S_w$  akan dapat disebarakan pada skala lapangan, dengan bantuan atribut seismik hasil inversi AVO. Analisa sensitifitas menguji korelasi antara log akustik dan log  $\phi$  dan  $S_w$  di sumur zona-fasies target, lalu kemudian ditentukan zona pancung (*cut-off*). Hasil kalkulasi  $\phi$  dan  $S_w$  divalidasi terhadap data log sumur. Contoh kasus ini diambil dari lapangan gas di Indonesia Timur yang memiliki data lengkap. Paper ini merupakan bagian pengembangan karakterisasi reservoir yang menyajikan suatu metode pendekatan baru untuk menghitung  $\phi$  dan  $S_w$  dengan mengintegrasikan atribut seismik dan model analitik petrofisika. Hasil pemodelan yang diperoleh dari metode ini sangat berguna dalam pemodelan reservoir statik.

**Kata kunci:** besaran petrofisik, besaran akustik, model analitik petrofisik, atribut seismik.

### ABSTRACT

*Correlation between acoustics and petrophysical logs can be used to calculate the lateral distribution of porosity based on the linear relationship between porosity ( $\phi$ ) and acoustic Impedance (AI). However, to calculate the distribution of water saturation ( $S_w$ ) are still experiencing problems due to unavailability of data shear wave velocity ( $V_s$ ). But now technological advances have been able to measure the data log  $V_s$  and supported by techniques inversion AVO has been able to derivate seismic attribute  $I_p$  (impedance wave-P),  $I_s$  (impedance wave-S) and *Poisson's ratio* (PR) so that the opportunity to calculate the saturation - water ( $S_w$ ) from seismic attributes more open. Based on a Gassman formula, has built an analytical model between petrophysical and elastic entities due to specific condition of reservoir rocks. Sensitivity analysis will test the correlation between the acoustic and petrophysical entities in the well test target*

zones, and then determined the cut-off. Porosity and water saturation will be deployed in the field scale, with support of AVO seismic attributes as a inversion result. The results of calculations are validated against the well log data. These case are taken from the gas field in East Indonesia which has complete data. These paper is part of reservoir characterization development that presents a new approach to calculate the porosity and water saturation by integrating seismic attributes and petrophysical analytical model whrere it's very useful for static reservoir modelling.

**Keywords:** petrophysic properties, acoustic properties, petrophysic analitic model, seismic attributes.

## I. PENDAHULUAN

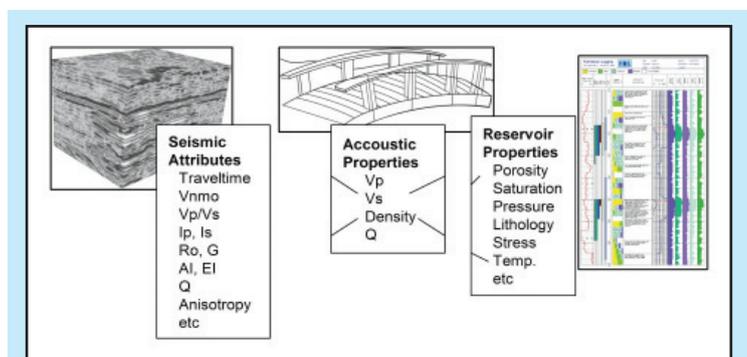
Untuk memahami karakterisasi reservoir suatu lapangan migas dibutuhkan integrasi beberapa bidang keilmuan seperti seismik, petrofisika dan geologi untuk dapat mengkalkulasi distribusi volumetrik besaran petrofisika seperti porositas, permeabilitas dan saturasi air. Log akustik dan log petrofisika dapat diukur dengan resolusi yang tinggi dalam arah vertikal, namun resolusi lateral bergantung pada jarak antar sumur. Penambahan sumur untuk memperoleh data tambahan memerlukan biaya besar dan tidak efisien, sehingga muncul ide untuk mengoptimalkan informasi data seismik yang telah tersedia. Selain karena biayanya relatif murah, sebaran lateral data seismik kontinu dan meliputi hampir seluruh area lapangan migas. Namun resolusi vertikal data seismik ini rendah jika dibandingkan dengan log. Inversi AVO akan menghasilkan beberapa atribut seismik yaitu  $I_p$  (Impedansi gelombang-P),  $I_s$  (Impedansi gelombang-S) dan PR (*Poisson Ratio*). Ketiga atribut seismik ini dapat digunakan untuk menghitung nilai-nilai  $\phi$ ,  $S_w$  dan litologi yang terdistribusi secara lateral dalam suatu zona reservoir. Hal ini memungkinkan untuk dilakukan karena tersedianya data  $V_s$  (*shear wave velocity*) dari beberapa sumur di lapangan penelitian (lihat skema Gambar 1).

Dalam suatu reservoir migas terdapat pola hubungan tertentu antara log akustik seperti kecepatan gelombang primer ( $V_p$ ) dan  $V_s$ , PR, impedansi akustik (AI), densitas ( $\rho$ ) dan modulus *bulk* dengan log petrofisika. Jika hubungan antara besaran petrofisik dengan log akustik dapat dimodelkan secara analitik (ataupun secara empirik) maka besaran petrofisika ( $\phi$ ,  $S_w$ ) dalam satu lapangan migas dapat diprediksi. Berdasarkan rumus Gassman dapat dibuat suatu pemodelan analitik antara besaran-akustik dengan besaran petrofisik suatu model reservoir untuk kondisi spesifik misalnya fasies

tertentu. Jika log akustik sumuran seperti densitas,  $\phi$  dan  $S_w$  dengan atribut seismik seperti AI dan PR pada zona-zona reservoir yang berkorelasi secara analitik maka distribusi besaran petrofisik seperti  $\phi$ ,  $S_w$  akan dapat dihitung untuk seluasan lapangan migas. Artinya nilai-nilai log akustik di sumur, dapat didekati atau digantikan dengan nilai-nilai atribut-atribut seismik yang diperoleh dari proses inversi seismik AVO. Sekedar untuk menyegarkan ingatan kita, bahwa sebaran data seismik, baik 2D terutama data 3D, meliputi hampir seluruh area lapangan migas.

Paper ini membahas pendekatan metode untuk memetakan penyebaran besaran petrofisik dalam suatu lapangan migas berdasarkan data seismik. Dimulai dari analisa sensitifitas antar log akustik dengan log  $\phi$  dan log  $S_w$ . Secara simultan dilakukan analisa pemodelan analitik antara besaran akustik dengan besaran petrofisika batuan reservoir. Hasil analisa sensitifitas menentukan zona-zona interes yang menjadi target dalam proses inversi AVO dan langkah berikutnya. Dari proses inversi AVO diturunkan atribut-atribut seismik yaitu  $I_p$ ,  $I_s$  dan PR.

Metode yang dikembangkan diaplikasikan pada suatu lapangan gas di Indonesia Timur yang memiliki data *seismic gather* dan log yang lengkap. Target



**Gambar 1**  
Hubungan atribut seismik, properti akustik dan properti reservoir

studi pada reservoir batupasir, dari Formasi Plover yang berumur *Middle Jurassic*, yang berada pada kedalaman 3.725m dengan kedalaman perairan/laut antara 500 hingga 650m.

## II. LATAR BELAKANG TEORI

Analisis AVO dilakukan dengan beberapa pendekatan mulai dari klasifikasi tipe-tipe batuan reservoir menurut cara Rutherford dan William (1989) kemudian dimodifikasi oleh Ross dan Kinman (1995). Kemudian Castagna et al., (1997) melanjutkan membuat persamaan *Mud-Rock* lalu membuat *crossplot* antara *Intercept* dan *Gradient* bersama Vern-Hilterman hingga berhasil mengidentifikasi anomali AVO.

Klasifikasi menurut Castagna et al., adalah sebagai berikut (Gambar 2):

- Kelas 1: Jenis reservoir batupasir dengan kontras AI yang tinggi
- Kelas 2 : Jenis reservoir batupasir dengan kontras AI mendekati nol
- Kelas 2p: Sama dengan kelas 2 tetapi berbeda polaritasnya.
- Kelas 3 : Jenis reservoir batupasir dengan kontras AI yang rendah.
- Kelas 4 : Jenis reservoir batupasir dengan kontras AI yang sangat rendah.

Cara lain pengklasifikasian batuan reservoir yaitu berdasarkan hubungan dua atribut seismik AVO yaitu *gradient* (G) dan sudut datang (I) diusulkan oleh Simmon dkk. (2000). Ada banyak peneliti yang tertarik mempelajari perilaku atribut AVO terhadap gelombang P dan S, diantaranya Aki-Richards(1984) menurunkan hubungan  $R_p$  (reflektivitas gelombang P) dan  $R_s$  (reflektivitas gelombang S) dengan asumsi bahwa  $V_p=2V_s$ . Shuey (1985) membuat persamaan untuk mengestimasi nilai PR berdasarkan nilai-nilai *intercept* dan *gradient*. Demikian juga dengan Hilterman (1997) yang mencari hubungan PR dengan *intercept* dan *gradient* dengan asumsi bahwa nilai PR adalah 1/3. Klasifikasi batuan reservoir dapat juga dilakukan dengan cara membuat garis batuan lumpur (*mudrock line*) yaitu suatu garis linier yang menggambarkan hubungan antara  $V_p$  dan  $V_s$  diturunkan oleh Castagna (1985) sebagai berikut:

$$V_p = (1.16V_s + 1360) m / \text{det}$$

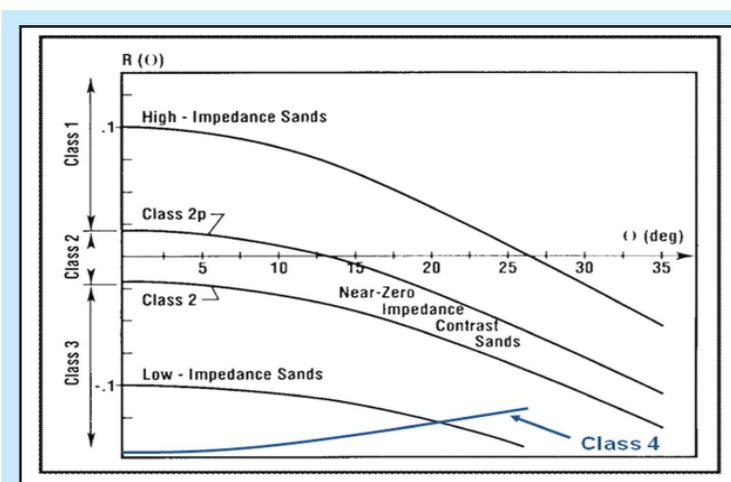
$R_p$  dan  $R_s$  adalah hasil ekstraksi proses analisis AVO. Kemudian dilanjutkan untuk menurunkan atribut  $I_p$  dan  $I_s$ . Hasil inversi  $I_p$  dan  $I_s$  dapat ditampilkan masing-masing atau dalam bentuk *crossplot*. Dengan menggunakan persamaan gelombang  $V_p$  dan  $V_s$  yang didasarkan hubungan antara konstanta Lamé ( $\lambda$ ), dan modulus geser ( $\mu$ ), dan densitas maka dapat diturunkan atribut AVO *Lamda-Mu-Rho* (LMR) dan *Mu-Rho* (MR) dari  $I_p$  dan  $I_s$  sebagai berikut:

$$\mu\rho = I_s^2 \quad \lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2$$

Data yang diperlukan adalah data 3D *Seismic Gather* 3D dan data log akustik sonik, densitas, *shear wave* dan log petrofisik  $\phi$ ,  $S_w$ , serta data log penunjang GR, *V-shale*, *resistivity* sumur LMG-1 dan LMG-3.

## III. ANALISIS DATA

Pertama-tama yang diverifikasi adalah data 3D *seismic gather* yang digunakan, apakah tergolong *preserve amplitude*. Persyaratan ini diperlukan mengingat data seismik ini akan digunakan untuk karakterisasi reservoir. Selain *preserve amplitude*, diharapkan juga mempunyai ratio S/N yang tinggi agar kandungan informasi data seismik tidak banyak yang hilang, sehingga dapat di rekonstruksi kembali. Hal ini dapat terlihat dari bentang frekuensi dominan data seismik digunakan. Gambar 3 menunjukkan potongan data 3D *seismic prestack* setelah dilakukan koreksi NMO (*normal move out*).



Gambar 2  
Klasifikasi batupasir reservoir menurut sifat anomali AVO (Castagna, 1997)

Distribusi frekuensi data 3D *seismic prestack* ini ditunjukkan pada Gambar 4. Kurva distribusi frekuensi menunjukkan bahwa posisi dominan frekuensi data seismik berada diangka 24 hertz. Artinya, jika diasumsikan kecepatan rambat rata-rata gelombang pada batuan bawah permukaan adalah 2600m/det maka panjang satu gelombang seismik adalah 110meter. Sebagaimana kita ketahui, resolusi data seismik adalah  $\frac{1}{4}$  panjang gelombang, ( $\lambda/4$ ) maka resolusi data seismik yang kita miliki adalah 27 meter.

Dengan melakukan proses inversi AVO maka resolusi data seismik dapat ditingkatkan hingga 300% karena adanya tambahan komponen frekuensi tinggi dari yang diadopsi data log. Sehingga resolusi data seismik setelah proses inversi menjadi 9 meter.

Langkah selanjutnya, setelah melakukan koreksi NMO untuk meluruskan reflektor akibat pengaruh sudut pantul, kemudian data 3D *seismic prestack* disusun ulang dengan format *angle gather* untuk meningkatkan nilai S/N. Agar pengelompokan data disusun menurut *near*, *mid*, dan *far offset* maka lebih tepat jika pemisahan data 3D *seismic prestack* menggunakan susunan berdasarkan *angle gather*. Langkah terakhir dalam tahapan penyiapan data adalah menyusun data seismik 3D *seismic prestack* dalam format *super-gather* untuk mengoptimalkan kualitas data dan menekan *noise*. Gambar 5 dibawah ini ditampilkan sayatan data 3D *seismic prestack* setelah *distacking* dengan sudut datang 0 hingga 30 derajat (*full stacked*). Data seismik *stacking* ini sudah siap diinterpretasi.

Seperti kita ketahui data log dan data seismik berbeda domain, yang pertama dalam satuan panjang dan yang kedua dalam satuan waktu sehingga perlu disinkronkan yaitu dengan suatu pengikatan yang disebut dengan *well seismic tie*. Sebelum *well seismic tie* terlebih dahulu dilakukan koreksi *chekshot* terhadap semua data-log di sumur LMG-1 dan LMG-3. Horizon Top Jameison dan Top LMG-4000 adalah dua event paling mudah dikenali karena amplitudonya relatif besar dan muncul di semua tempat sehingga keduanya digunakan sebagai *marker* untuk membantu *well seismic tie*.

*Well seismic tie* dilakukan pada data seismik yang telah *distacking*. Gambar 6 menunjukkan hasil *well seismic tie* di sumur

LMG-01 pada zona target reservoir. Tingkat korelasi antara sintetik seismogram dengan data seismik sebesar 66%. Gambar 7 adalah hasil *well seismic tie* di sumur LMG-03 di zona reservoir target. Tingkat korelasi di sumur LMG-03 lebih baik yaitu 76%.

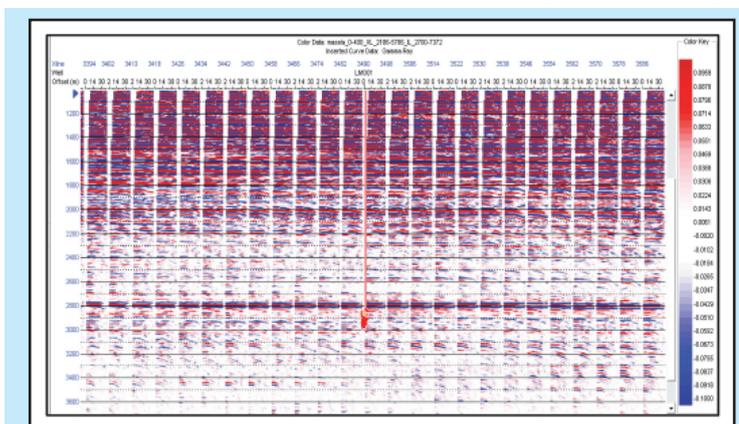
*Well seismic tie* pada sumur LMG-01 dan LMG-03 menunjukkan bahwa pemilihan dan ekstraksi *wavelet* untuk data seismik *full-stacking* lebih tinggi dari pada data seismik *partial offset stacking* hal ini disebabkan oleh karena data seismik *full-stacking* merupakan hasil penjumlahan dan perata-rataan dari *near-offset*, *mid-offset* dan *far-offset* sehingga nilai S/N nya lebih meningkat dan sebagian *noise* tereliminasi dalam proses tersebut.

Tujuan analisis AVO dilakukan adalah untuk mengetahui adanya anomali amplitudo terhadap jarak (*offset*) pada data seismik yang diakibatkan oleh keberadaan fluida gas dalam batuan reservoir.

Berikutnya pada Gambar 8, ditunjukkan suatu gambar sayatan data seismik *supergather* pada zona target. Analisis AVO dilakukan dengan membuat kurva amplitudo terhadap *offset*. Hasil analisis AVO menunjukkan bahwa semakin besar *offset* amplitudo semakin besar. Hal Ini mengindikasikan ada anomali AVO didalam data seismik. Untuk menguji respon AVO dapat juga dilakukan dengan menggunakan data *angle gather*.

Analisa AVO yang dilakukan dalam studi ini adalah membuat *crossplot* amplitudo terhadap sudut datang. Gambar 9 dan Gambar 10 adalah *crossplot* antara kurva amplitudo terhadap sudut datang di zona reservoir target pada sumur LMG-01 dan di LMG-03.

Tampak jelas adanya anomali AVO di kedua sumur pada zona reservoir target yaitu dengan



Gambar 3  
Data seismik 3D Prestack after NMO



ini dapat dikembangkan untuk berbagai karakter reservoir yang berbeda, dengan cara membuat nomogram yang sesuai dengan nilai-nilai pasangan parameter  $K_d$  dan  $G_d$  yang ditentukan terlebih dahulu.

Hubungan matematis antara  $\phi$  dengan AI dan PR digambarkan dalam Gambar 11a yaitu untuk srtiap kurva  $\phi$ ; 1%, 4%, 8% dan 12%. Dan hubungan matematis antara  $S_w$  dengan AI dan PR digambarkan pada Gambar 11b untuk masing-masing kurva  $S_w$  30%, 50%, 80% dan 100%. Untuk menghitung distribusi lateral  $\phi$  dan  $S_w$  dalam skala lapangan, maka besaran akustik AI dan PR diganti dengan atribut seismik pseudo AI dan PR. Atribut-atribut seismik ini diturunkan dari proses inversi AVO.

Gambar 12 menunjukkan *crossplot*  $I_p$  terhadap PR di sumur LMG-01. Pada zona target, tampak pola hubungan  $I_p$  dengan PR tidak sederhana. Zona reservoir adalah kurva dan plot yang warna kuning. Karena tidak ada pola hubungan yang sederhana maka dibuat batasan bentang nilai (*cut-off range*) pada zona target sebagai berikut:

$$I_p : (11100-11800) \text{ m/s.g/cc}$$

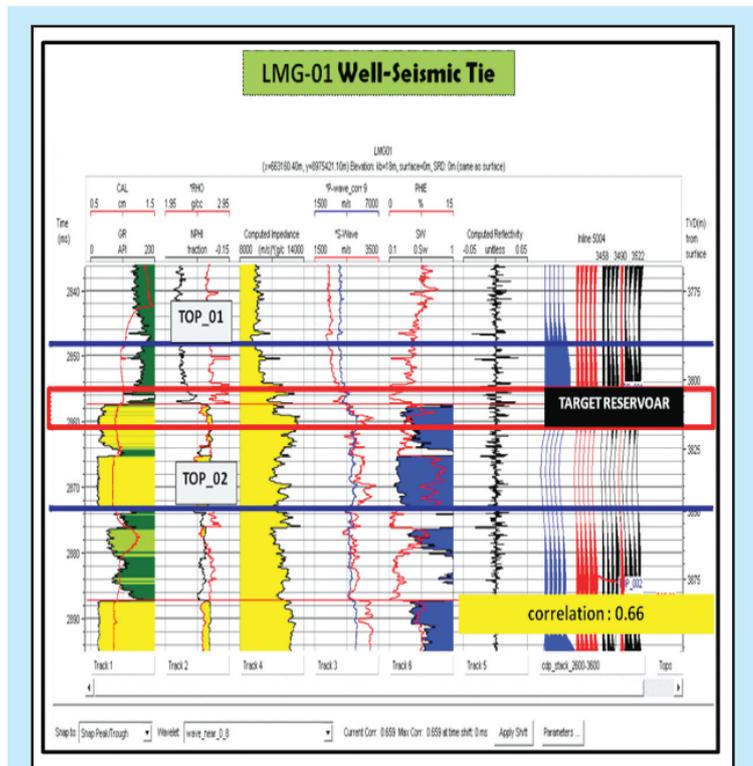
$$PR : (0,10-0,18)$$

*Crossplot*  $I_p$  terhadap  $\phi$  di sumur LMG-01 (Gambar 13) menunjukkan pola yang sama dengan *crossplot* Gambar 12, kedua variabel di zona target mempunyai pola hubungan yang acak. Zona reservoir adalah kurva dan plot yang warna kuning. Karena pola hubungan yang tidak sederhana maka dibuat batasan nilai pada zona target sebagai berikut:

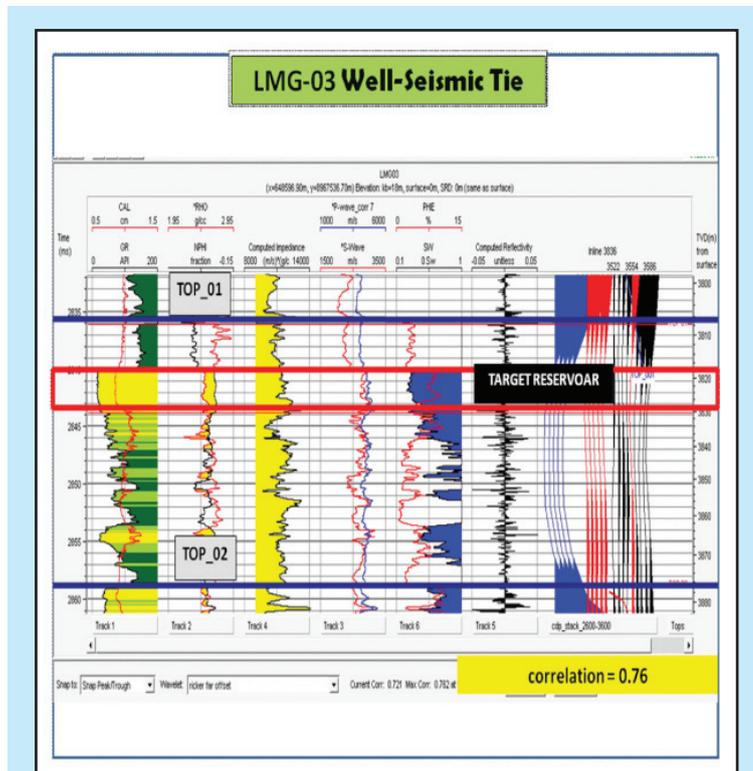
$$I_p : (11100-11800) \text{ m/s g/cc}$$

$$\phi : (6-10)\%$$

Gambar 14 adalah *crossplot* antara  $I_p$  terhadap PR di sumur LMG-03 di zona target. Hubungan antara kedua variabel, acak tidak berpola. Zona reservoir adalah kurva dan plot yang warna kuning. Karena pola hubungan yang rumit maka dibuat batasan nilai (*cut-off*) pada zona target sebagai berikut:



Gambar 6  
Well Seismic Tie di sumur LMG-1



Gambar 7  
Well Seismic Tie di sumur LMG-3

$I_p$  : (11100-11900) m/s g/cc

PR : (0,17-0,22)

Gambar 15 adalah *crossplot* antara  $I_p$  terhadap  $\phi$  di sumur LMG-03. Sama dengan *crossplot* sebelumnya, antara  $I_p$  dan  $\Phi$  pada zona target mempunyai pola hubungan yang acak. Zona reservoir adalah kurva dan plot yang berwarna kuning. Batasan nilai pada zona target yang hasilnya adalah sebagai berikut:

$I_p$  : (11100-11900) m/s g/cc

$\phi$  : (5-9)%

Berdasarkan fakta-fakta yang diperoleh dari analisis kesensitifan di sumur LMG-01 dan LMG-03 pada zona reservoir target berdasarkan *crossplot*, maka hubungan besaran akustik dengan besaran petrofisik untuk zona target, diperoleh batasan nilai (*cut-off*) sebagai berikut:

$I_p$  : 11100–11800 (m/s\*gr/cc)

$\phi$  : (6 – 9) %

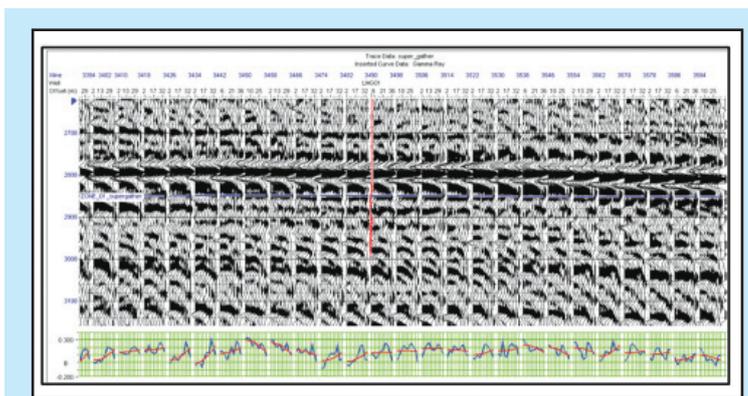
PR : (0.17-0.18)

#### IV. PEMBAHASAN

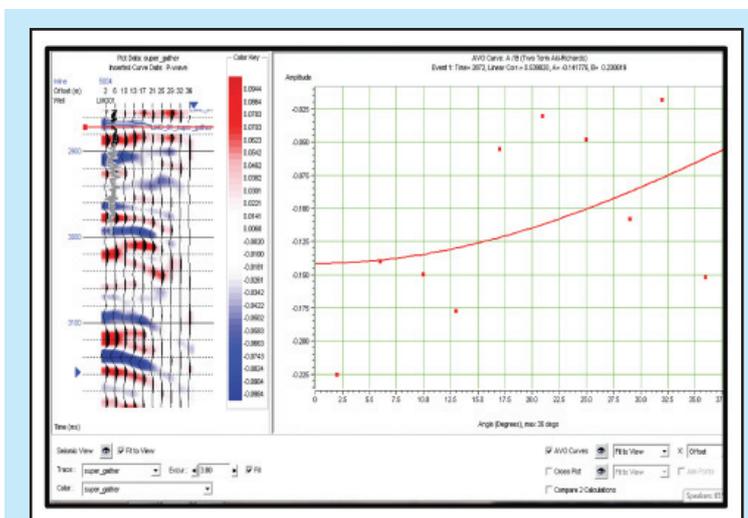
Jika inversi konvensional *seismic post-stack* menghasilkan atribut AI, maka inversi terhadap data seismik *pre-stack* atau yang dikenal dengan inversi AVO dapat menurunkan atribut AVO yaitu EI dan PR. Aplikasi dari atribut AI terbatas pada estimasi nilai nilai  $\phi$  dan litologi batuan reservoir, sedangkan aplikasi dari atribut-atribut AVO ini dapat digunakan untuk mengestimasi  $S_w$  dalam batuan selain litologi dan  $\phi$ .

Inversi AVO ini menurunkan lebih banyak atribut-atribut seismik, dimana secara simultan dapat mengestimasi  $V_p$ ,  $V_s$  dan densitas ( $\rho$ ). Analisis dan inversi AVO sering digunakan sebagai DHI (*direct hydrocarbon indicator*) dan sebagai alat prediksi isi kandungan reservoir karena dalam reservoir pada umumnya terjadi anomali ratio  $V_p/V_s$  yang menyebabkan anomali AVO. Dalam analisis AVO bentang batas sudut datang telah dibagi dalam 3 bagian, *near-stack*, *mid-stack* dan *far-stack*. Bentang batas bisa dibuat

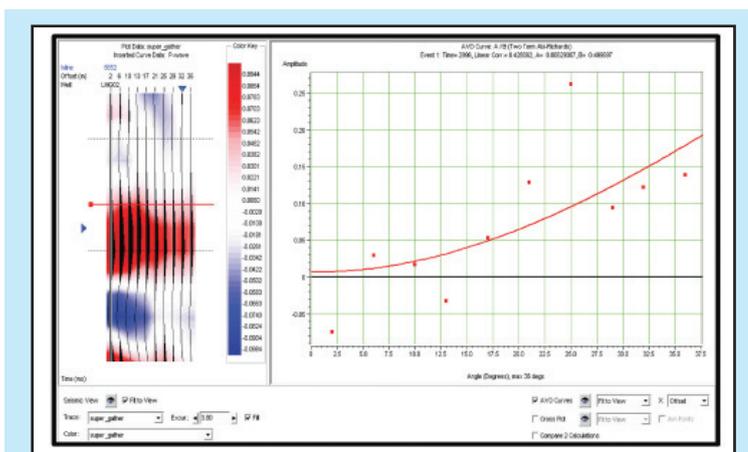
dalam satuan jarak yang tetap atau dalam satuan sudut yang tetap. Untuk mengidentifikasi keberadaan fluida hidrokarbon pada suatu reservoir akan lebih



Gambar 8  
Anomali AVO pada Super Gather Seismic 3D



Gambar 9  
Kurva anomali AVO Top Zona-2 di LMG-1



Gambar 10  
Kurva anomali AVO Top Zona-2 di LMG-3

sensitif jika menggunakan data seismik *far-offset-stacking* karena pada bentang batas ini terjadi sudut kritis refleksi dan anomali amplitudo mencapai maksimum. Hal ini dijelaskan sebagai pengaruh sudut datang terhadap perubahan AI/EI terhadap  $S_w$ .

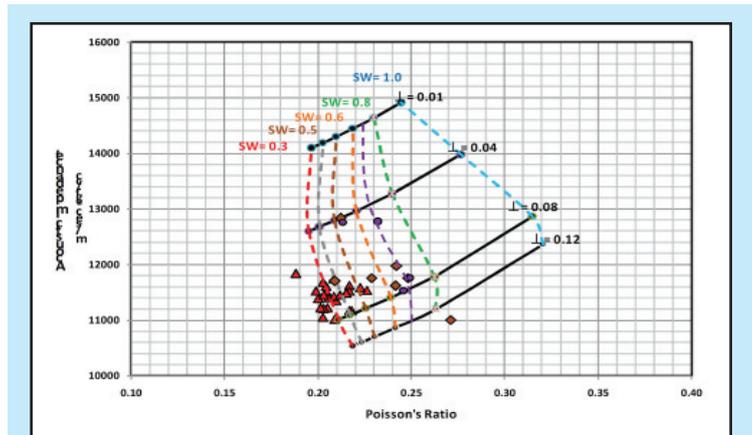
Baik AI maupun EI akan mengecil nilainya jika fluida semakin tersaturasi. Namun perubahan nilai EI lebih besar (sensitif) dibanding perubahan nilai AI. Perubahan ini lebih terlihat pada batuan reservoir dibandingkan *shale*.

Validasi setelah proses inversi perlu dilakukan untuk memastikan hasil yang diperoleh terukur dan dapat dipercaya, paling tidak pada sumur-sumur sebagai titik kontrol. Gambar 16 menunjukkan validasi terhadap hasil inversi yang sudah dilakukan dalam bentuk korelasi antara AI sintetik inversi dengan AI di sumur LMG-01.

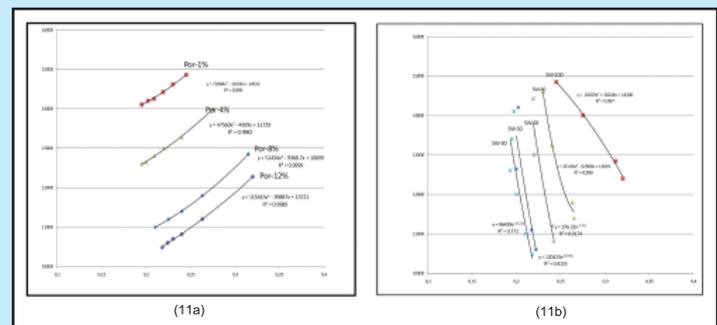
Pada Gambar 17 ditunjukkan penampang  $I_p$  yang melalui sumur LMG-01. Korelasi antara hasil inversi ( $I_p$ ) dengan log Impedansi tampak fit di sumur LMG-01. Artinya kalibrasi serta memvalidasi proses inversi AVO dengan data log impedansi di sumur LMG-01 (dalam skala warna) baik hasilnya.

Bentang batasan nilai (*cut-off range*) dari reservoir target untuk atribut  $I_p$  adalah (11.100-11.900) m/s.gr/cc (dalam Gambar 17; warna biru hingga coklat). Untuk menghitung distribusi secara lateral dari  $I_p$ , yang dihasilkan dari proses inversi, digunakan teknik multiatribut analisis untuk meningkatkan korelasi. Distribusi  $I_p$  secara lateral pada zona reservoir target ditampilkan pada Gambar 18. Berpedoman pada bentang batas nilai yang telah dianalisa kesensitifannya pada tahap sebelumnya, maka lokasi yang diharapkan berisi hidrokarbon adalah bentang batasan nilai (11.100-11.800) m/s.gr/cc. Lokasi zona target dalam peta  $I_p$  adalah berwarna merah hingga biru muda.

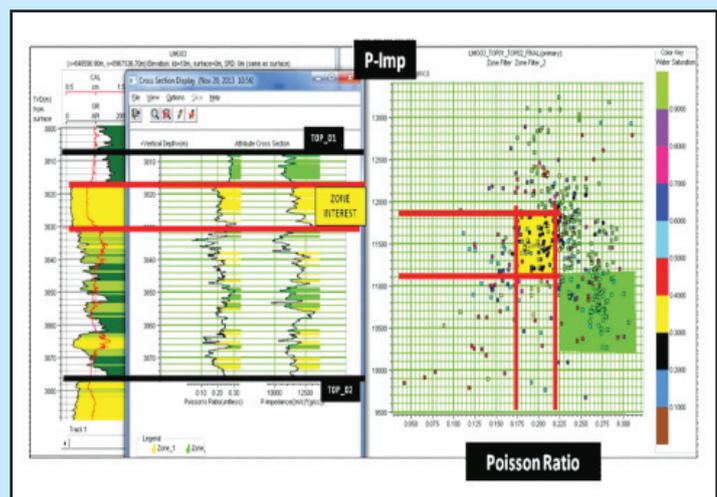
Dalam Gambar 19 ditunjukkan irisan penampang  $\phi$  hasil dari proses inversi AVO yang melewati sumur LMG-01. Untuk menghitung distribusi  $\phi$  secara lateral digunakan rumus analitik yang diturunkan dari rumus Gasman



**Gambar 11**  
Model analitik antara AI dan PR dengan besaran petrofisik  $\phi$  dan  $S_w$

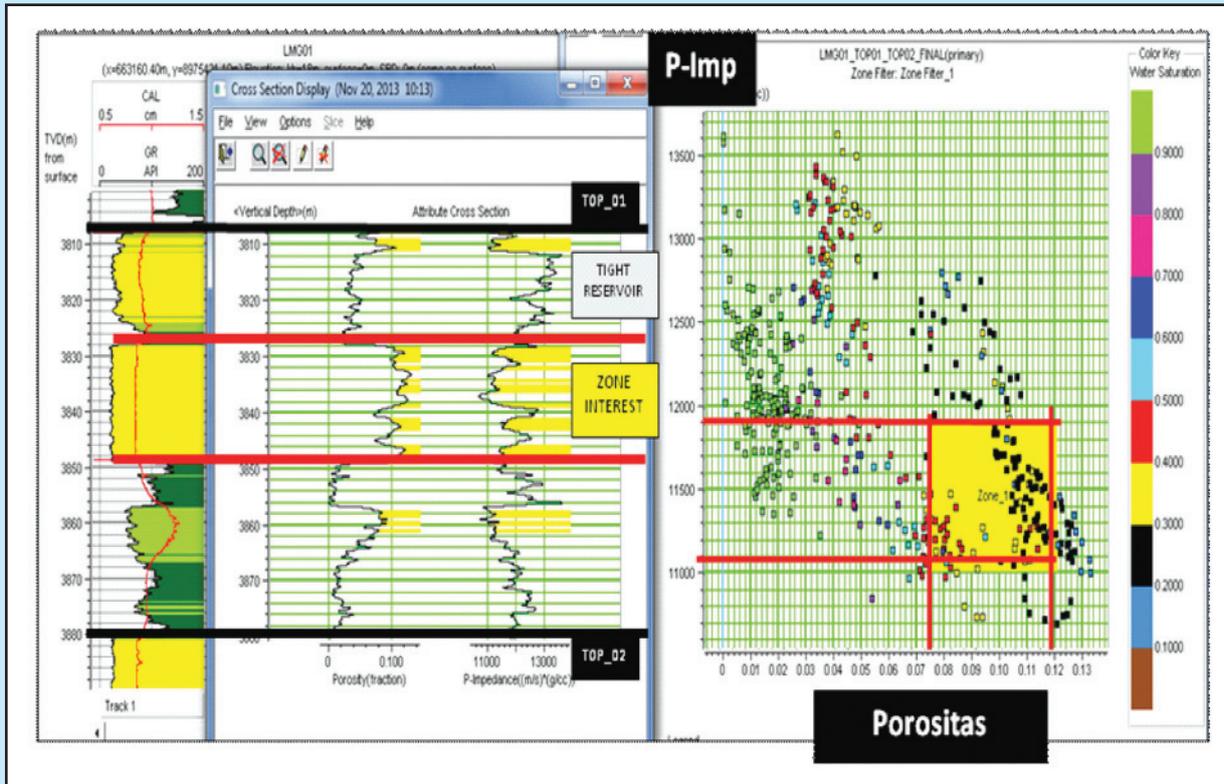


**Gambar 11**  
(a) Hubungan analitik  $\phi$  dengan AI dan PR. (b) Hubungan analitik  $S_w$  dengan AI dan PR

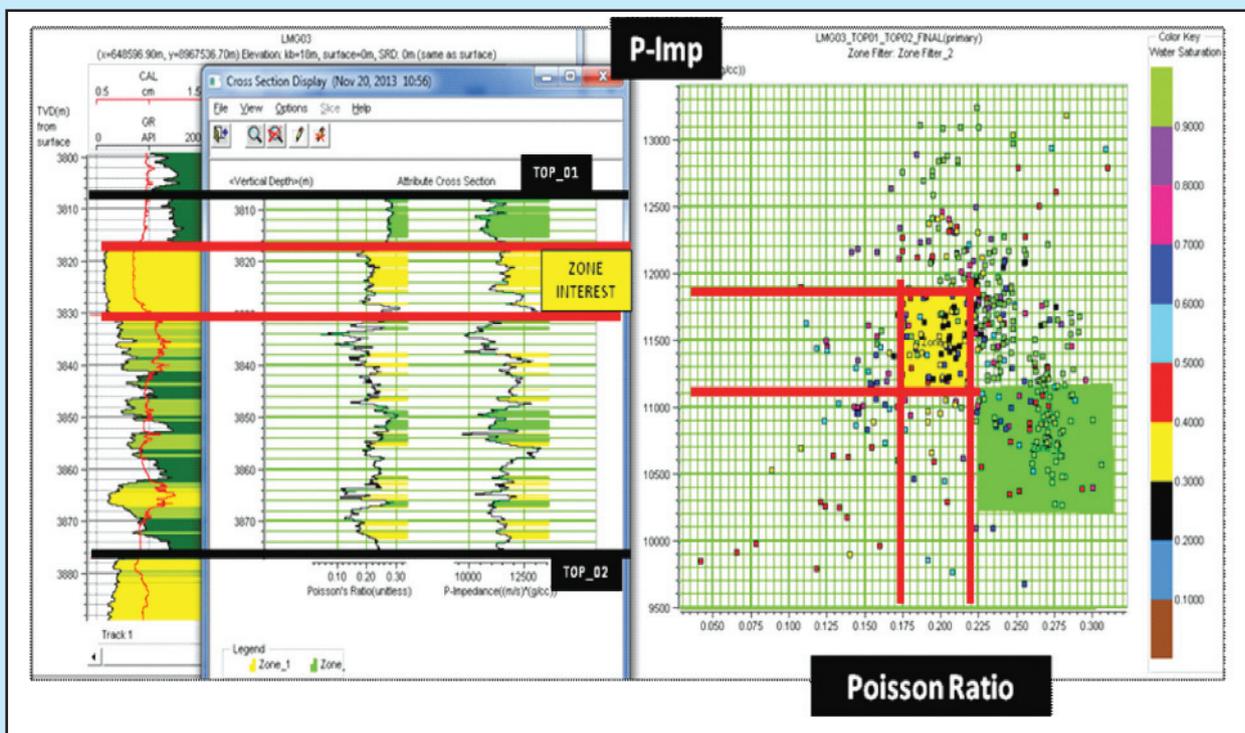


**Gambar 12**  
Crossplot  $I_p$  terhadap PR di LMG-01

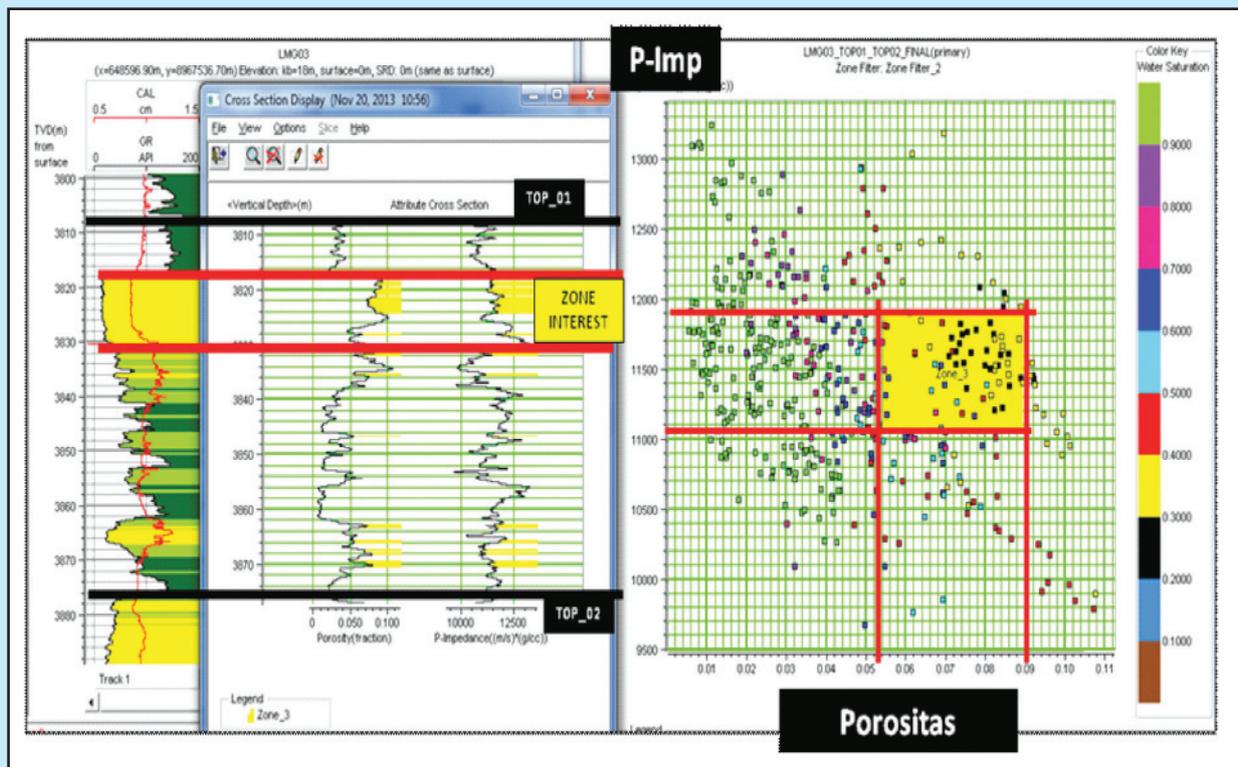
(Gambar 11a) sebagai fungsi AI dan PR, untuk bentang batas nilai (6-8) %. Dari hasil kalkulasi



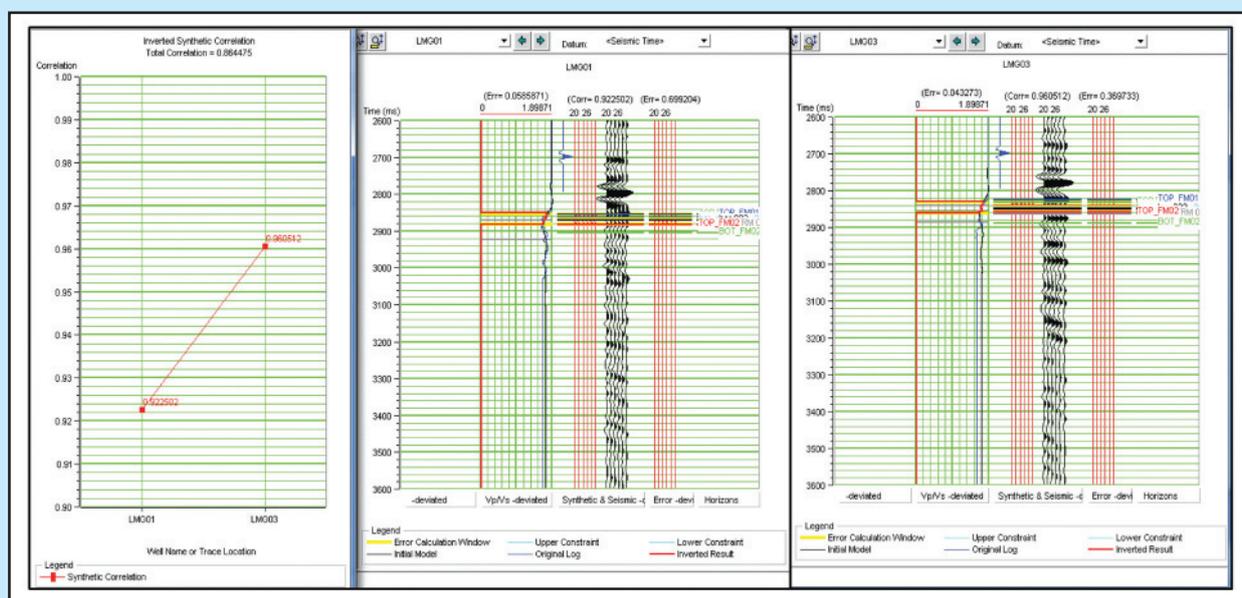
Gambar 13  
 Crossplot  $I_p$  terhadap  $\phi$  di LMG-01



Gambar 14  
 Crossplot  $I_p$  terhadap PR di LMG-03



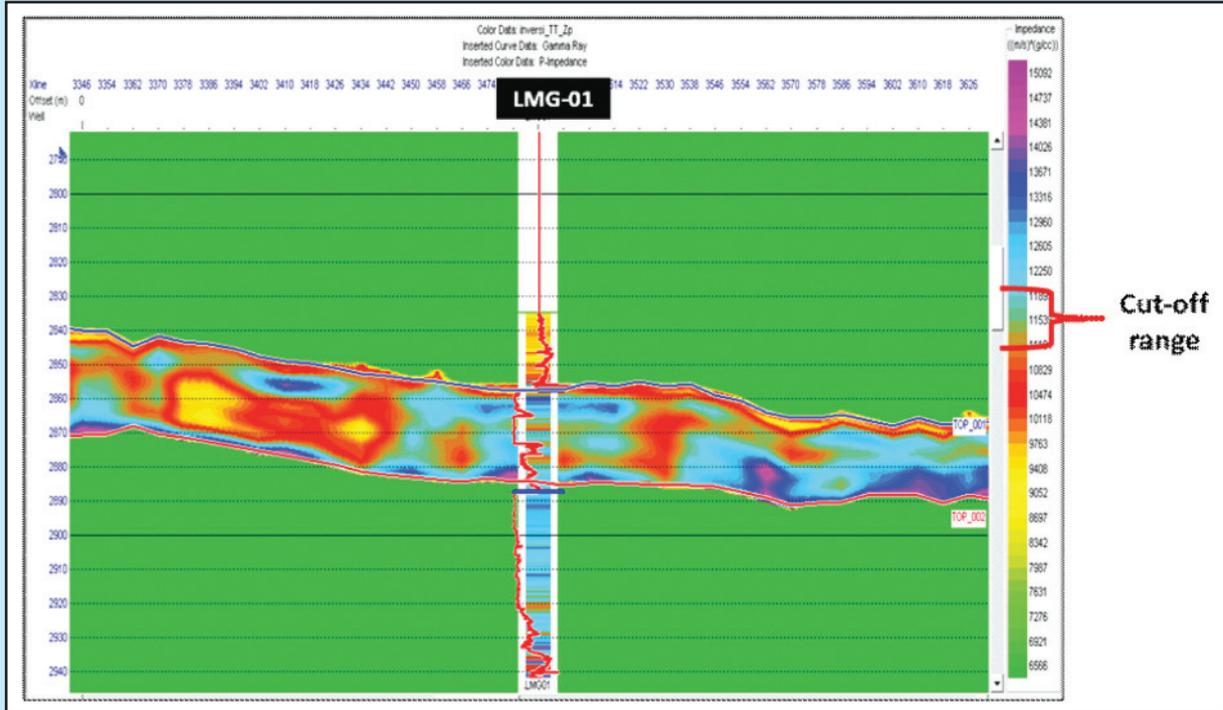
Gambar 15  
Crossplot  $I_p$  terhadap  $\phi$  di LMG-03



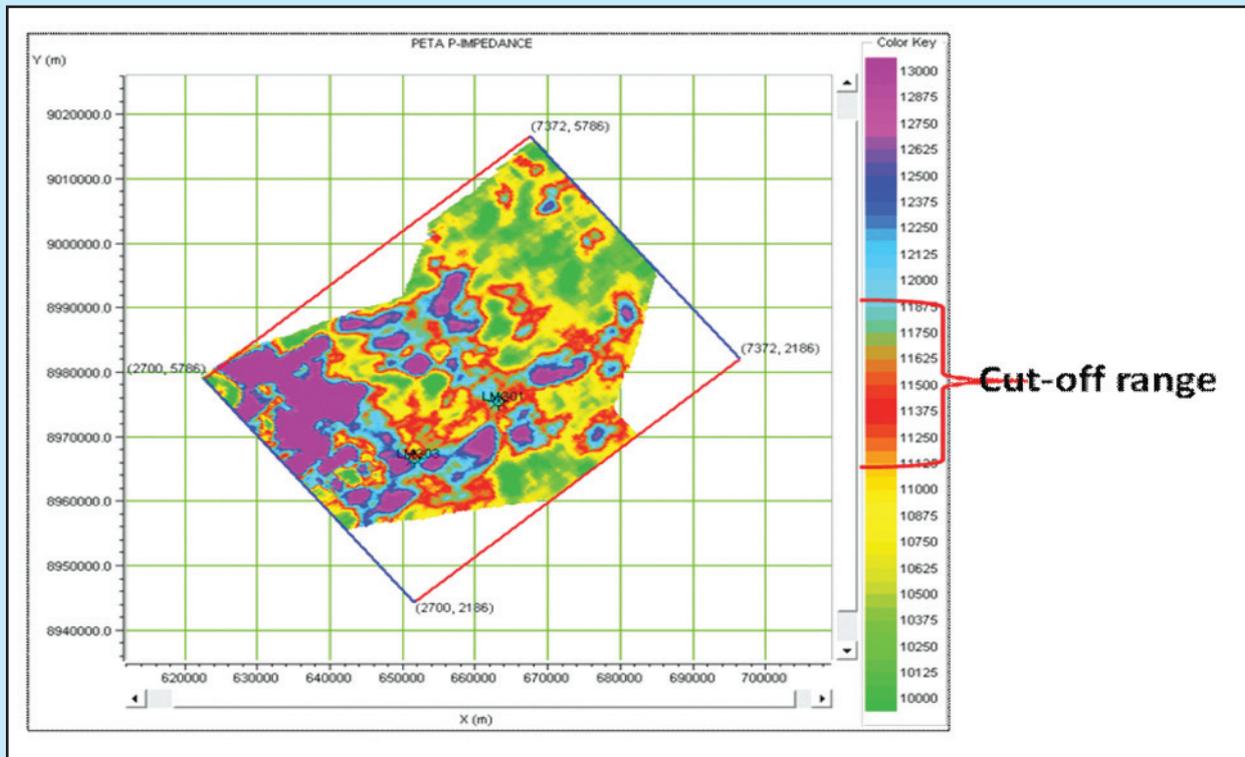
Gambar 16  
Korelasi hasil inversi (AI sintetik) vs EI di sumur LMG-01 = 92,2%  
Korelasi hasil inversi (AI sintetik) vs EI di sumur LMG-03 = 96,0%

ini diperoleh peta distribusi  $\phi$  zona reservoir pada Gambar 20. Lokasi-lokasi target dalam peta  $\phi$  adalah warna merah hingga ungu.

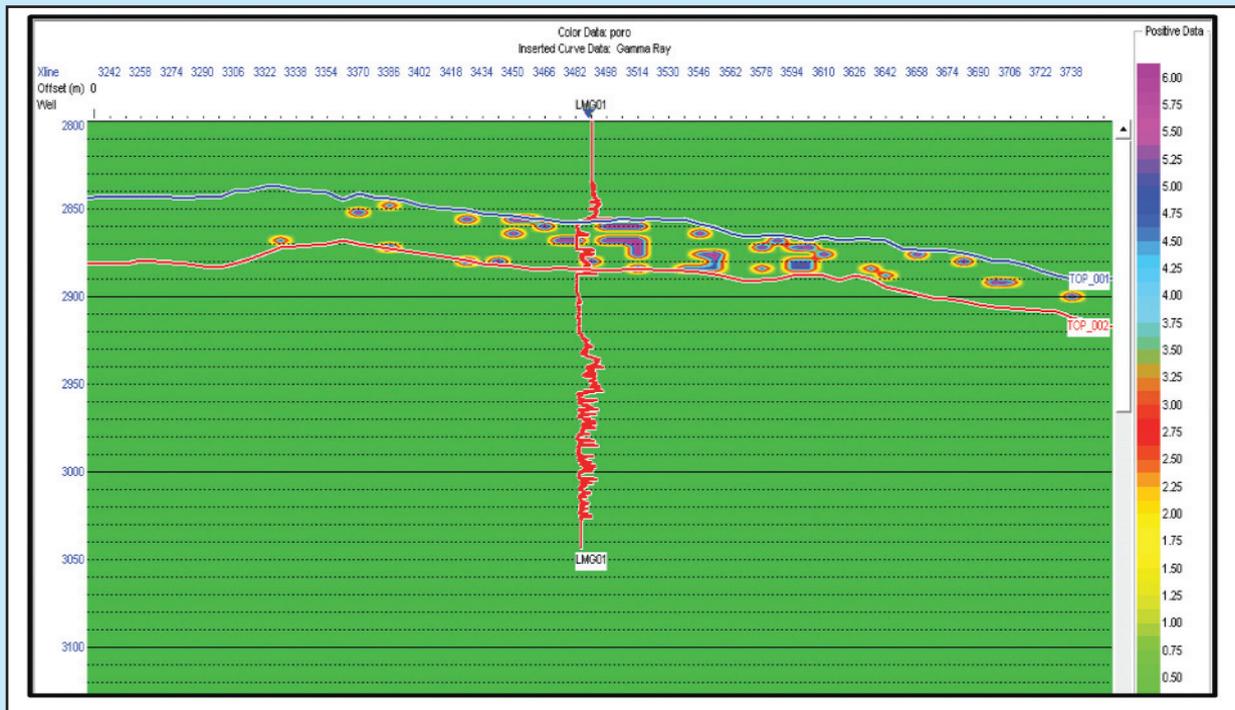
Gambar 21 menunjukkan penampang PR yang melalui sumur LMG-01. Bentang batasan nilai untuk atribut PR pada zona target adalah (0.17-0.18).



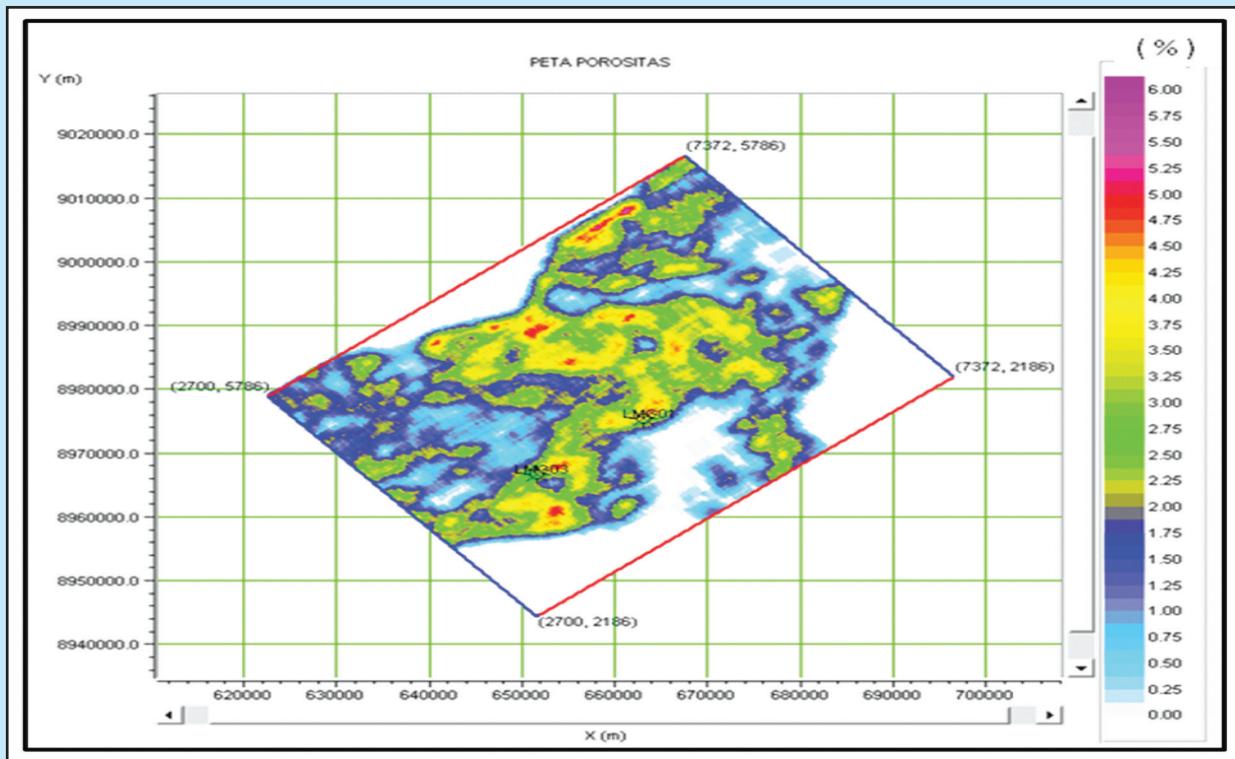
Gambar 17  
 Penampang  $I_p$  melalui sumur LMG-01. bentang *cut off* (11.100-11.800)m/s.gr/cc



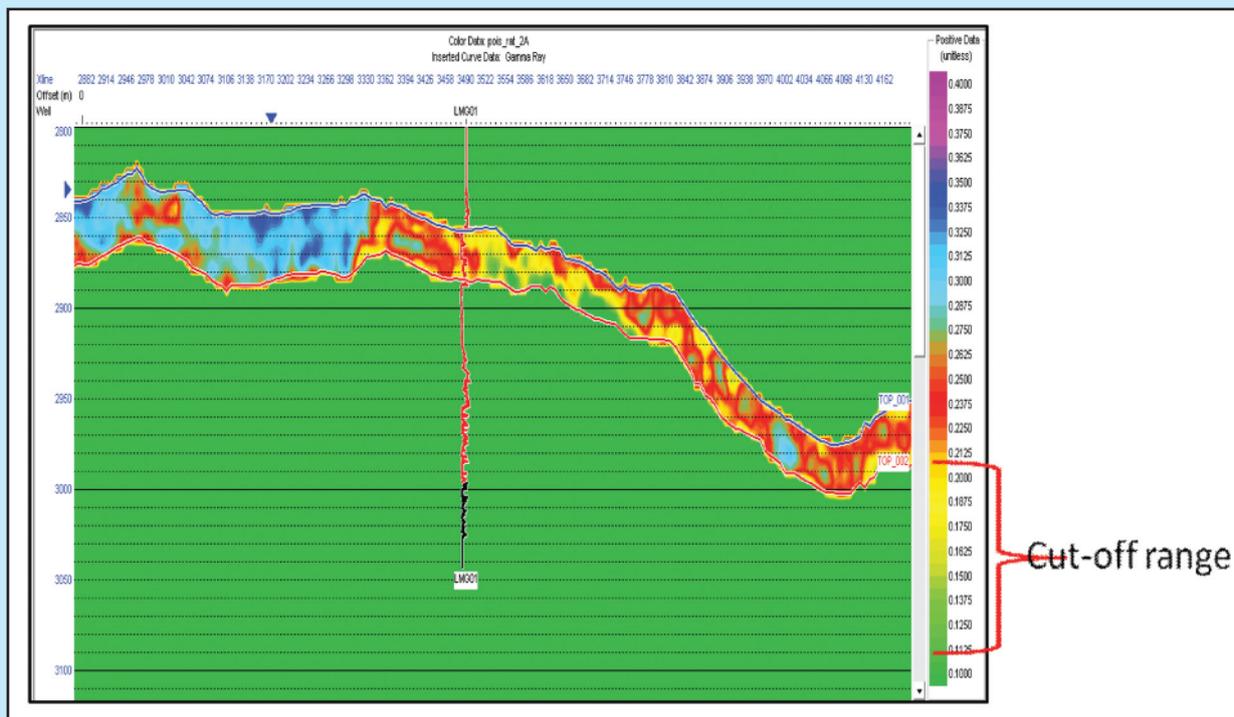
Gambar 18  
 Peta distribusi  $I_p$ . bentang *cut off* (11.100-11.800)m/s.gr/cc



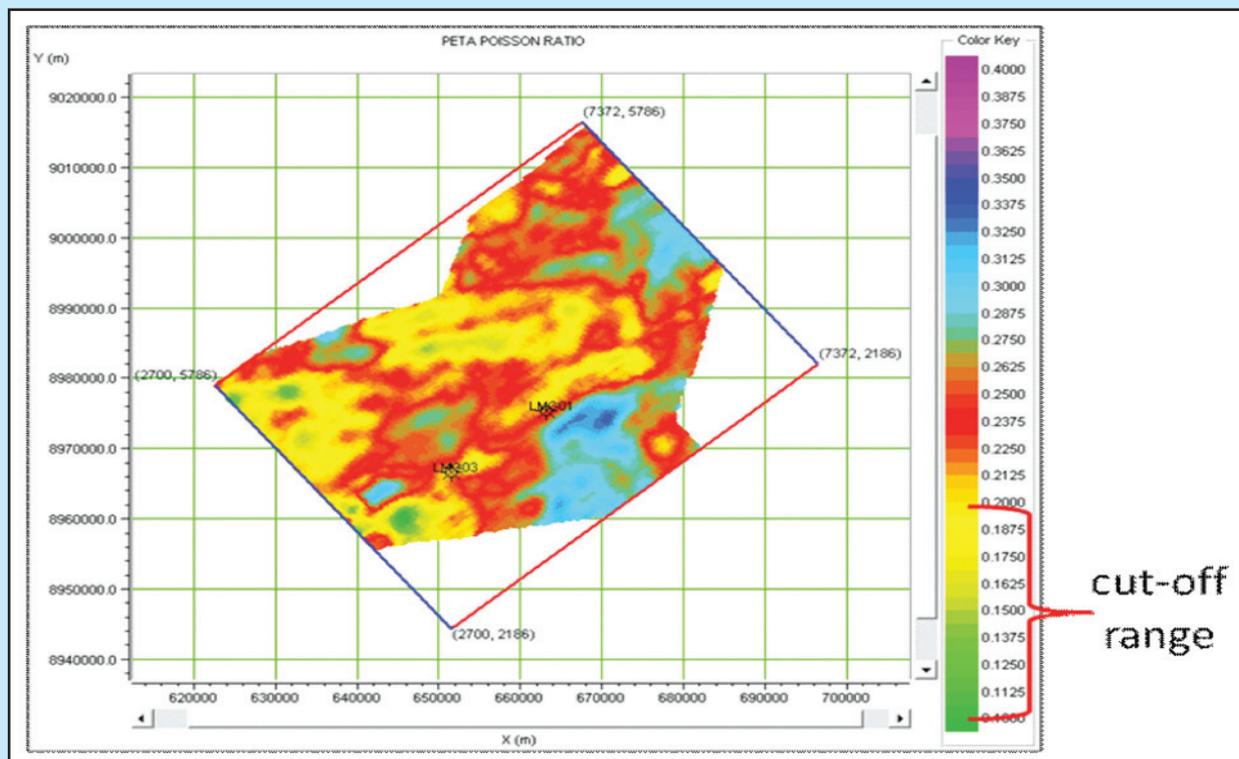
Gambar 19  
Penampang  $\phi$  melalui sumur LMG-01. bentang *cut off* (6-9)%



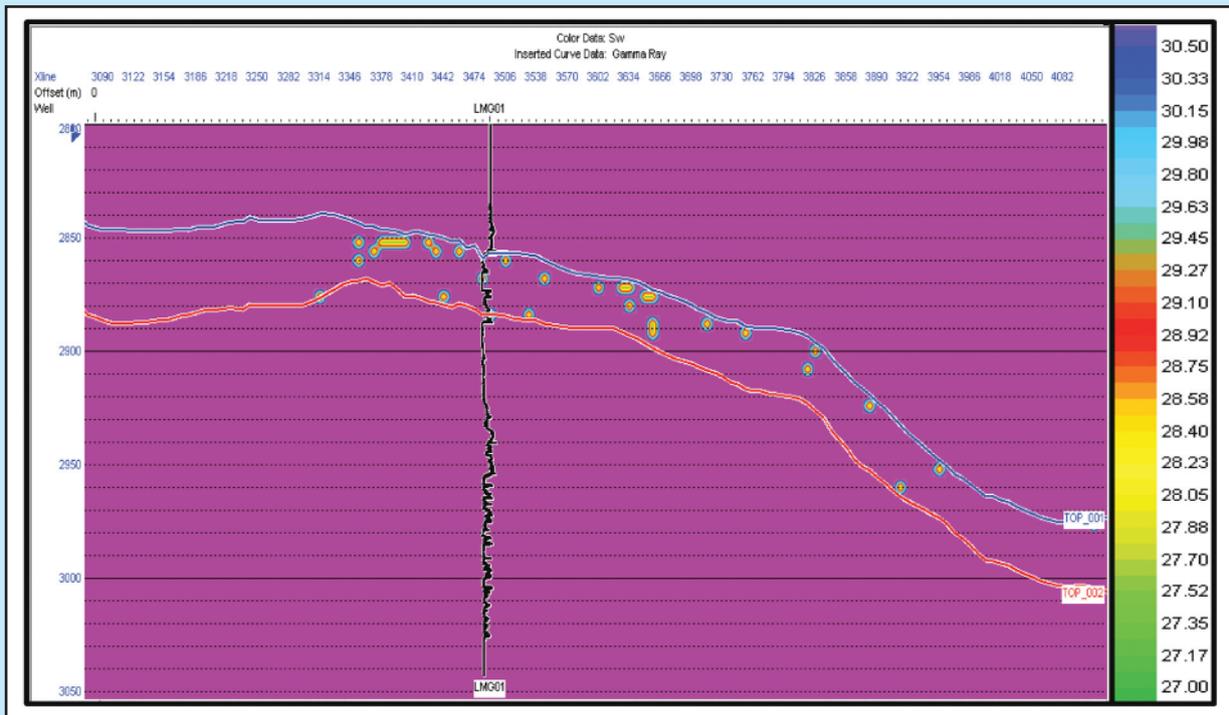
Gambar 19  
Peta distribusi  $\phi$  . bentang *cut off* (6-9)%



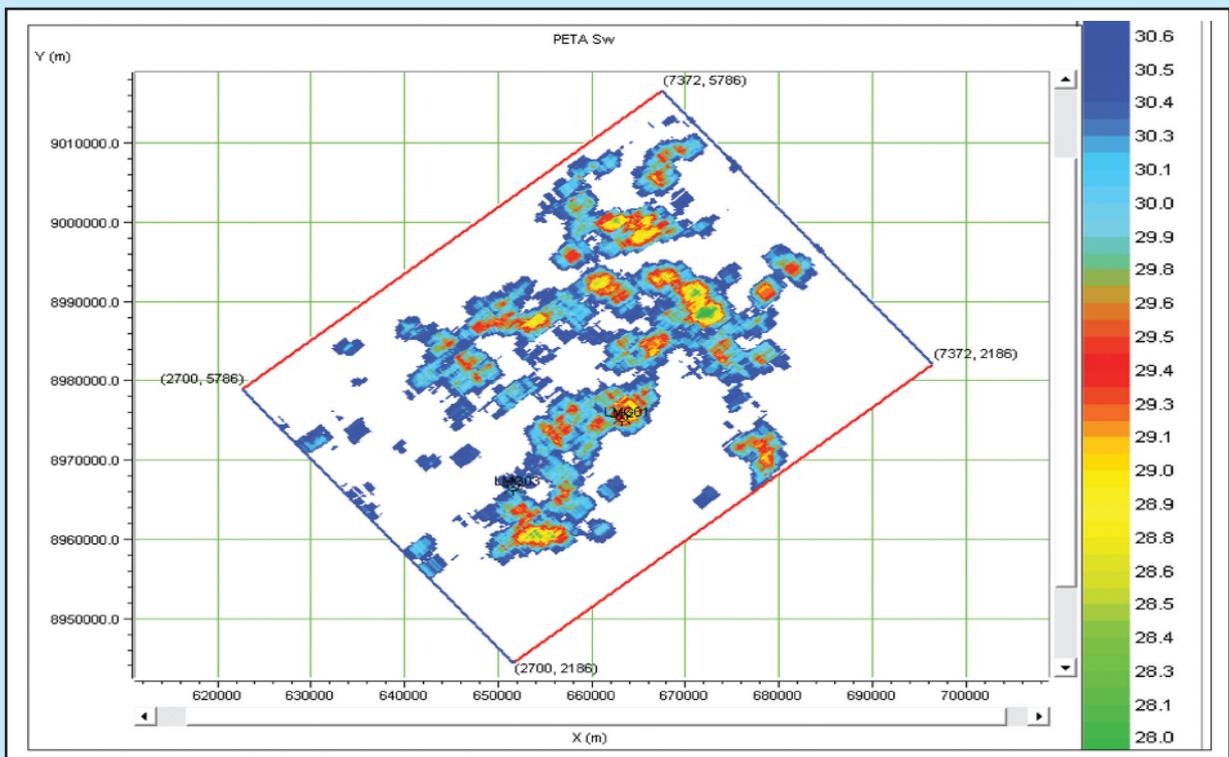
Gambar 21  
Penampang PR melalui sumur LMG-01. bentang *cut off* (0.17-0.18)



Gambar 22  
Peta PR. bentang *cut off* (0.17-0.18)



**Gambar 23**  
Penampang  $S_w$  melalui sumur LMG-01. bentang *cut off* (30-50)%



**Gambar 24**  
Penampang distribusi  $S_w$  bentang *cut off* (30-50)%

Dalam gambar ini tampak atribut PR hasil inversi AVO yang melalui di sumur LMG-01, terkalibrasi dan tervalidasi baik dengan log PR di sumur LMG-01. PR merupakan salah satu variabel paling penting untuk menghitung nilai  $\phi$  dan  $S_w$ . Distribusi PR secara lateral di zona reservoir ditunjukkan pada Gambar 24 sebagai peta PR. Lokasi yang merupakan target reservoir adalah warna kuning-hijau yang diprediksi sebagai lokasi-lokasi keberadaan hidrokarbon gas.

Properti petrofisik terakhir yang akan diestimasi adalah  $S_w$ . Penampang  $S_w$  ditampilkan pada Gambar 23 yang melalui sumur LMG-01. Sama seperti atribut seismik sebelumnya, pada Gambar 23 ini adalah cara kalibrasi dan validasi nilai nilai  $S_w$  hasil proses inversi AVO terhadap nilai-nilai  $S_w$  di sumur LMG-01. Untuk menghitung distribusi  $S_w$  secara lateral di zona reservoir maka digunakan rumus analitik yang telah diturunkan pada Gambar 11b sebagai fungsi AI dan PR. Karena bentang batas nilai  $S_w$  pada reservoir target adalah (30-50)% maka dipilih rumus perhitungan analitik  $S_w$  dari nomogram Gambar 11b antara  $S_w$  30% hingga 50%.

Hasil perhitungan  $S_w$  adalah distribusi nilai  $S_w$  secara lateral di zona reservoir seperti yang ditunjukkan pada Gambar 24. Berdasarkan peta  $S_w$  ini, maka lokasi-lokasi yang diperkirakan mengandung hidrokarbon gas adalah yang peta  $S_w$  yang berwarna biru. Hasil-hasil perhitungan  $I_p$ , PR,  $\phi$  dan  $S_w$  telah dikalibrasi dan divalidasi terhadap nilai-nilai log di sumur LMG-01 dan LMG-03.

Peta  $\phi$  (Gambar 22) dan peta  $S_w$  (Gambar 24) tampak mempunyai kemiripan pola penyebaran satu dengan lainnya. Artinya antara zona porous dan zona saturasi air berada pada area yang sama.

## V. KESIMPULAN

Studi terintegrasi inversi AVO, fisika batuan petrofisika dan geologi adalah suatu kajian karakterisasi reservoir, untuk mengestimasi penyebaran lateral saturasi air di zona reservoir dengan memanfaatkan atribut AVO. Studi kasus di suatu lapangan gas, pada reservoir batupasir berumur Pratersier. Kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah:

Studi menawarkan suatu metoda pendekatan untuk membuat peta distribusi nilai-nilai  $\phi$  dan  $S_w$  seluas lapangan migas melalui pemodelan analitik petrofisik dan inversi AVO.

Analisis sensitifitas menunjukkan bahwa antara properti petrofisik  $\phi$  dan  $S_w$  dengan atribut seismik AVO  $I_p$  dan PR, tidak menunjukkan pola hubungan matematis yang sederhana sehingga diperlukan bantuan pemodelan analitik berdasarkan persamaan Gassman untuk mencari pola hubungan antara kedua properti ini.

Pemodelan analitik dilakukan untuk fasies tertentu yang dipilih berdasarkan hasil analisa geologi, sehingga diperoleh pola hubungan antara besaran petrofisik  $\phi$  dan  $S_w$  dan besaran akustik yang diwakili oleh atribut seismik  $I_p$  dan PR dalam bentuk nomogram seperti yang ditunjukkan pada Gambar 11.

Peta sebaran  $I_p$  dan PR (Gambar 18 dan Gambar 22) dan peta sebaran  $\phi$  dan  $S_w$  (Gambar-20 dan Gambar 24) di zona reservoir untuk fasies tertentu, masing-masing telah dikalibrasi dan divalidasi terhadap besaran-besaran log yang sama di sumur LMG-1.

Dalam studi kasus ini digunakan data seismik yang mempunyai frekuensi dominannya 25 herzt sehingga memberikan resolusi data seismik sebesar 27m. Untuk studi kasus karakterisasi reservoir kualitas data seismik ini kurang memadai, terutama untuk resevoir yang tebalnya kurang dari 25meter. Faktor kedalaman reservoir diperkirakan menjadi salah satu penyebab hilangnya sebagaian informasi data seismik.

## KEPUSTAKAAN

- Castagna, J.P., Swan, H.W.,** (1997), Principles of AVO crossplotting, The Leading Edge.
- Gan, Li-deng, Dai, Xiao-feng, Li, Ling-gao,** (2008), Application of Petrophysics-based Prestack Inversion to Volcanic Gas Reservoir Prediction in Singliao basin”, Research Institute and Development, PetroChina Company Limited.
- Hu, R.Y., Holden, T., Broussard, M.,** (2011), Petrophysics and Rock Physics Modeling to Improve Seismic Reservoir Characterization -Case study of Haclberry Sandstone, Search and Discovery Article #40774.
- Nugroho, P., Mishar, G., Gunawan, H.,** (2013), Thin Basal Sand Reservoir Distribution Using Elastic Properties Approach, Case Study: Aryani Field, Asri Basin, Southeast Sumatra, PIT HAGI-IAGI, Medan.
- Quijada, M.F., Stewart, R.R.,** (2008), Petrophysical and seismic signature of a heavy oil sand reservoir: Manitou Lake, Saskatchewan, Cewes, University of Calgary.

**Russell, B.H., Hedlin, K., Hilterman, F.J., Lines, L.R.,** (2003), Fluid property discrimination with AVO: A Biot-Gasmann perspective, *Geophysics*, Vol 68, No.1, P.29-39.

**Savic, Milos, Ver West, Bruce, Gingrich, Dean,** (2005), *Elastic Impedance Inversion in Practice*, ARCO British Ltd.

**Veeken, P., Rauch-Davies, M.,** Feb. 2006, AVO attribute

analysis and seismic reservoir characterization, *Firstbreak*, vol. 24.

**Walls, J., Dvorkin, J., Carr, M.,** 2009, *Well Logs and Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization*, Rock Solid Images.

**Zhou, Zhengyun, Hilterman, F.J., Kumar, M.,** (2005), "Water Saturation estimation from seismic and rock-property trends", Center for Applied Geosciences and Energy, Houston.