

Identifikasi Persebaran dan Sumur Usulan menggunakan Metode *Well Logging*, Petrofisika Inversi, Seismik Simultan dan pemodelan 3D Geometri Reservoir

Isti Nur Kumalasari^{1,a)}, Ordas Dewanto^{1,b)}, Bagus Sapto Mulyanto^{1,c)}

¹*Geophysics Engineering, Engineering Faculty, Lampung University*

^{a)}istinurkumalasari@gmail.com

^{b)}ordasdewanto@gmail.com

^{c)}bagusyosodihardjo@yahoo.com

Abstrak. Interpretasi kualitatif dan kuantitatif data *log* menunjukkan terdapat gas pada sumur INK-2 di kedalaman 1532-1540 m, 1565-1580 m, 1610-1618 m, 1640-1648 m, pada sumur INK-3 di kedalaman 1534-1540 m, 1565-1588 m, 1611-1619 m, 1641-1649 m, pada sumur INK-4 di kedalaman 1543-1547 m, 1554-1575 m, 1605-1626 m, pada sumur INK-5 di kedalaman 1531-1538 m, 1550-1575 m, 1595-1605 m, pada sumur INK-6 di kedalaman 1468-1534 m. Dari hasil inversi zona *porous* karbonat memiliki *range P-Impedance* antara 27000-40000 (ft/s)*(g/cc), *S-Impedance* antara 16000-26000 (ft/s)*(g/cc), *Mu-Rho* antara 27-80 (GPa*g/cc) dan *Lamda-Rho* 20-34 (GPa*g/cc). Litologi *porous* karbonat ditunjukkan dengan warna *Mu-Rho* kuning-merah dengan nilai *Mu-Rho* 30-60 (GPa*g/cc) dan litologi *porous* karbonat mengandung gas ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *Lamda-Rho* 25-29 (GPa*g/cc). Berdasarkan analisis persebaran reservoir, analisis persebaran gas, dan analisis struktur geometri reservoir lokasi sumur usulan yang disarankan berada pada bagian selatan bawah, timur di klosur ketinggian sekitar patahan turun dan di sebelah barat dekat dengan lokasi sumur.

PENDAHULUAN

Pada era sekarang kebutuhan masyarakat terhadap sumberdaya alam seperti hidrokarbon semakin meningkat. Peningkatan kebutuhan masyarakat terdapat minyak dan gas bumi tidak diimbangi dengan jumlah hidrokarbon yang telah tereksplorasi. Oleh karena itu perlu dilakukan penelitian baru maupun analisis lanjut lapangan-lapangan minyak dan gas yang sudah ada dengan seismik refleksi dan *well logging*, yaitu interpretasi data seismik dan sumur untuk karakterisasi reservoir. Analisis karakteristik reservoir merupakan suatu proses yang mendeskripsikan karakter reservoir secara kualitatif dan kuantitatif menggunakan data seismik sebagai data utama (Sukmono, 2002). Metode seismik konvensional hanya dapat membedakan batas antar lapisan saja. Interpretasi menggunakan data seismik konvensional hanya bisa membedakan batas antar lapisan, namun tidak dapat memberikan informasi mengenai parameter dan sifat fisis batuan itu sendiri. Salah satu metode yang dikembangkan untuk mengatasi masalah tersebut adalah inversi seismik. Seismik inversi adalah teknik pemodelan geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai pengontrol (Sukmono, 2002). Inversi seismik dapat dilakukan dengan data *post stack migration* dan *pre stack migration*. Salah satu inversi seismik dengan data *post stack migration*, yaitu inversi *AI (Acoustic Impedance)* memiliki keterbatasan dalam membedakan efek litologi dan fluida pada suatu lapisan. Dengan pemodelan kedepan dan menyertakan informasi dari *S-Impedance* data seismik pada sudut yang berbeda akan memperjelas keberadaan kandungan fluida pada litologi reservoir (Foster dkk., 2010). Oleh sebab itu, pada penelitian ini digunakan data *pre stack migration* dengan parameter gelombang *S* untuk menghasilkan parameter *SI (Shear Impedance)* sehingga dapat membedakan efek litologi dan fluida lebih baik. Jenis inversi yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi seismik simultan. Russel (2005)

memperkenalkan metode *simultaneous inversion* pada data *pre-stack* dengan algoritma yang berdasarkan tiga asumsi, yaitu pertama, pendekatan linear untuk reflektivitas. Kedua, reflektivitas *PP* dan *PS* sebagai fungsi sudut yang telah diberikan oleh persamaan Aki-Richards (Aki dan Richards, 2002). Ketiga, terdapatnya hubungan linier antara logaritma impedansi *P*, impedansi *S*, dan densitas Metode seismik inversi simultan merupakan metode inversi data *partial angle gather* atau *partial angle stack* dengan variasi sudut datang yang berbeda (*near angle*, *mid angle*, *far angle*) secara bersama-sama dengan kontrol *wavelet* yang diestimasi dari masing-masing data seismik *partial stack*, sehingga didapatkan hasil inversi yang dapat dianalisis untuk karakterisasi reservoir. Hasil dari inversi simultan adalah model densitas (ρ), kecepatan gelombang *P* (V_p), kecepatan gelombang *S* (V_s), *Acoustic impedance* (AI), dan *Shear Impedance* (SI). Dari parameter tersebut dapat ditransformasikan menjadi parameter *Vp/Vs ratio*, *Poison's Ratio*, dan parameter *Lamda-Mu-Rho* (LMR). Selain itu karakter fisis batuan dan hasil turunannya tersebut dapat digunakan untuk mengidentifikasi kualitas sebuah reservoir beserta penyebarannya dan dapat digunakan untuk analisis saran sumur pemboran. Dengan saran sumur pemboran ini diharapkan mampu mengatasi permasalahan yang ada mengenai kebutuhan minyak dan gas masyarakat yang semakin meningkat.

METODOLOGI PENELITIAN

Diagram Alir

Pada penelitian ini, data yang digunakan adalah data log (*gamma-ray*, resistivitas, NPHI, RHOB, V_p , V_s dan *checkshot*), data seismik, dan perangkat lunak yang meliputi *Microsoft Excel*, *Geolog*, *Petrel*, dan *HRS*. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Pre-stack Angle Gather*, *minimum phase standar SEG* dengan *sampling interval* 2 ms, dengan jumlah *inline* 1004-1946, interval 1 dan *crossline* 5002-5881 interval 1. Data *Checkshot* terdapat pada sumur INK-1 berupa data kedalaman dan waktu tempuh *One Way Time* (OWT) dalam satuan detik. Sedangkan pada INK-4, INK-5, INK-6 data *checkshot* berupa kedalaman dan waktu tempuh *Two Way Time* (TWT). Data *checkshot* digunakan dalam proses *well seismic tie*, konversi data seismik domain waktu dan domain kedalaman, dan mengoreksi *log P-wave*. Secara umum pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini terdiri dari penentuan zona target, *pre-conditioning data log*, prediksi $\log V_s$ PHIE PHIT SW dan K, pembuatan *log impedansi*, *transform log Lamda-Rho Mu-Rho*, V_p/V_s Ratio, analisis sensitivitas data *log*, *checkshot correction*, *filter log*, *well to seismic tie*, *picking horizon*, *time structure map*, *depth structure map*, *isochron map*, *isopach map*, *netpay map*, *build model initial*, analisis pre-inversi, inversi simultan, peta persebaran AI, SI, Dn, LMR, dan analisis sumur usulan. Diagram alir pada penelitian ini ditunjukkan pada **Gambar 2-4**. Pengolahan log digunakan untuk analisis zona reservoir prospek, uji sensitivitas data guna dapat memisahkan zona target dan non target dengan *crossplot* parameter-parameter *log* dari perhitungan dan transformasi data *log*. Setelah itu dilakukan koreksi *checkshot* untuk mengoreksi *log P-wave* yang nantinya akan dilakukan *well seismic tie* dan inversi. Interpretasi data seismik 3D Lapangan "INK" untuk proses inversi hanya dilakukan *picking horizon*, dan bantuan peta *time structure* dan *depth structure map* dalam analisis patahan. Setelah sebelumnya dilakukan *horizon pick*, maka perlu dilakukan pengkoreksian kembali hasil *picking horizon* pada data seismik yang telah di-*stack* (*full stack migrated*). *Marker* yang menjadi acuan pada proses *picking* adalah *Top BRF* dan *Base BRF* dengan memperhatikan kontinuitas refleksi, amplitudo, serta kejelasan interval zona target *Pay carbonate* pada batas-batas zona target. Ada tiga tahap dalam melakukan inversi simultan yaitu pembuatan model awal, analisis pre-inversi, dan inversi simultan. Model awal inversi simultan secara umum dilakukan pembuatan *initial model Vp, Vs*, densitas, Impedansi *P*, serta Impedansi *S*. Selanjutnya dilakukan *preinversion QC* dan penentuan nilai koefisien regresi untuk hubungan Impedansi *P* dan Impedansi *S*, Impedansi *P*, dan densitas serta perbandingan kecepatan gelombang *P* terhadap gelombang *S*. Dari hasil parameter tersebut diperoleh hasil inversi simultan berupa volume V_p , V_s , densitas, Impedansi *P* serta Impedansi *S* yang di transformasi menjadi Parameter *Lamé*. Untuk mengetahui persebaran gas pada *section volume* inversi, dapat dilakukan dengan membuat *cross plot trace* seismik dari parameter-parameter hasil inversi.

PEMBAHASAN HASIL PENELITIAN

Analisis Data Log

Dengan metode well logging akan didapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan hidrokarbon untuk evaluasi formasi dan identifikasi litologi bawah permukaan. Metode ini merupakan suatu metode yang dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya hidrokarbon. Dari interpretasi kualitatif diperoleh identifikasi tipe batuan, pendeteksian adanya hidrokarbon, pendeteksian adanya lapisan permeabel, dan penentuan batas reservoir. Sedangkan dari interpretasi kuantitatif diperoleh harga porositas, saturasi fluida dan indeks permeabilitas. Dasar-dasar interpretasi log kuantitatif adalah pemahaman sifat petrofisika batuan, penentuan besaran petrofisika dari log, penggunaan *software* untuk interpretasi dan pemahaman kegunaan hasil interpretasi hasil log sumur (Dewanto, 2009). Log Neutron mengukur ion hydrogen yang terkandung dalam formasi. Log neutron akan merefleksikan kandungan fluida pengisi pori batuan, dan log densitas digunakan untuk mengukur densitas dengan memancarkan gamma pada formasi batuan (Cahaya et al, 2015). Analisis data log secara kualitatif dilakukan pada log GR, Sparasi NPHI RHOB, resistivitas, dan Vp secara *quick look* pada kurva log. Langkah awal untuk menganalisis data log adalah dengan melakukan interpretasi kualitatif secara sepintas mengenai lapisan produktif hidrokarbon. Hidrokarbon umumnya terdapat pada lapisan *permeable* yang diindikasikan dengan nilai log gamma ray yang rendah, karena pada lapisan *permeable* zat radioaktif mudah lepas dari batuan dan bermigrasi ke tekanan yang lebih rendah melalui pori-pori batuan, sehingga saat perekaman lapisan *permeable* menghasilkan nilai gamma ray yang rendah (Glover, 2000). Selanjutnya keberadaan hidrokarbon ditandai dengan nilai log NPHI dan RHOB yang rendah, karena atom yang dipancarkan oleh pengukuran log tersebut banyak berinteraksi dengan atom hydrogen, sehingga atom neutron yang terekam sedikit (Harsono, 1997).. Semakin sedikit yang terekam menunjukkan bahwa semakin kompleks susunan fluida pada batuan yang menunjukkan bahwa batuan tersebut mengandung fluida gas. Selanjutnya lapisan yang mengandung hidrokarbon memiliki resistivitas yang tinggi, karena minyak dan gas kurang baik dalam menghantarkan listrik. Berbeda dengan air yang bersifat konduktif, sehingga nilai resistivitasnya tinggi (Harsono, 1997). Selain itu fluida minyak dan gas menyebabkan penurunan nilai Vp. Menurut Riki Pahlevi Zain (2012), resistivity sangat penting untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon. Keberadaan saturasi hidrokarbon yang semakin tinggi ditunjukkan dengan nilai resistivitas yang tinggi juga (Afizu, 2013). **Gambar 1** menunjukkan perubahan resistivitas pada air, minyak dan gas suatu sumur (Grace and Dewanto, 2015). Menurut Grace and Dewanto (2015), jika suatu lapisan mengandung gas akan diindikasikan dengan log gamma ray yang rendah, umumnya dibawah 60 API, memiliki nilai umumnya tinggi lebih dari 100 ohm-meters. Tabel 1. adalah tabel hasil interpretasi kualitatif secara *quicklook*.

Interpretasi Kuantitatif

Volume Clay merepresentasikan *Volume shale (Vsh)* yang menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan. Hal ini berpengaruh terhadap sifat batuan. karena *shale/clay* menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida karena *clay* bersifat impermeabel (tidak dapat mengalirkan fluida). Semakin banyak *clay* yang terdapat pada batuan tersebut, maka akan mudah menghambat fluida untuk berada di batuan tersebut dan batuan tersebut menjadi kurang baik menjadi sebuah reservoir (Ulum dkk., 2012). Perhitungan log *volume shale* dilakukan dengan persamaan linier log GR (IGR = Indeks Radioactivity) melalui penyesuaian persamaan *non linier* Larionov (1969), karena target penelitian berumur *Tersier* (Asquith dan Krygowski, 2004). Nilai perhitungan dapat dilihat pada **Table 2**. Hasil perhitungan Vsh ini diperlukan untuk intepretasi kuantitatif lebih lanjut, yaitu dalam penentuan porositas efektif dan saturasi air. Semakin sedikit volume *shale* pada suatu lapisan, maka semakin baik lapisan tersebut untuk menjadi reservoir, karena pori-pori yang terisi oleh lapisan pengotor dapat digantikan oleh fluida minyak maupun gas. Dengan sedikitnya jumlah pengtor, maka akan semakin besar nilai porositas total maupun porositas efektif suatu batuan. Dari hal ini dapat dilihat bahwa Vsh dan porositas memiliki hubungan yang berbanding terbalik. Hasil perhitungan Vsh tiap sumur dijabarkan pada gambar 5-9.

Perhitungan porositas efektif dilakukan dengan metode *neutron* dan densitas. Log NPHI mengukur *indeks hydrogen* yang terdapat di dalam formasi batuan. Nilai indeks hidrogen merupakan kandungan hidrogen dalam formasi baik itu merupakan hidrogen yang berasal dari batuan atau berasal dari fluida di dalam batuan formasi Koesoemadinata (1978). Dari hasil perhitungan didapatkan nilai rata-rata PHIE pada zona reservoir yang dijabarkan pada Tabel 3.

Saturasi air (S_w) adalah besarnya volume pori batuan yang terisi oleh air formasi yang dinyatakan dalam fraksi. Pada zona reservoir, tidak sepenuhnya terisi oleh hidrokarbon. Itulah alasannya tetap dilakukan perhitungan dalam penentuan saturasi air dalam formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Sebelum melakukan perhitungan saturasi air dibutuhkan nilai R_w atau resistivitas air yang dicari dengan menggunakan *pickett plot*. Resistivitas air dicari pada zona *water bearing* yang memiliki ciri-ciri terdapat pada zona *permeable* dan memiliki resistivitas yang rendah. Penentuan R_w dengan menggunakan *pickett plot*. **Tabel 4** menunjukkan hasil penentuan R_w dengan metode *pickett plot*. Sedangkan hasil perhitungan S_w pada zona target dapat dilihat pada **Table 5**. Reservoir yang prospek ditunjukkan dengan S_w yang rendah, karena jika nilai S_w tinggi maka semakin banyak air yang mengisi reservoir tersebut.

Analisis Zona Target

Cut-off Porositas dapat dilakukan dengan metode crossplot antara nilai porositas sebagai sumbu x dan permeabilitas sebagai sumbu y (Budiarto dkk., 2015). Dilakukan regresi linear dan nilai porositas terbaca saat permeabilitas 0.1 mD adalah nilai *cut-off* porositas. Nilai permeabilitas 0.1 mD adalah nilai permeabilitas minimum agar fluida gas dapat mengalir dalam formasi. *Cut-off Vshale* dapat dilakukan dengan crossplot nilai V_{CL} dalam sumbu x dan porositas sebagai fungsi y. Nilai V_{CL} terbaca pada saat nilai porositas *cut-off* merupakan nilai penggal untuk *Vshale*. Nilai penggal dari saturasi air dapat diperoleh dengan Menggunakan analisis data *core*. Namun dapat pula dilakukan dengan *cross plot* antara porositas dengan saturasi air. Hal ini disebabkan oleh tidak tersedianya data *scal* (*special core analysis*). Parameter yang dicari dari *crossplot* ini adalah mencari garis persamaan (*trendline*) antara hubungan porositas dengan saturasi air dan dicari nilai R_2 nya (Budiarto dkk., 2015). Pada zona tersebut perlu dilakukan analisis lebih lanjut apakah reservoir dapat meloloskan fluida dengan melakukan lumping data. Untuk mengetahui *cut off* porositas hal yang harus dilakukan adalah menghitung \log permeabilitas. Perhitungan permeabilitas menggunakan parameter *default schlumberger* yaitu $a=10000$, $b=4.5$, dan $c=2$. Setelah itu membuat *crossplot* antara $\log PHIE$ dan $\log K$. Selanjutnya dibuat *trendline* regresi dan tarik garis pada nilai $K=1$ dan sampai *trendline*. Tarik ke koordinat x yaitu $PHIE$ untuk mendapatkan *cut off* porositas. Dari hasil *cut off* didapatkan ketebalan *netpay* tiap sumur yang dijelaskan pada **Tabel 19**. Dari hasil ini dapat dilakukan analisis bahwa syarat suatu lapisan merupakan zona *pay* jika memiliki porositas diatas nilai *cut off*, karena porositas diatas nilai *cut off* dianggap masih dapat meloloskan fluida. Sedangkan untuk volume *shale* zona *pay* diambil dari lapisan yang sudah memenuhi nilai porositas *cut off* dan memiliki nilai V_{sh} yang rendah atau dibawah standar *cut off* dan $S_w < 0.7$. Dari hasil ini akan didapat ketebalan lapisan yang data meloloskan fluida atau ketebalan *netpay*. Dari ketebalan *netpay* dapat ditentukan nilai N/G . N/G merupakan perbandingan antara ketebalan total suatu zona reservoir dengan ketebalan zona yang produktif atau dapat meloloskan fluida jika nanti akan dibor. Penentuan analisis zona target dilakukan dengan melakukan lumping data sehingga didapatkan N/G untuk perhitungan cadangan. Dari hasil *cut off* didapatkan ketebalan *netpay* tiap sumur yang dijelaskan pada **Tabel 6**. Hasil **Tabel 7**. merupakan N/G tiap sumur digunakan untuk membuat peta persebaran *netpay* dan perhitungan cadangan.

Analisis Krosplot Sensitivitas

Analisis *crossplot* pada sumur INK-5 dan INK-6 mencakup dua aspek analisis, yaitu secara kuantitatif maupun kualitatif. Secara kuantitatif dengan menentukan nilai *cut off* parameter *crossplot* dalam mendeterminasi litologi maupun fluida. Sedangkan, secara kualitatif dengan melihat zonasi (*cluster*) anomali berdasarkan posisi distribusi harga parameter yang digunakan dalam *crossplot*. Dari analisis *crossplot* juga bisa dilihat parameter mana yang paling sensitif terhadap zona *porous karbonat* dan persebaran gas. Pada *crossplot P-Impedance* menunjukkan zonasi yang jelas dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. *Porous carbonate* memiliki nilai $P-Impedance$ yang rendah namun tidak serendah *shale*. Ini diakibatkan karena porositas sehingga matriks batuan tidak serapat *tight* karbonat. Zona *porous* karbonat ini memiliki *range P-Impedance* antara 27000-40000 (ft/s)*(g/cc) dan *S-Impedance* antara 16000-26000 (ft/s)*(g/cc).

Analisis sensitivitas data $RHOB$ dan V_{sh} any dapat memisahkan *shale* dan *tight* karbonat saja. Tidak dapat mendeterminasi zona *porous* karbonat sebagai tempat berkumpulnya fluida gas.

Analisis sensitivitas selanjutnya adalah *crossplot* antara parameter *rock physics* yaitu λ - ρ dan μ - ρ dapat dilihat pada **Gambar 5**. μ - ρ merupakan seberapa besar material berubah bentuk terhadap *stress*. Parameter μ - ρ sensitif terhadap matriks batuan, semakin rapat matriksnya maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* satu sama lainnya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi, sehingga

rigiditas batuan yang merupakan indikator untuk membedakan litologi batuan. Pada kasus ini zona *porous* karbonat memiliki nilai rigiditas yang lebih rendah dari *tight* karbonat namun lebih tinggi dari lapisan *shale*. Alasan mengapa zona target memiliki rigiditas lebih rendah dari lingkungan sekitarnya (*tight* karbonat) karena pada zona target memiliki porositas yang jauh lebih besar dari pada *tight* karbonat sehingga dikatakan memiliki rigiditas yang rendah karena lebih sulit mengalami *slice over* dibanding dengan *tight* karboat. Sedangkan *Lambda-Rho* merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan *volume* (dapat dikompresi) bila dikenai oleh *stress*. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya. Crossplot *Lamda-Rho* dan *Mu-Rho* merupakan parameter paling sensitif untuk memisahkan antara *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat yang mengandung gas. *Porous* karbonat dicirikan dengan nilai *Mu-Rho* dan *Lamda-Rho* yang lebih rendah dari *tight* karbonat namun jauh lebih tinggi dari *shale*. *Porous* karbonat memiliki range nilai *Mu-Rho* 27-80 (GPa*g/cc) dan *Lamda-Rho* 20-34 (GPa*g/cc).

Crossplot parameter *P-Impedance* dan *Vp/Vs* menunjukkan nilai yang sangat tidak sensitif pada parameter *Vp/Vs* karena sangat *overlap* dan tidak bisa membedakan antara *porous* karbonat yang berisi gas dan *tight* karbonat. Crossplot *P-Impedance* dan *Vp/Vs* hanya dapat membedakan litologi *shale*, dan *tight* karbonat. Karena ketidaksensitifan ini maka peta persebaran *Vp/Vs* tidak dibuat.

Crossplot parameter *Lamda-Rho* dan *Lamda-Mu* menunjukkan nilai yang sangat tidak sensitif pada parameter *Lamda-Mu* karena sangat *overlap* dan tidak bisa membedakan antara *porous* karbonat yang berisi gas dan *tight* karbonat. Crossplot *Lamda-Rho* dan *Lamda-Mu* hanya dapat membedakan litologi *shale*, dan *tight* karbonat. Karena ketidaksensitifan ini maka peta persebaran *Lamda-Mu* tidak dibuat.

Crossplot antara data *P-wave* dan *S-wave* pada sumur INK-5 menunjukkan zonasi yang jelas dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. *Porous Carbonate* memiliki nilai *P-wave* yang rendah namun tidak serendah *shale*. Ini diakibatkan karena porositas sehingga matriks batuan tidak serapat *tight* karbonat. Zona *porous* karbonat ini memiliki range *P-wave* antara 10000-12000 (ft/s)*(g/cc) dan *S-Impedance* antara 7500-9000 (ft/s)*(g/cc).

Crossplot antara data *GR* dan *Lamda-Rho* pada sumur INK-5. Dapat dilihat bahwa crossplot *Vsh* dan *Lamda-Rho* menunjukkan zonasi yang tidak sensitif dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. *Porous Carbonate* sebagai zona *netpay* tidak dapat terzonasi oleh crossplot ini. Pada crossplot ini hanya dapat memisahkan litologi *shale* dan *tight* karbonat saja.

Crossplot antara data *PHIE* dan *RHOB* pada sumur INK-5. Dapat dilihat bahwa crossplot *PHIE* dan *RHOB* kurang sensitif untuk memisahkan litologi *tight* karbonat dan *porous* karbonat karena *overlap*. Namun cukup dapat dilihat bahwa *porous* karbonat memiliki *RHOB* yang rendah dan cukup signifikan dengan litologi *tight* karbonat dan memiliki *PHIE* yang lebih besar dengan *tight* karbonat. Dari hasil uji sensitivitas didapatkan hasil nilai *cut off* litologi yang tertera pada **Tabel 8**.

Analisis Tuning Thickness

Tuning thicknes adalah batas kemampuan data seismik membedakan *event-event* secara *vertical* (Sukmono, 2000). *Tuning thicknes* didapatkan dari $\frac{1}{4} \lambda_{min}$ dimana λ didapatkan dari pembagian antara kecepatan dan frekuensi. Kecepatan didapatkan dari rata-rata data *log sonic* dan frekuensi didapatkan pada data frekuensi dominan *seismic*. Hasil perhitungan didapatkan rata-rata kecepatan sebesar 11525.71 ft/s dan $f = 33$ Hz. Jadi data seismik dapat membedakan *top* dan *bottom* sebuah even yang tebalnya lebih dari 46.56 m.

Pembuatan Wavelet dan Well Seismic Tie

Pembuatan *wavelet* ini memiliki peranan penting dalam korelasi data seismik dan log nantinya. Jika *wavelet* yang dibuat benar maka sintetik seismogram akan memiliki kesamaan yang besar dengan data seismik. Panjang gelombang yang digunakan pada *input* parameter *wavelet* ini digunakan data kecepatan dan frekuensi dominan pada daerah target (Tabel 8).

Well tie bertujuan untuk mengikat data sumur dan data seismik pada *event* yang sama. Ini dilakukan karena perbedaan domain antara data sumur dan data seismik. Nilai korelasi dan kesesuaian sintetik seismogram terbaik pada data *near stack* sumur INK-5 memiliki korelasi sebesar 0.708 *timeshift* 0 dan pada sumur INK-6 memiliki korelasi 0.857 dengan *timeshift* 0. Pada data *seismic mid stack* sumur INK-5 memiliki korelasi 0.935 *timeshift* 0 dan pada sumur INK-6 memiliki korelasi 0.906 *timeshift* 0. Sedangkan pada data *seismic far stack* sumur INK-5 memiliki korelasi sebesar 0.845 *time shift* dan sumur INK-6 memiliki korelasi 0.925 *timeshift* 0. Korelasi dan

kesesuaian dengan sintetik seismogram tersebut dapat dengan menggunakan *trial and error wavelet* dan didapatkan bahwa *wavelet* paling cocok adalah *wavelet ricker*. Hasil korelasi pada proses *well seismic tie* menunjukkan hasil yang baik dan dapat dilanjutkan ke proses selanjutnya yaitu *picking*. Hasil dari pengikatan data sumur ini dapat mempengaruhi hasil inversi. Jika event yang diikat tidak tepat letaknya maka hasil inversi akan salah. Proses pengikatan ini dilakukan secara *trial and error* dengan semua *wavelet* yang telah dibuat dan diambil hasil terbaik melihat korelasi dan kecocokan seismogram sintetik.

Peta struktur waktu dan kedalaman

Peta struktur waktu menunjukkan pada bagian timur terdapat patahan berarah barat-laut-tenggara yang merupakan sesar turun. Selain itu juga terdapat patahan pada bagian utara bagian atas yang berarah barat-timur. Pada lokasi sumur INK-1 sampai INK-6 merupakan antiklin. Antiklin ini menjadi perangkap hidrokarbon yang tertutupi oleh lapisan *impermeable shale*. Peta *isochron* atau ketebalan dalam domain *depth* menunjukkan bahwa pada lokasi sumur Formasi Baturaja memiliki ketebalan sekitar 60 ms. Pada bagian utara bawah dapat dilihat bahwa ketebalan *supply* karbonat semakin tebal hingga 160 ms.

Model Awal dan Analisis Preinversi

Model awal bumi ini dibuat dengan memasukkan data sumur dan *horizon*, menggunakan parameter *high cut* frekuensi sebesar 10-20 Hz yang diambil dari frekuensi dominan data seismik. Berdasarkan hasil analisis di sumur INK-5 dan INK-6 menunjukkan *trend* kurva hasil inversi (merah) dan *initial model* (hitam) menyamai *log* asli (biru) meskipun dengan resolusi yang lebih rendah, tetapi memiliki nilai korelasi tinggi sebesar 0,906 dengan *error* 0,424. Secara umum *log* hasil inversi memiliki *trend* kurva menyamai *log* asli, dan dapat dikatakan baik untuk dilanjutkan pada proses inversi. Pada krosplot data *log ln(Zp)* dan *log ln(Zs)* (**Gambar 6**) telah dilakukan proses regresi linier (garis merah) pada zona *wet carbonate* (*trend* utama) hingga dapat ditentukan koefisien **k = 1,62496** dan **kc = -6,28568**. Sedangkan krosplot data *log LP* dan *LD* setelah dilakukan proses regresi linier (garis merah) untuk menentukan koefisien **m = 0.260433** dan **mc = -1.444559**. Selain itu, nilai rata-rata perbandingan kecepatan gelombang P (*Vp*) terhadap gelombang S (*Vs*) rata-rata pada interval zona target *marker Top BRF* dan *Base BRF*, yaitu **0,444794**. Selain itu juga didapatkan nilai $\ln(Zp) = 0,385681$; $\Delta \ln(Zs) = 0,0684999$ serta $\Delta \ln(Dn) = 0,0534818$.

Inversi Simultan

Hasil inversi *P-Impedance* mampu memberikan informasi litologi dan matriks batuan dengan nilai impedansi tersebut. Berdasar analisis sensitivitas data yang sudah dilakukan sebelumnya *P-Impedance* cukup baik dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. Pada **Gambar 7** dapat dilihat bahwa hasil inversi sangat sesuai dengan data *log* ditunjukkan dengan warna *log P-Impedance* dan model inversi *P-Impedance* yang sesuai. Dari peta persebaran (**Gambar 8** dan **Gambar 9**) dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *P-Impedance* 9620-11357 (m/s*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *P-Impedance* 13789-17263 (m/s*g/cc).

Hasil inversi *S-Impedance* mampu memberikan informasi litologi dan matriks batuan dengan nilai impedansi tersebut. Berdasar analisis sensitivitas data yang sudah dilakukan sebelumnya *S-Impedance* cukup baik dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. Pada **Gambar 10** dapat dilihat bahwa hasil inversi sangat sesuai dengan data *log* ditunjukkan dengan warna *log S-Impedance* dan model inversi *S-Impedance* yang sesuai. Dari peta persebaran (**Gambar 11** dan **Gambar 12**) dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat ditunjukkan dengan warna orange-merah dengan nilai *S-Impedance* 6067-7600 (m/s*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *S-Impedance* 8992-12592 (m/s*g/cc).

Hasil inversi densitas mampu memberikan informasi litologi dan matriks batuan dengan nilai impedansi tersebut. Berdasar analisis sensitivitas data yang sudah dilakukan sebelumnya densitas cukup baik dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. Pada **Gambar 13** dapat dilihat bahwa hasil inversi sangat sesuai dengan data *log* ditunjukkan dengan warna *log densitas* dan model inversi densitas yang sesuai. Dari peta persebaran (**Gambar 14** dan **Gambar 15**) dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda dengan nilai densitas 2.48-2.54 (m/s*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai densitas 2.7-2.892 (m/s*g/cc).

Hasil inversi *Mu-Rho* mampu memberikan informasi litologi dan matriks batuan dengan nilai impedansi tersebut. Berdasar analisis sensitivitas data yang sudah dilakukan sebelumnya *Mu-Rho* cukup baik dalam memisahkan litologi *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat. Pada **Gambar 16** dapat dilihat bahwa hasil inversi sangat sesuai dengan data log ditunjukkan dengan warna log *Mu-Rho* dan model inversi *Mu-Rho* yang sesuai. Dari peta persebaran (**Gambar 17** dan **Gambar 18**) dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *Mu-Rho* 30-60 (GPa*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *Mu-Rho* 70-120 (GPa*g/cc).

Menurut Anderson dan Grey, 2001 keberadaan gas dapat diinterpretasikan dengan nilai *Lamda-Rho* yang rendah Hasil inversi *Lamda-Rho* mampu memberikan informasi litologi dan matriks batuan dengan nilai impedansi tersebut. Berdasar analisis sensitivitas data yang sudah dilakukan sebelumnya *Lamda-Rho* cukup baik dalam memisahkan *porous* karbonat yang terisi gas ditunjukkan dengan nilai *Lamda-Rho* yang rendah. Pada **Gambar 19** dapat dilihat bahwa hasil inversi sangat sesuai dengan data log ditunjukkan dengan warna log *Lamda-Rho* dan model inversi *Lamda-Rho* yang sesuai. Dari peta persebaran (**Gambar 20** dan **Gambar 21**) dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat yang berisi gas ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *Lamda-Rho* 25-29 (GPa*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *Lamda-Rho* 38-44 (GPa*g/cc).

Berdasarkan analisis sensitivitas data *log* yang telah dilakukan parameter yang paling *sensitive* untuk memisahkan litologi *porous* karbonat dengan *tight* karbonat adalah *P-Impedance* vs *S-Impedance* dan *P-Impedance* vs Densitas. Pada peta persebaran gas secara lateral ditunjukkan pada **Gambar 22** dan **Gambar 23** dari *crossplot* antara parameter *Lamda-Rho* dan *Mu-Rho*. Pemilihan parameter ini berdasarkan analisis sensitivitas yang telah dilakukan sebelumnya yang menunjukkan bahwa parameter paling *sensitive* untuk menzonasi *porous* karbonat yang berisi fluida gas adalah *Lamda-Rho* dan *Mu-Rho*. Lapisan yang berisi gas pada kasus ini pertama-tama dicirikan dengan nilai *Mu-Rho* yang rendah sebagai lapisan *porous* tempat akumulasi gas, namun tidak semua *porous* karbonat mengandung gas, karena porositas tersebut tidak saling berhubungan. Oleh karena itu, perlu divalidasi ulang dengan memperhatikan parameter *Lamda-Rho* yang memiliki nilai rendah. *Lamda-Rho* adalah inkompreibilitas yang artinya kemampuan material berubah terhadap suatu tekanan. Hal ini disebabkan karena gas lebih mudah ditekan dari pada air maka litologi yang mengandung gas memiliki nilai *Lamda-Rho* yang rendah.

Penentuan Sumur Usulan

Analisis sumur usulan dilakukan dengan melihat peta persebaran *porous* karbonat pada **Gambar 24** terdiri dari peta Persebaran Parameter *Vp*, *Vs*, *AI*, *SI* dan *Mu-Rho* hasil proses inversi simultan. Karena sumur pemboran harus berada pada daerah *reservoir* target. Adapun lokasi *porous* karbonat yang di pertimbangkan untuk menjadi lokasi sumur usulan ditandai dengan lingkaran. Setelah itu perlu dipertimbangkan apakah litologi *porous* karbonat tersebut mengandung gas atau tidak dari peta yang terdapat pada **Gambar 25** yang merupakan peta Persebaran *Lamda-Rho*, *Sw* dan *Netpay*. Zona target yang mengandung gas ditandai dengan simbol Lingkaran. Litologi yang berisi fluida gas memiliki nilai *Lamda-Rho* yang rendah dan *Mu-Rho* yang tinggi (Goodway, 1997). Dari peta persebaran (**Gambar 24** dan **Gambar 25**) dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat yang berisi gas ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *Lamda-Rho* 25-29 (GPa*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *Lamda-Rho* 38-44 (GPa*g/cc). Dapat dilihat bahwa *reservoir porous* karbonat ditunjukkan dengan warna kuning kemerahan dengan nilai *Sw* sekitar 0.1-0.2, sedangkan *tight* karbonat yang ditunjukkan dengan warna ungu memiliki nilai >0.5 yang berarti bahwa *tight* karbonat tidak mengandung hidrokarbon melainkan air.

Aspek selanjutnya yang penting untuk dipertimbangkan adalah geometri *reservoir* **Gambar 26**. Dari bentuk geometri atau struktur ini kita menganalisis apakah merupakan *trap* sehingga gas dapat berkumpul terakumulasi dan tidak lagi bermigrasi saat nantinya dibor. Maka dari itu perlu melihat peta struktur dalam 3D dan juga batas antara kontak air dan gas yang telah dibuat sebelumnya dan tetap pada lokasi yang sudah diinterpretasi berdasar peta persebaran litologi dan gas pada **Gambar 24** dan **Gambar 25**. Pada daerah *footwall* patahan dapat disarankan sebagai lokasi sumur usulan karena patahan pada lokasi ini adalah patahan turun sehingga lapisan *shale* pada Formasi Gumai ikut turun dan berfungsi sebagai *trap*. Selain itu juga penentuan sumur usulan dilakukan pada lokasi ketinggian seperti antiklin yang ditandai dengan kontur tinggian. Dari pertimbangan-pertimbangan ini lokasi sumur usulan yang disarankan ditandai dengan lingkaran merah berada pada bagian selatan bawah, timur di klosur ketinggian dekat patahan turun dan di sebelah barat dekat dengan lokasi sumur INK-1 sampai INK-6

KESIMPULAN

Adapun kesimpulan yang didapat pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Interpretasi kualitatif dan kuantitatif data *log* menunjukkan bahwa terdapat hidrokarbon gas di kedalaman pada sumur INK-2 1532-1540 m, 1565-1580 m, 1610-1618 m, pada INK-3 di kedalaman 1534-1540 m, 1565-1588 m, 1611-1619 m, pada INK-4 di kedalaman 1543-1547 m, 1554-1575 m, pada sumur INK-5 di kedalaman 1531-1538 m, 1550-1575 m, 1595-1605 m, pada sumur INK-6 di kedalaman 1468-1534 m.
2. Crossplot *Lamda-Rho* dan *Mu-Rho* merupakan parameter paling *sensitive* untuk memisahkan antara *shale*, *tight* karbonat, dan *porous* karbonat yang mengandung gas. *Porous* karbonat yang mengandung gas dicirikan dengan nilai *Mu-Rho* dan *Lamda-Rho* yang lebih rendah dari *tight* karbonat namun jauh lebih tinggi dari *shale*. *Porous* karbonat memiliki range nilai *Mu-Rho* 27-80 (GPa*g/cc) dan *Lamda-Rho* 20-34 (GPa*g/cc). Selain itu Crossplot *P-Impedance* menunjukkan *porous carbonate* memiliki nilai *P-Impedance* antara 27000-40000 (ft/s)*(g/cc) dan *S-Impedance* antara 16000-26000 (ft/s)*(g/cc).
3. Pada peta persebaran parameter *Mu-Rho* dapat dilihat bahwa litologi *porous* karbonat ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *Mu-Rho* 30-60 (GPa*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *Mu-Rho* 70-120 (GPa*g/cc).
4. Analisis peta persebaran *Lamda-Rho* litologi *porous* karbonat yang berisi gas ditunjukkan dengan warna kuning-merah dengan nilai *Lamda-Rho* 25-29 (GPa*g/cc) sedangkan litologi *tight* karbonat ditunjukkan dengan warna biru muda-ungu dengan nilai *Lamda-Rho* 38-44 (GPa*g/cc).
5. Berdasarkan analisis persebaran reservoir, analisis persebaran gas, dan analisis struktur geometri reservoir lokasi sumur usulan yang disarankan berada pada bagian selatan bawah, timur di klorur ketinggian sekitar patahan turun dan di sebelah barat dekat dengan lokasi sumur INK-1 sampai INK-6

BIBLIOGRAPHY

1. Afizu, Mamudu. 2013. Determine The Relationship Between Resistivity, Water and Hydrocarbon Saturation of Rock Formation Using Composite Well Logs. *Academical Journal of Interdisciplinary Studies MCSER Publishing Rome-Italy E-ISSN 2281-4612 ISSN 2281-3993* pp.123
2. Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration* 16, p. 31-35.
3. Anderson, F., dan Gray, D. 2001. *Using LMR for Dual Attribute Lithology Identification*. SEG Expanded Abstracts. *Veritas DGC Inc.* San Antonio.
4. Budiarto, E., Pranata, E., Putra, R.A., Hendyantor, R., Praja, A.A.S. dan permana, A.W. 2015. *Tutorial Petrel dan Interactive Petrophysic*. Laboratorium Geologi Minyak dan Gas Bumi Fakultas Teknik Universitas Diponegoro: Semarang
5. Cahaya, et al, Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw Berbagai Metode (Proceeding National Seminar on E-Journal of Physics, Jakarta, 2015) Vol 4 p-ISSN: 2476-0654 e-ISSN: 2339-9398.
6. Dewanto, O. 2009. *Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
7. D. J. Foster, R.G. Keys and F.D. Lane. 2010. Interpretation of AVO anomalies. *Geophysics* vol. 75 no.5, pp. 75A3-75A13.
8. Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK.
9. Goodway, B., Chen, T., dan Downton, J. 1997. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé petrophysical parameters: “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ” and “ $\lambda\mu$ fluid stack”, from P and S inversions. CSEG Expanded Abstracts. p. 148-151.
10. Harsono, Adi, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log* (Schlumberger Oilfield Service Mulia Center, Jakarta, 1997).
11. Koesoemadinata, R.P., *Geologi Minyak dan Gas Bumi* (ITB, Bandung, 1978), pp. 194-204.
12. Russell, B. 2005. Guide to Strata Simultaneous Inversion. HRS Manual.
13. Sukmono. S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.

14. Ulum, Y.N., Hastuti, E.W.D. dan Herlina, W. 2012. Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. Universitas Sriwijaya.
15. Zain, Riki Pahlevi, *Analisa Multiatribut Seismik untuk Karakteristik Reservoir pada Lapangan Spinel Cekungan Cooper-Eromanga Australia Selatan* (www.lib.ui.ac.id/file?file=digital/20313093-S43643Analisa%20petrofisika.pdf, 2012).

Attachment.

Tabel 1. Interpretasi kualitatif sumur INK-2 INK-3 INK-4 INK-5 INK-6

| INK-2 | | | | | |
|-----------|--------|--------|-------------------|--------|--------------------|
| Z (m) | GR | Vp | Sparasi NPHI RHOB | LLD | Litologi |
| 747-750 | Rendah | Tinggi | Tidak Ada | Rendah | Sand |
| 750-1532 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Rendah | Shale |
| 1532-1641 | Rendah | Tinggi | Ada | Tinggi | Karbonat |
| 1641-1671 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Tinggi | Shale Sisipan Sand |
| INK-3 | | | | | |
| Z (m) | GR | Vp | Sparasi NPHI RHOB | LLD | Litologi |
| 751-762 | Rendah | Tinggi | Tidak Ada | Rendah | Sand |
| 762-1534 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Rendah | Shale |
| 1534-1655 | Rendah | Tinggi | Ada | Tinggi | Karbonat |
| 1655-1712 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Tinggi | Shale Sisipan Sand |
| INK-4 | | | | | |
| Z (m) | GR | Vp | Sparasi NPHI RHOB | LLD | Litologi |
| 1518-1543 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Tinggi | Shale |
| 1543-1625 | Rendah | Tinggi | Ada | Tinggi | Karbonat |
| INK-5 | | | | | |
| Z (m) | GR | Vp | Sparasi NPHI RHOB | LLD | Litologi |
| 650-657 | Rendah | Tinggi | Tidak Ada | Rendah | Sand |
| 657-1531 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Rendah | Shale |
| 1531-1605 | Rendah | Tinggi | Ada | Tinggi | Karbonat |
| 1605-1655 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Tinggi | Shale |
| INK-6 | | | | | |
| Z (m) | GR | Vp | Sparasi NPHI RHOB | LLD | Litologi |
| 261-1468 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Rendah | Shale sisipan Coal |
| 1468-1704 | Rendah | Tinggi | Ada | Tinggi | Karbonat |
| 1704-1707 | Tinggi | Rendah | Tidak Ada | Tinggi | Shale |

Tabel 2. Hasil rata-rata perhitungan Vsh

| Vsh Summary | |
|------------------|------------|
| Sumur | Rata-Rata |
| INK-2 | 9% |
| INK-3 | 23% |
| INK-4 | 21% |
| INK-5 | 19% |
| INK-6 | 28% |
| Rata-Rata | 20% |

Tabel 3. Rata-rata perhitungan PHIE

| PHIE Summary | | | | | | | | | |
|--------------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|
| INK-2 (m) | PHIE (%) | INK-3 (m) | PHIE (%) | INK-4 (m) | PHIE (%) | INK-5 (m) | PHIE (%) | INK-6 (m) | PHIE (%) |
| 1532-1540 | 1.1 | 1534-1540 | 8.1 | 1543-1547 | 1.2 | 1531-1538 | 9.1 | 1468-1534 | 8.8 |

| | | | | | | | | | |
|-----------|-----|-----------|-----|-----------|------|-----------|------|--|--|
| 1565-1580 | 8.4 | 1565-1588 | 6.1 | 1554-1575 | 16.7 | 1550-1575 | 13.2 | | |
| 1610-1618 | 9.1 | 1611-1619 | 6.8 | | | 1595-1605 | 9.3 | | |

Tabel 4. Hasil perhitungan *Rw* dengan *Pickett Plot*

| Data | INK-2 | INK-3 | INK-4 | INK-5 | INK-6 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|---------|
| <i>Rw</i> | 0.076 | 0.081 | 0.108 | 0.108 | 0.01983 |
| <i>m</i> | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| <i>a</i> | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| <i>n</i> | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |

Tabel 5. Rata-rata hasil perhitungan *Sw* pada reservoir

| INK-2 (m) | <i>Sw</i> (%) | INK-3 (m) | <i>Sw</i> (%) | INK-4 (m) | <i>Sw</i> (%) | INK-5 (m) | <i>Sw</i> (%) | INK-6 (m) | <i>Sw</i> (%) |
|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|
| 1532-1540 | 8 | 1534-1540 | 11.1 | 1543-1547 | 9.6 | 1531-1538 | 9.4 | 1468-1534 | 48.5 |
| 1565-1580 | 21 | 1565-1588 | 13.2 | 1554-1575 | 12.6 | 1550-1575 | 11.4 | | |
| 1610-1618 | 23 | 1611-1619 | 15.2 | | | 1595-1605 | 50.2 | | |

Tabel 6. Hasil penentuan nilai *cut off*

| <i>Cut Off</i> Reservoir Hidrokarbon | | | |
|--------------------------------------|-------------|------------|-----------|
| Sumur | <i>PHIE</i> | <i>Vsh</i> | <i>Sw</i> |
| INK-2 | 0.035 | 0.45 | 0.23 |
| INK-3 | 0.032 | 0.42 | 0.152 |
| INK-4 | 0.034 | 0.5 | 0.126 |
| INK-5 | 0.024 | 0.44 | 0.50 |
| INK-6 | 0.026 | 0.61 | 0.485 |

Tabel 7. Ketebalan *Netpay* dan *N/G*

| <i>Netpay Summary</i> | | | |
|-----------------------|-------------------|------------------|------------|
| Sumur | <i>Netpay</i> (m) | <i>Gross</i> (m) | <i>N/G</i> |
| INK-1 | - | - | - |
| INK-2 | 42.681 | 123 | 0.347 |
| INK-3 | 42.108 | 121 | 0.348 |
| INK-4 | 27.995 | 82 | 0.341 |
| INK-5 | 26.988 | 77 | 0.350 |
| INK-6 | 63.012 | 236 | 0.267 |
| Rata-Rata | 40.557 | 127.8 | 0.331 |

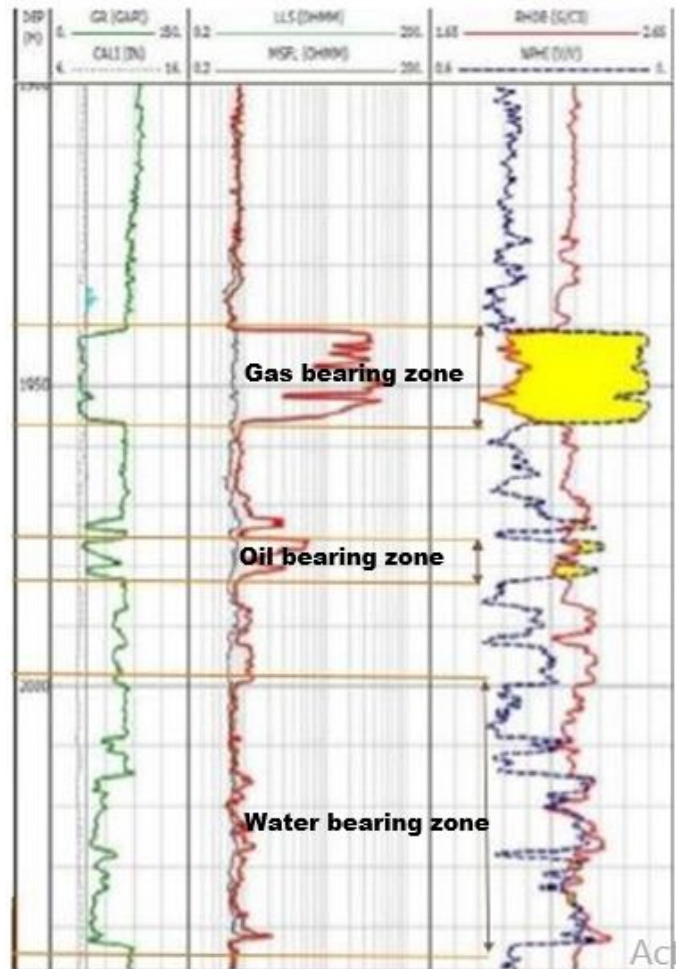
Tabel 8. *Cut Off* Uji Sensitivitas

| Parameter | <i>Shale</i> | <i>Tight Carbonate</i> | <i>Porous Carbonate</i> |
|-------------------------------|--------------|------------------------|-------------------------|
| <i>P-wave</i> (m/s) | 1600-3000 | 4600-6300 | 3000-4600 |
| <i>S-wave</i> (m/s) | 300-2600 | 3000- 4300 | 2300-3000 |
| <i>Vp/Vs</i> | 1.7-4.5 | 1.2-1.7 | |
| <i>Resistivity</i> (Ohmm) | 0-20 | 60-300 | |
| <i>GR</i> (GAPI) | 60-130 | 15-60 | |
| <i>PHIE</i> (%) | 0-0.35 | 0-0.04 | 0.05-0.14 |
| <i>RHOB</i> (g/cc) | 1.9-2.5 | 2.5-2.75 | 1.9-2.5 |
| <i>P-Impedance</i> (m/s*g/cc) | 2600-9600 | 11600-17300 | 9600-11300 |

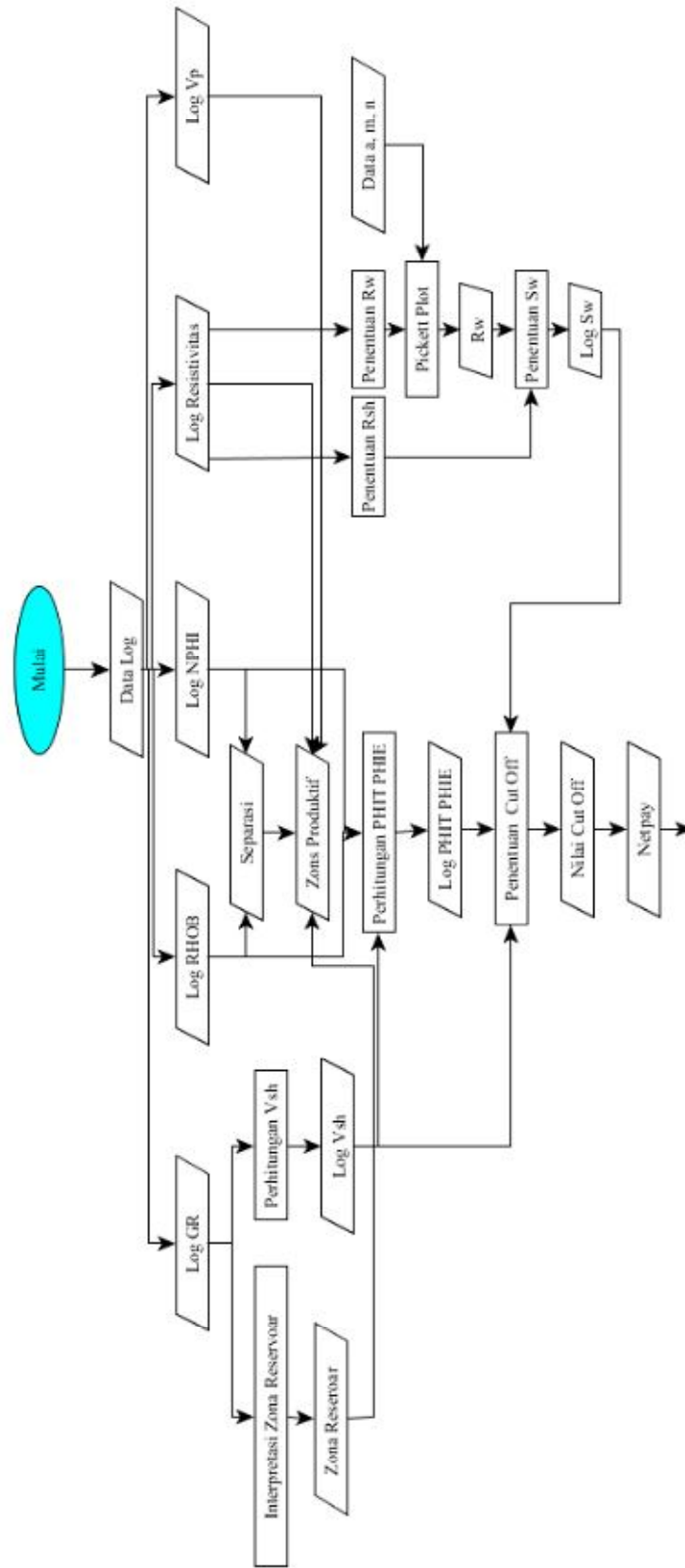
| | | | |
|-------------------------------|--------|------------|-----------|
| <i>S-Impedance</i> (m/s*g/cc) | 0-5600 | 8300-11300 | 5600-8300 |
| <i>Lamda-Rho</i> (GPa) | 5-35 | 34-45 | 20-34 |
| <i>Mu-Rho</i> (GPa) | 0-27 | 70-100 | 27-70 |
| <i>Lamda Over Mu</i> (GPa) | 1.5-30 | 0-1.5 | |
| <i>Vsh</i> (v/v) | 0.3-1 | 0-0.3 | |

Tabel 8. Penentuan panjang gelombang *wavelet*

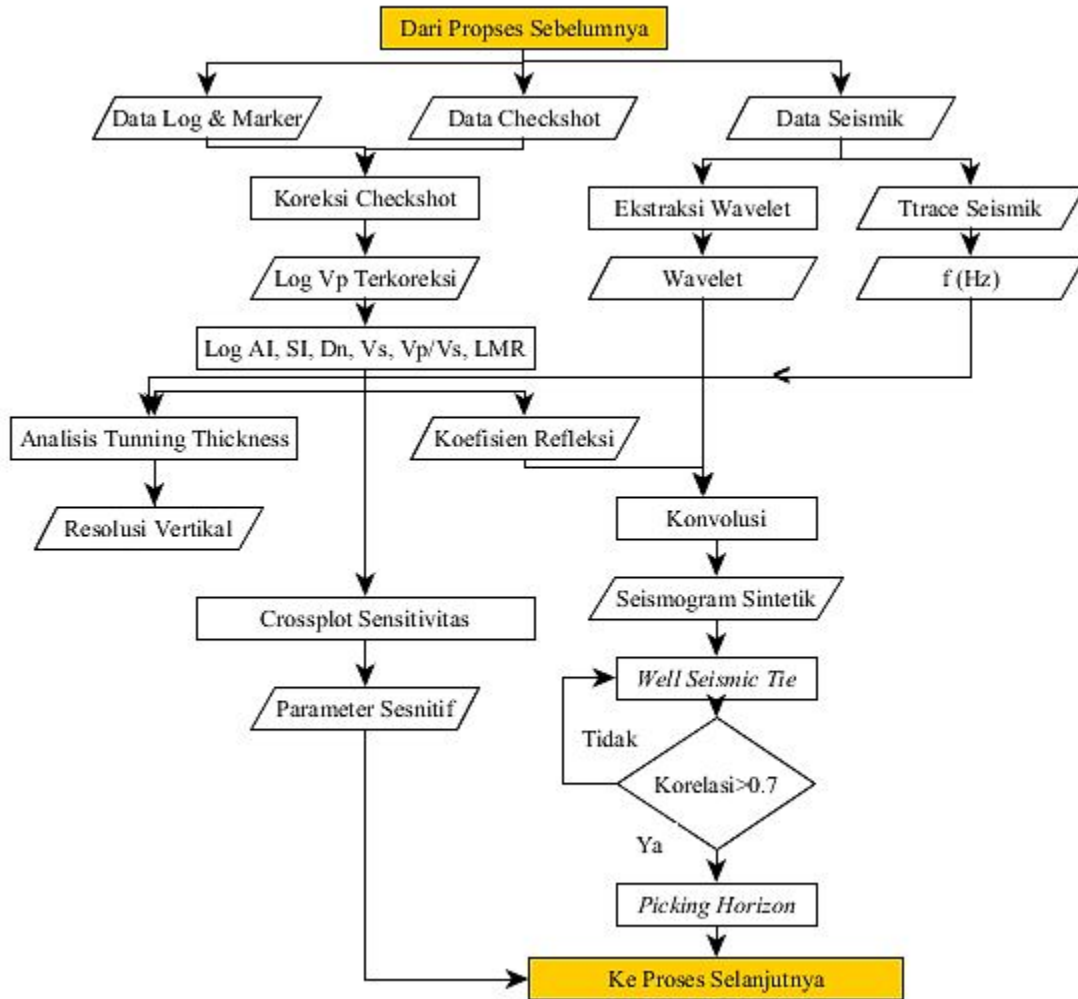
| Sumur | Vp Average (ft/s) | f (Hz) | Lamda (m) |
|-----------|-------------------|--------|-----------|
| INK-2 | 15796.34 | 14.2 | 370.806 |
| INK-3 | 16656.38 | 15.5 | 358.202 |
| INK-4 | 14692.98 | 13.8 | 354.787 |
| INK-5 | 1554.53 | 14.6 | 354.850 |
| INK-6 | 15804.57 | 16.6 | 317.360 |
| Rata-Rata | 12900.96 | 15 | 351.201 |



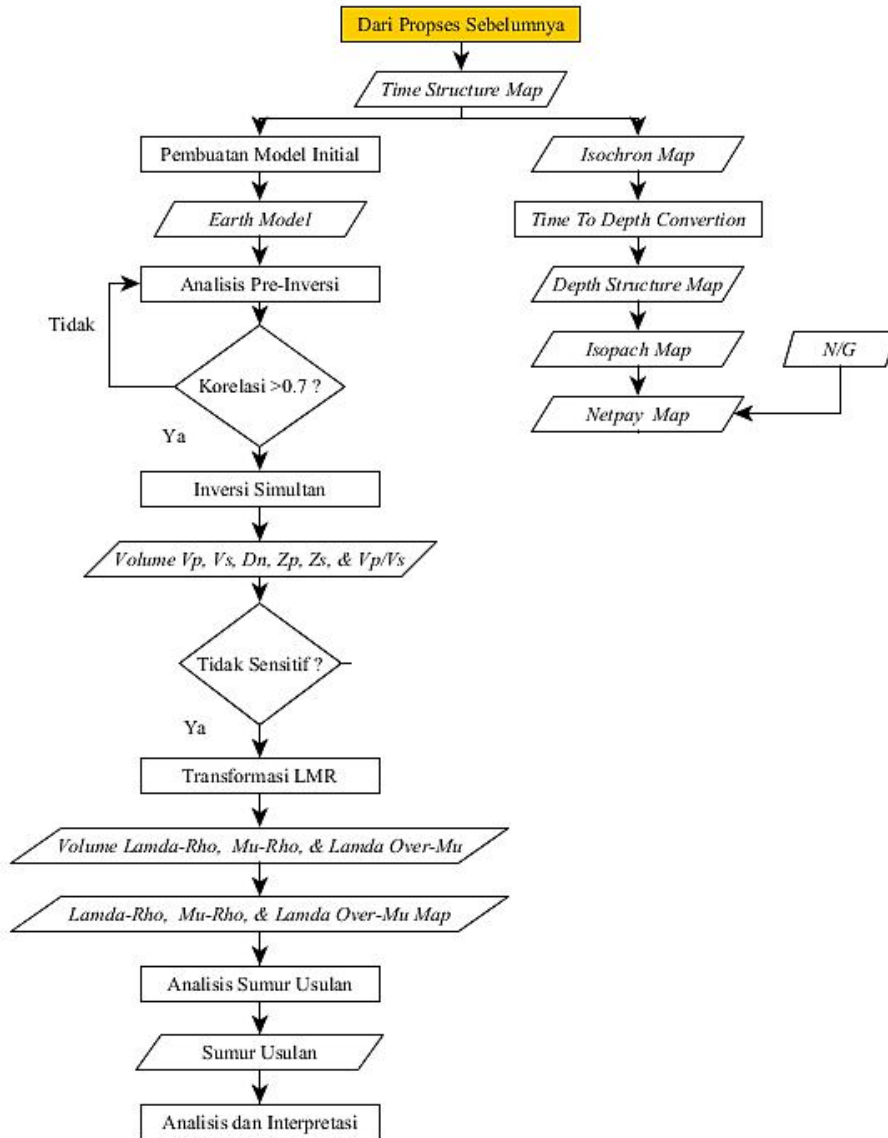
Gambar 1. Perbedaan Resistivitas pada Fluida Gas, Minyak, dan air



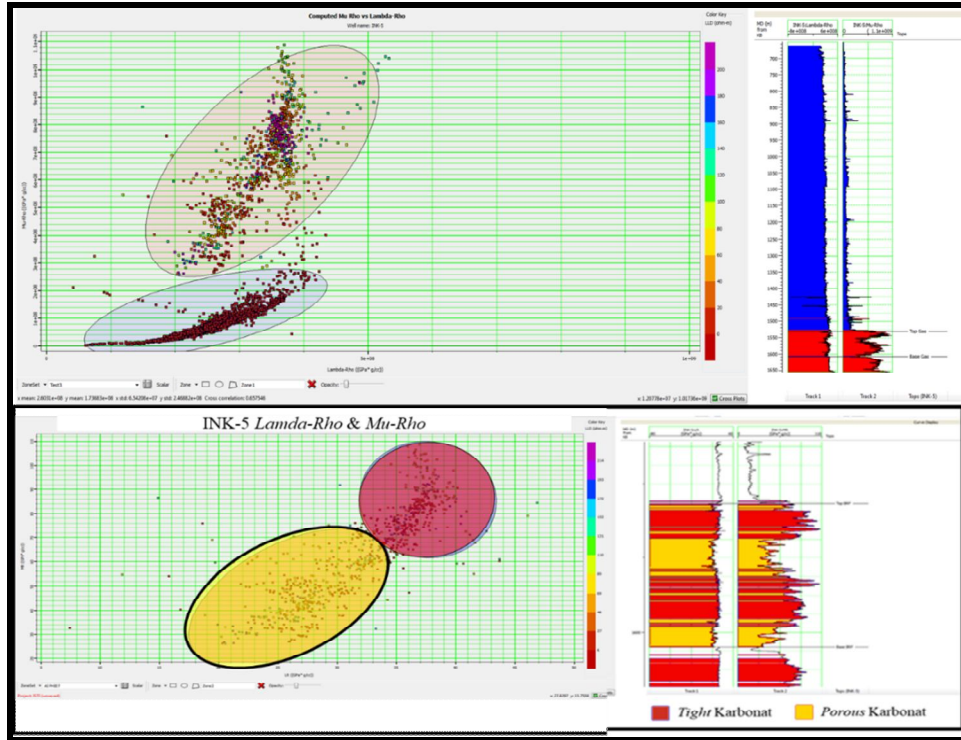
Gambar 2 . Diagram alir pen



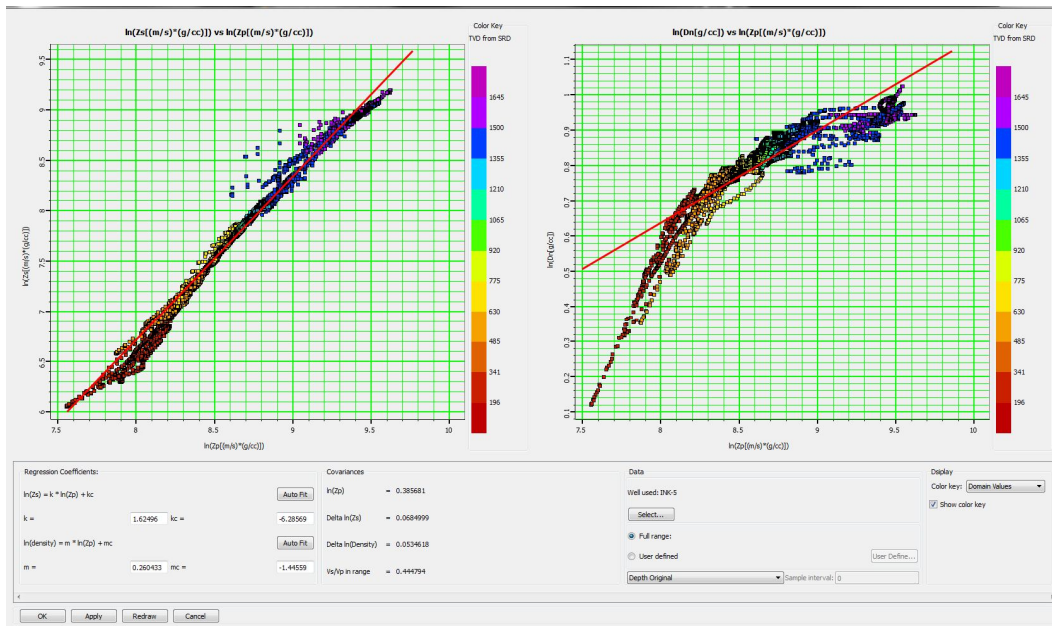
Gambar 3. Diagram alir penentuan parameter sensitif, resolusi vertikal, dan *picking horizon*



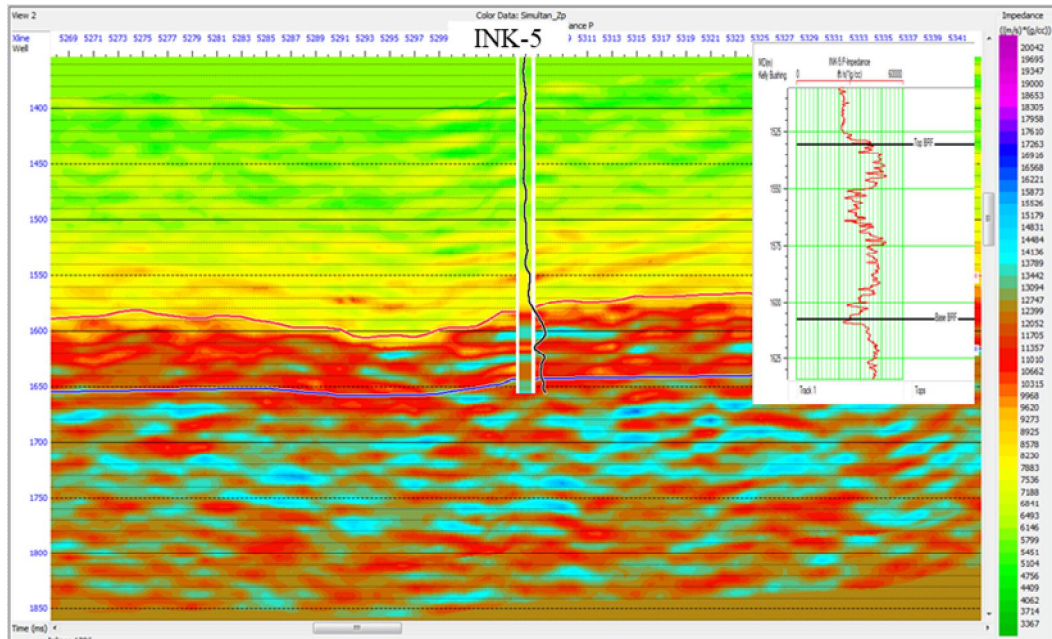
Gambar 4. Diagram analisis sumur usulan



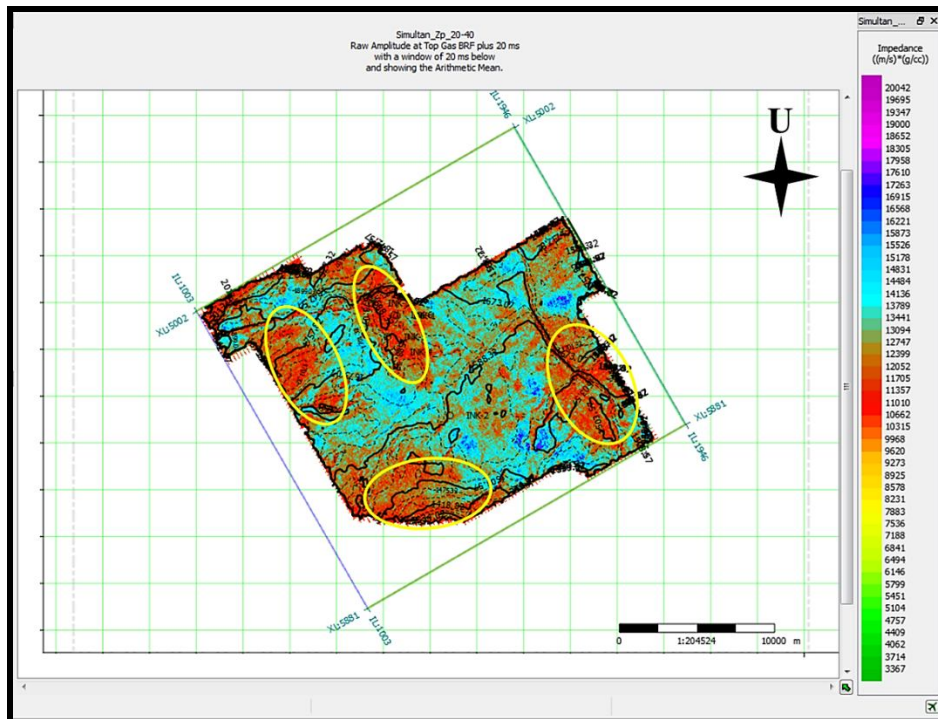
Gambar 5. Crossplot Lamda-Rho dan Mu-Rho INK-5



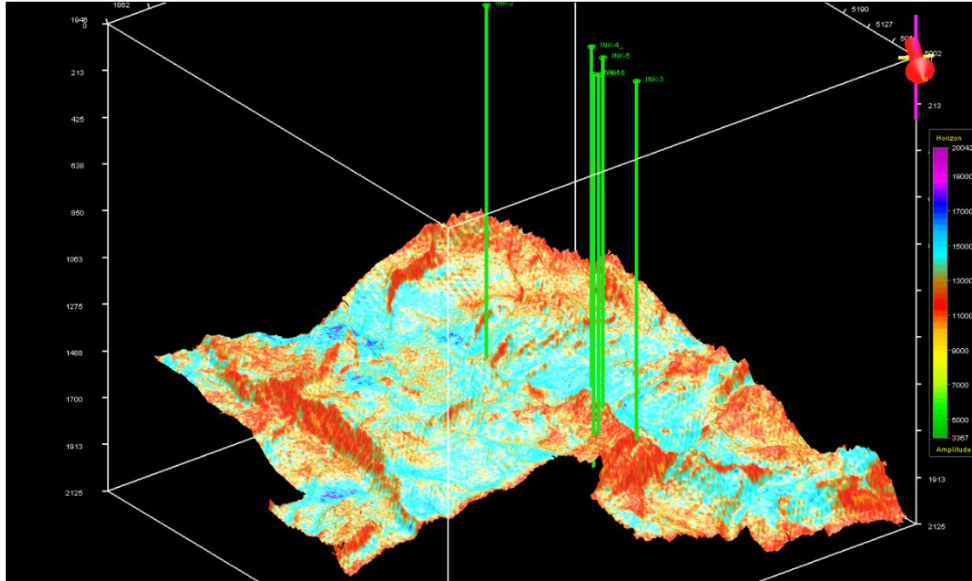
Gambar 6. Analisis pre-inversi



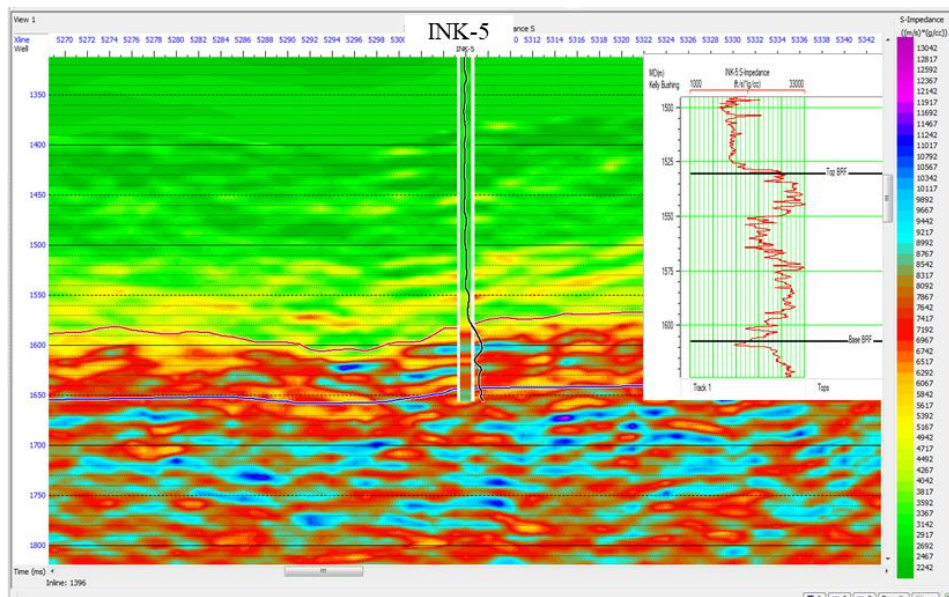
Gambar 7. Hasil inversi seismik simultan *P-impedance*



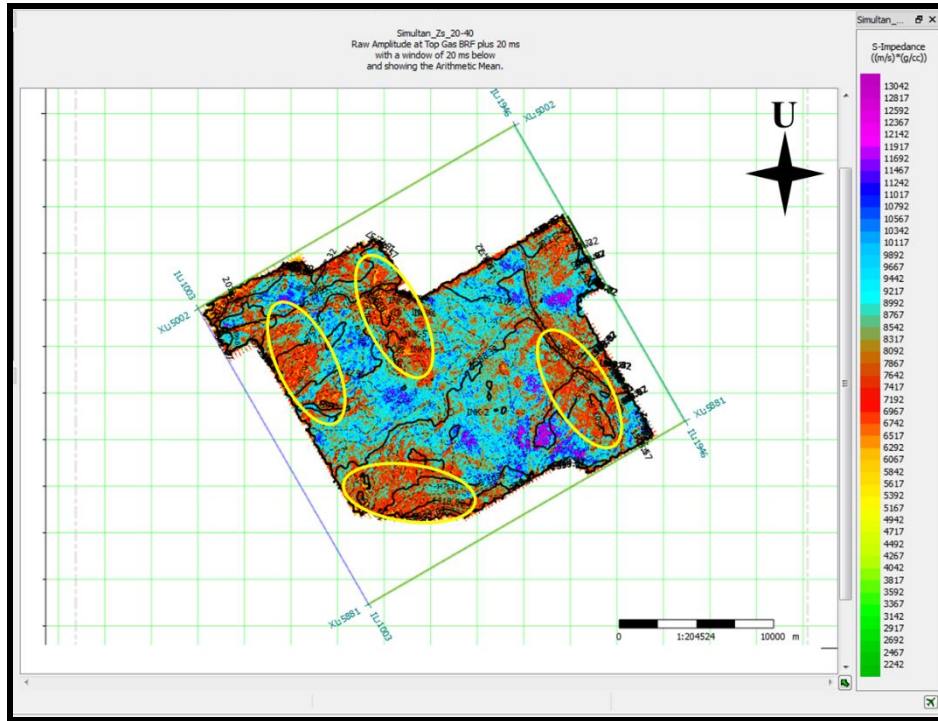
Gambar 8. Slice hasil inversi seismik simultan *P-impedance* zona target



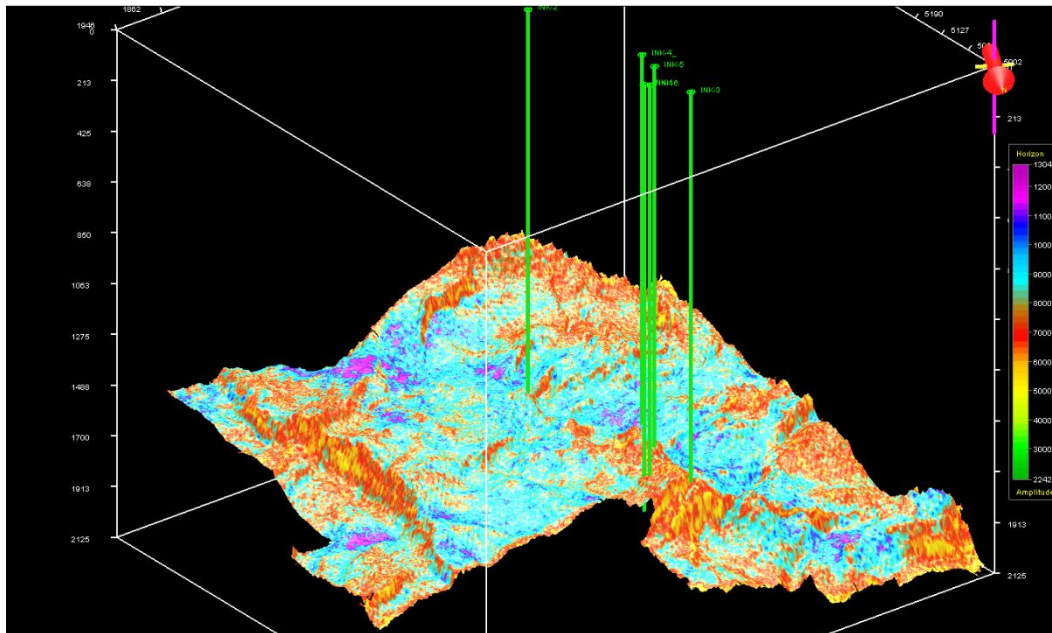
Gambar 9. 3D slice hasil inversi seismik simultan *P-impedance* zona target



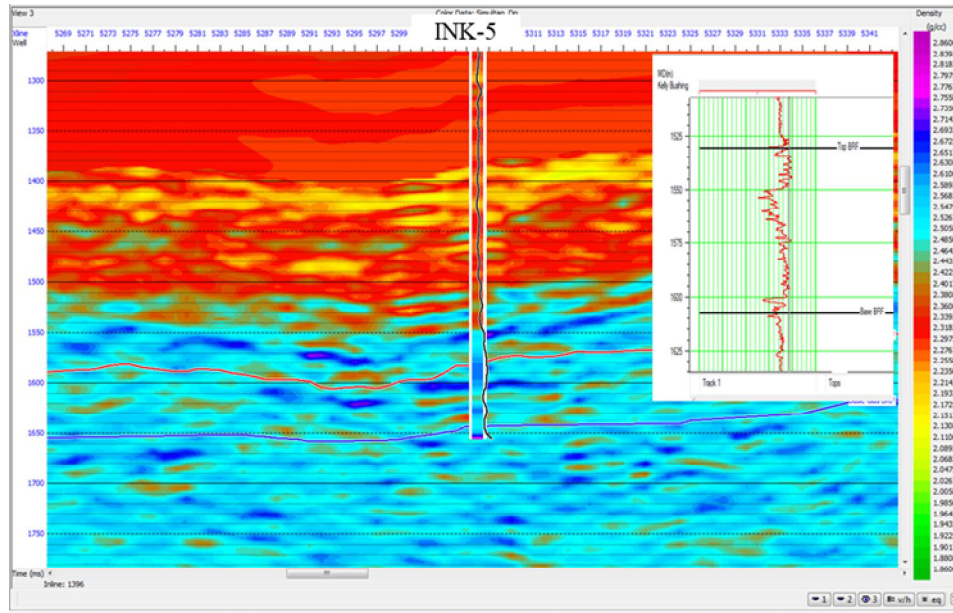
Gambar 10. Hasil inversi seismik Simultan *S-Impedance*



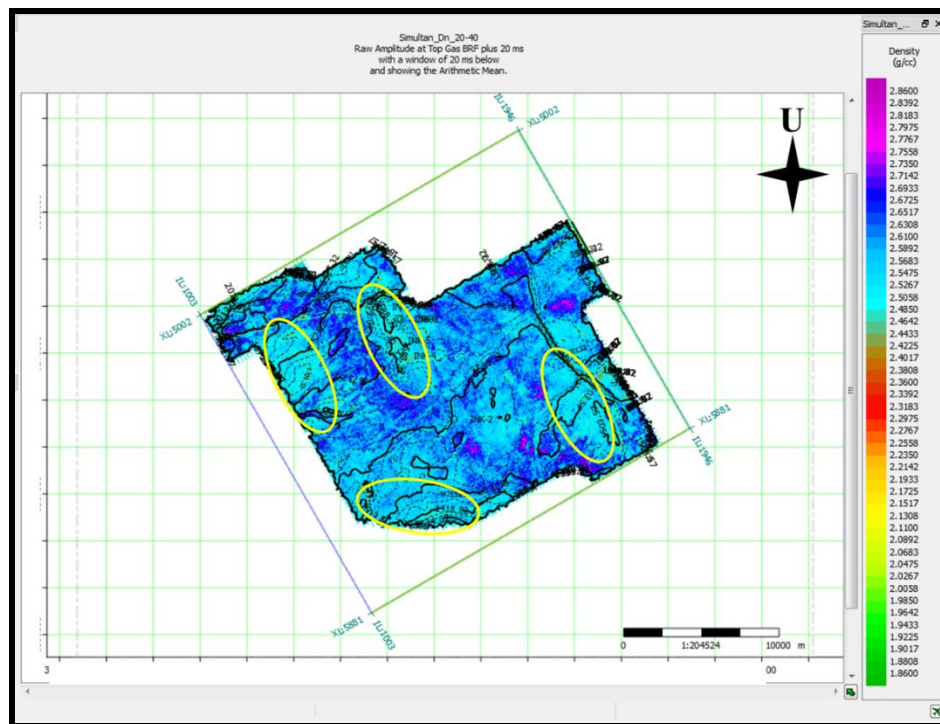
Gambar 11. Slice hasil inversi seismik simultan *S-Impedance* zona target



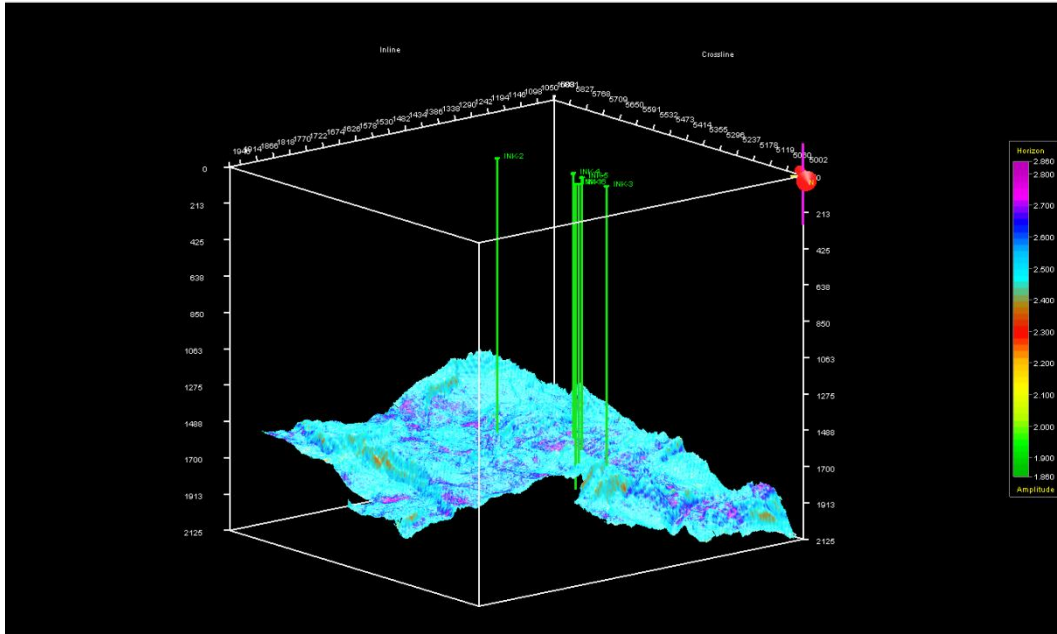
Gambar 12. 3D slice hasil inversi seismik simultan *S-Impedance* zona target



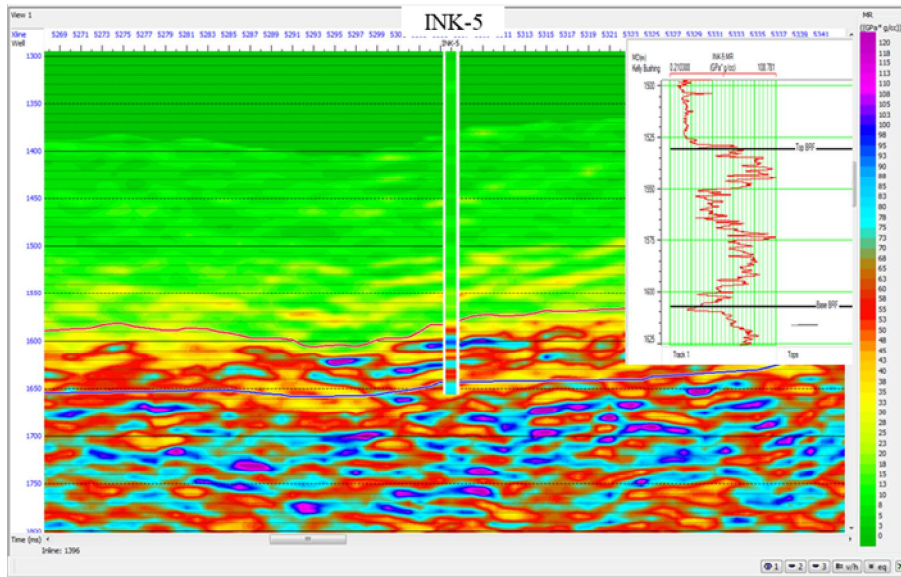
Gambar 13. Hasil inversi seismik simultan densitas



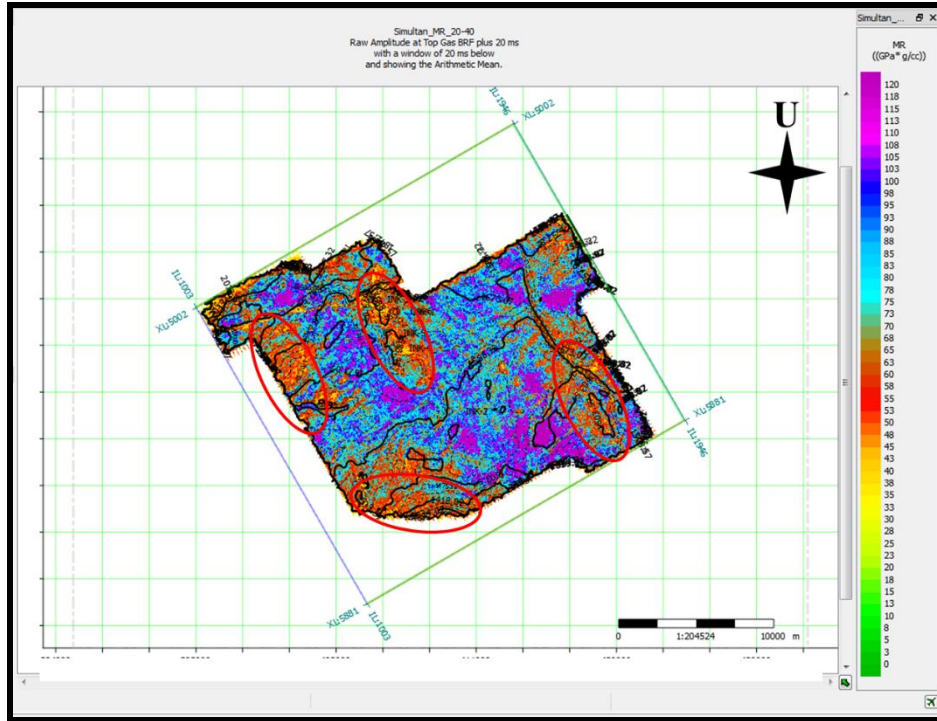
Gambar 14. Slice hasil inversi seismik simultan densitas zona target



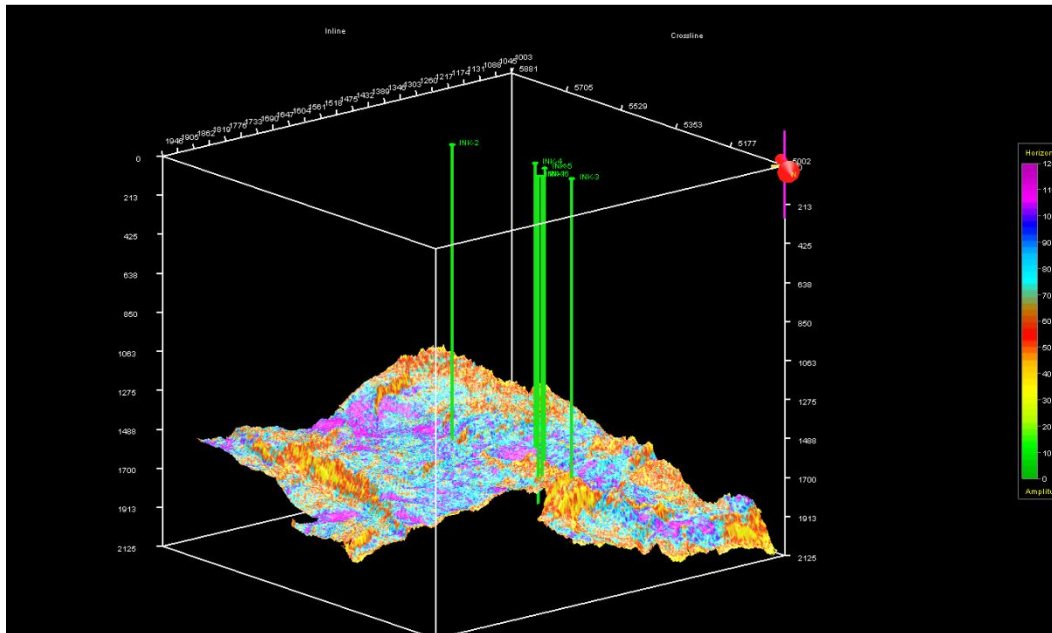
Gambar 15. 3D slice hasil inversi seismik simultan densitas zona target



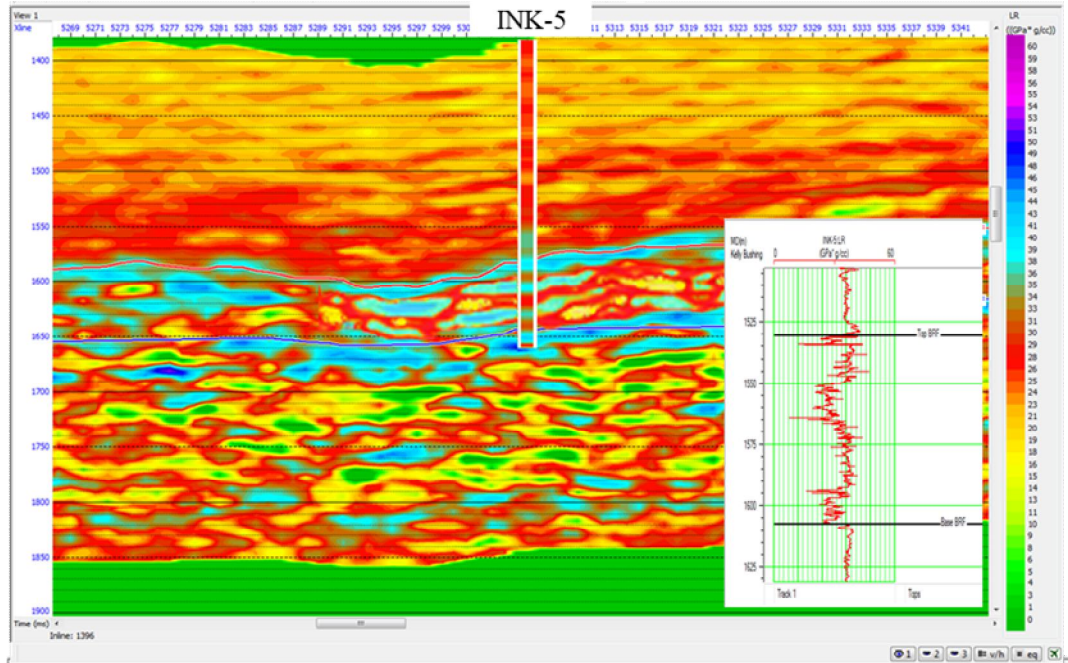
Gambar 16. Hasil inversi seismik simultan μ - ρ



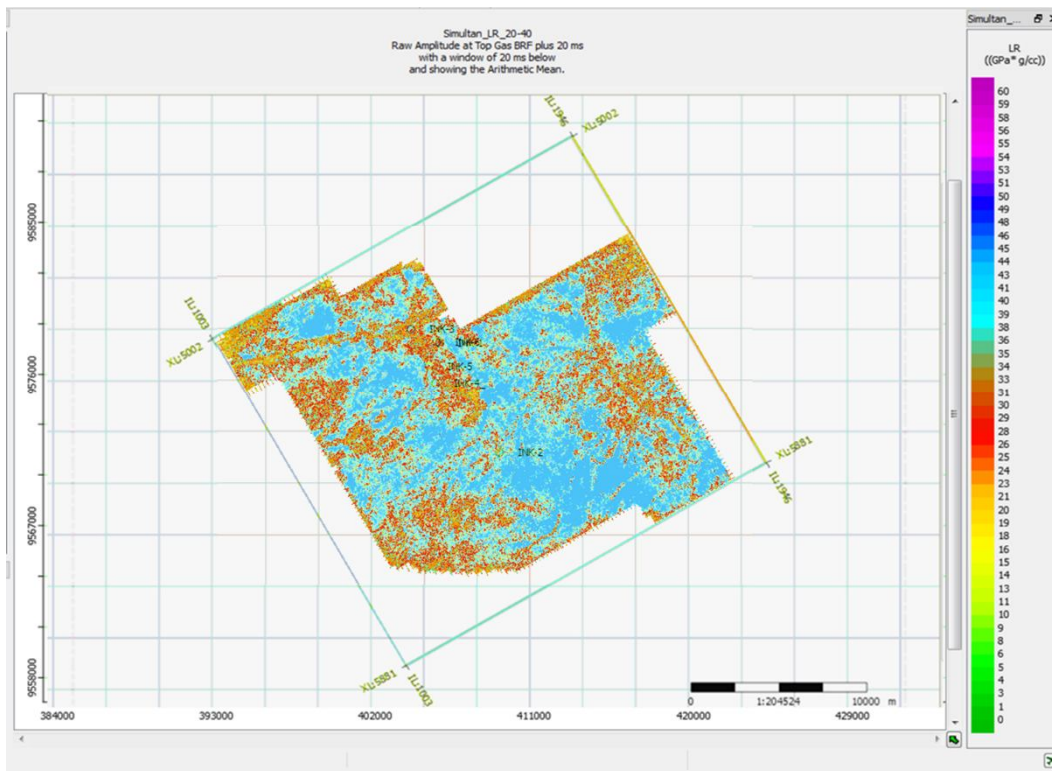
Gambar 17. Slice hasil inversi seismik simultan *Mu-Rho* zona target



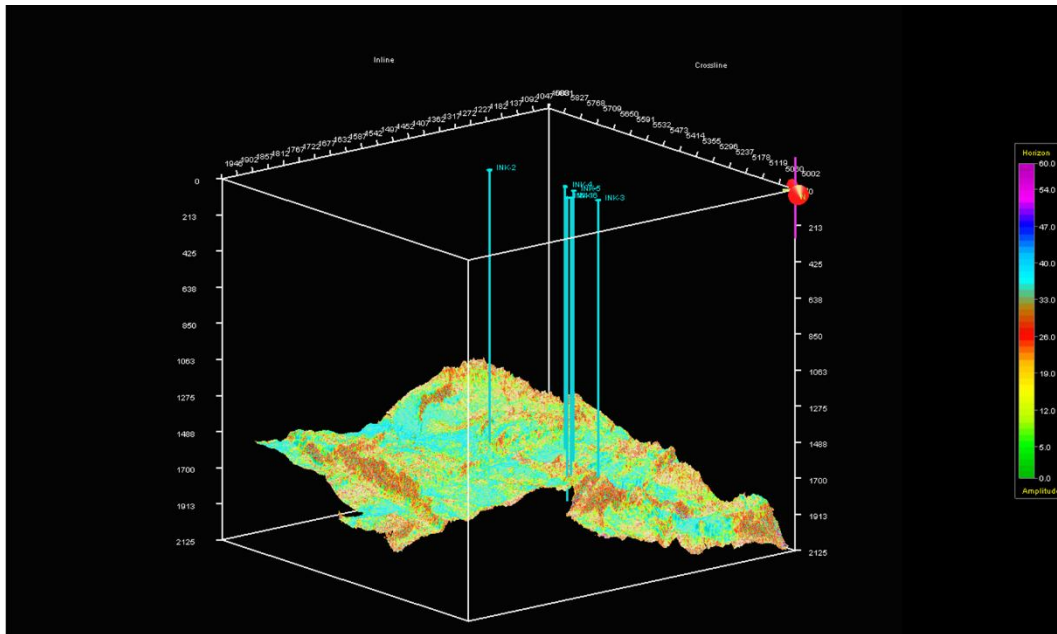
Gambar 18. 3D slice hasil inversi seismik simultan *Mu-Rho* zona target



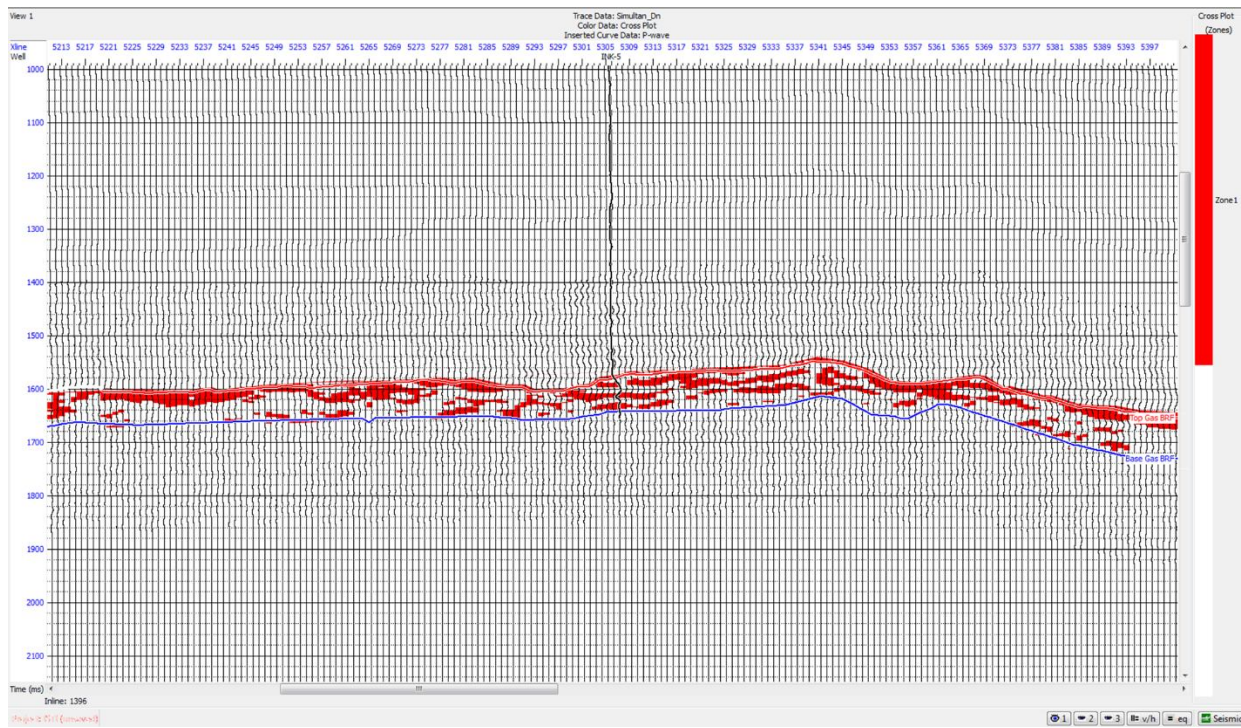
Gambar 19. Hasil inversi seismik simultan *Lamda-Rho*



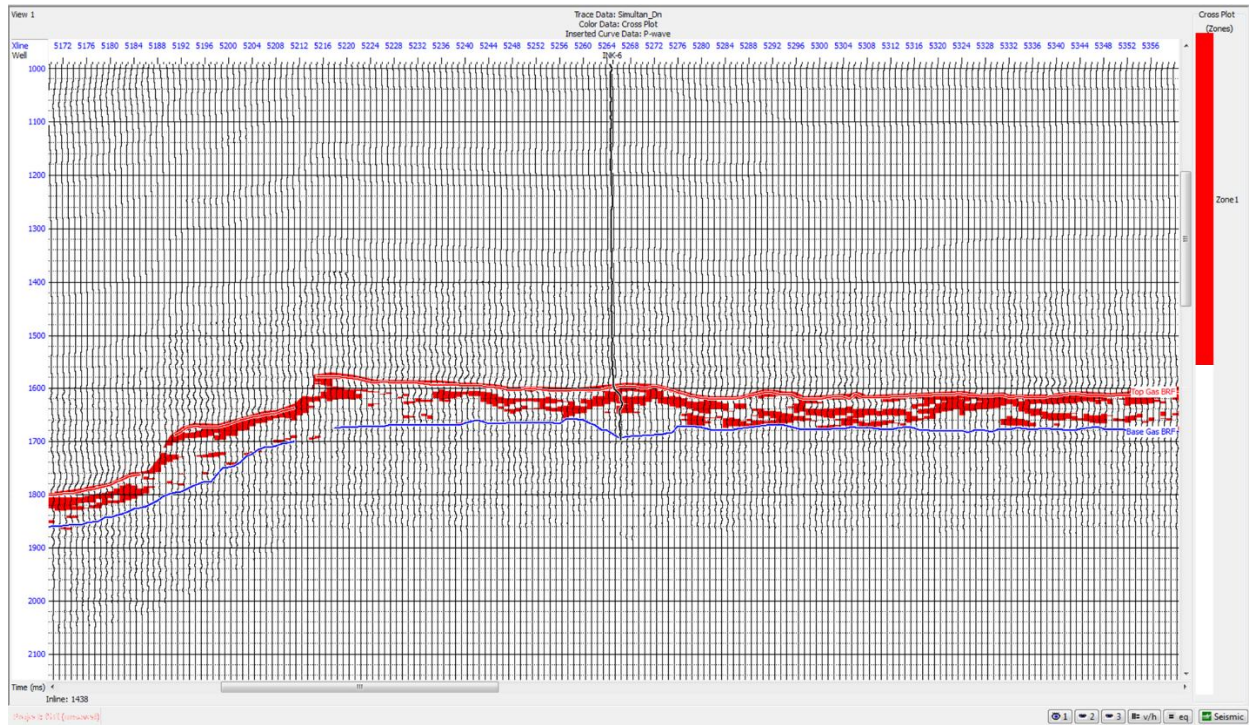
Gambar 20. Slice hasil inversi seismik simultan *Lamda-Rho* zona target



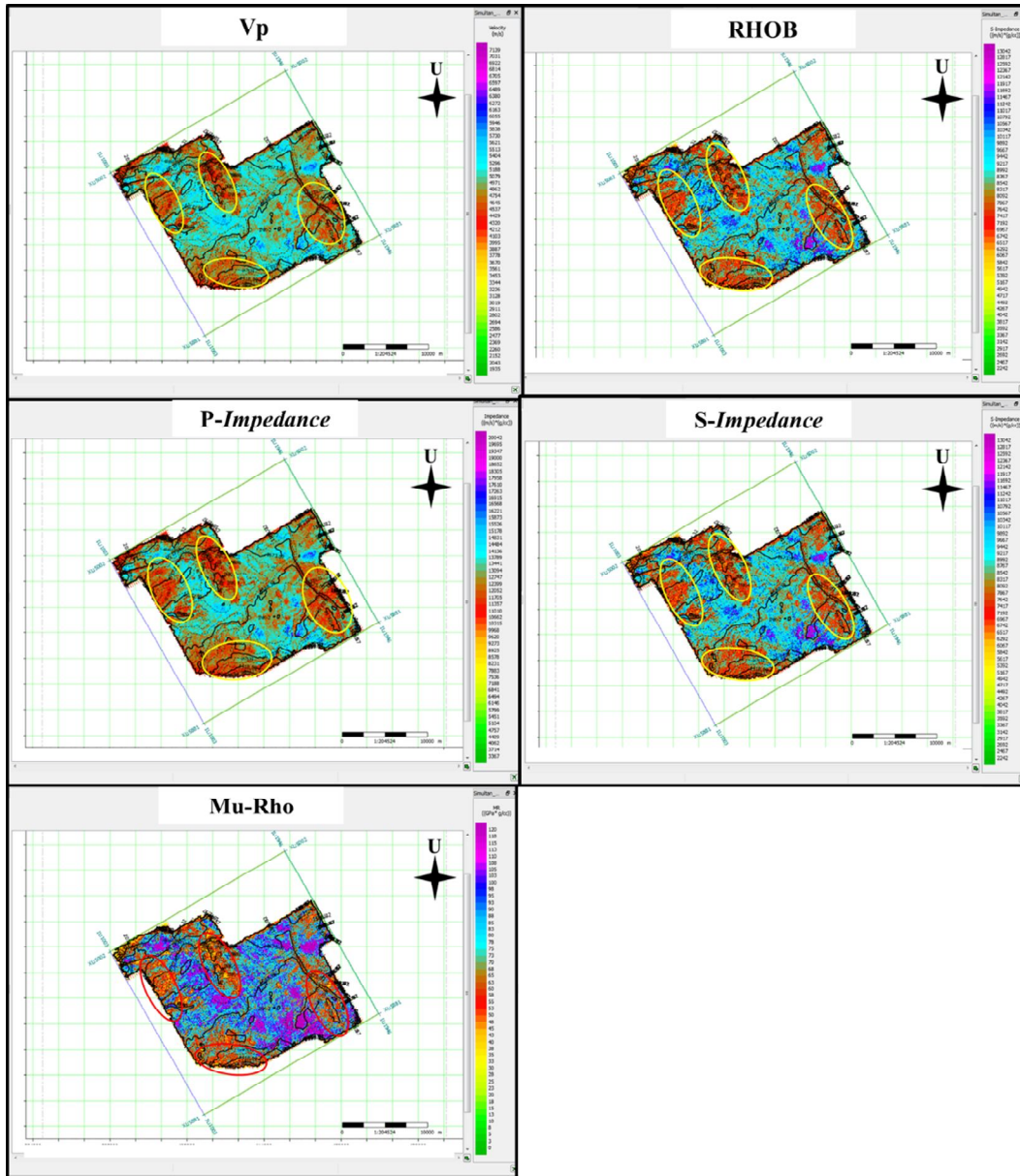
Gambar 21. 3D slice hasil inversi seismik simultan Λ - ρ zona target



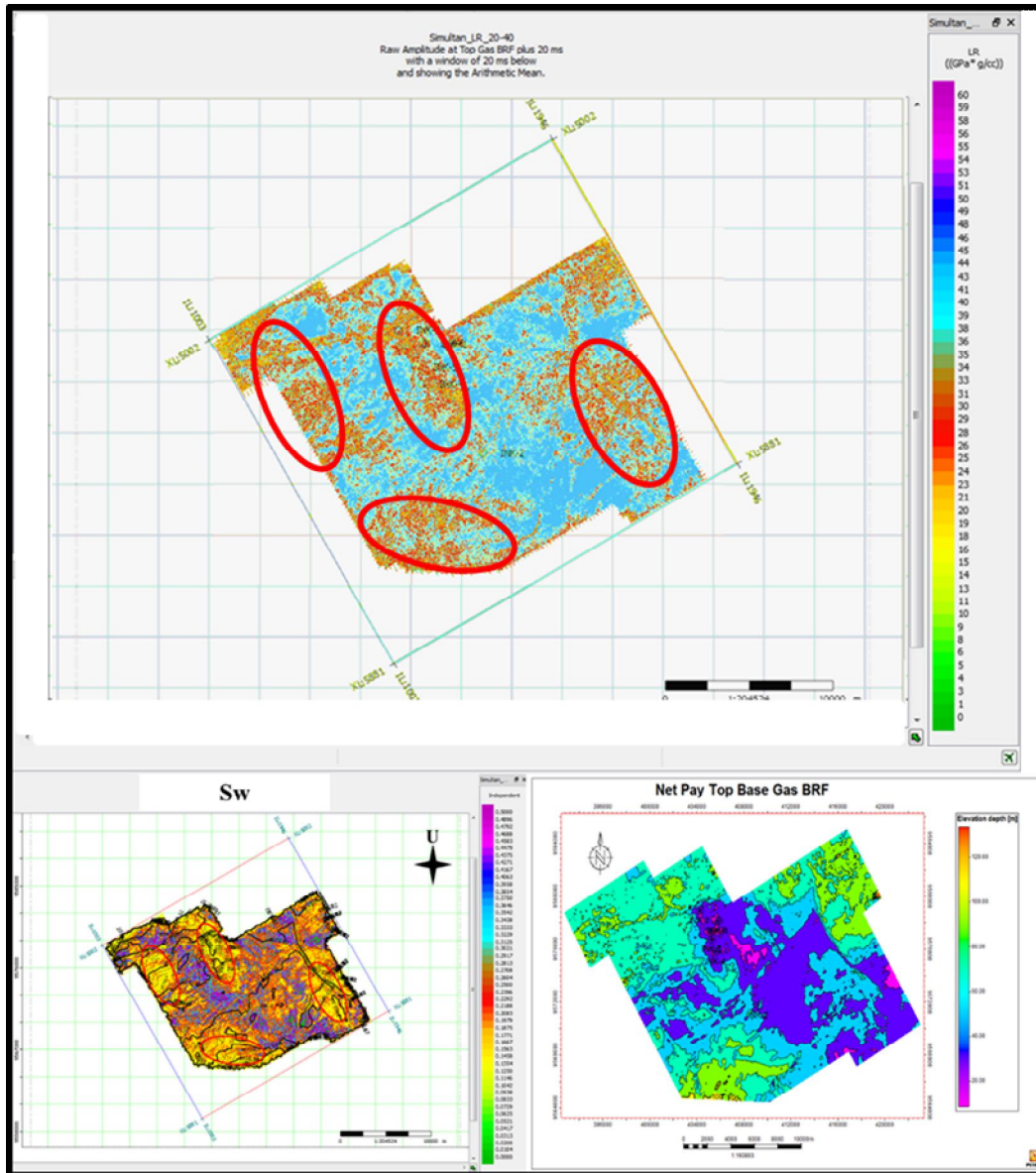
Gambar 22. Persebaran gas pada inline INK-5



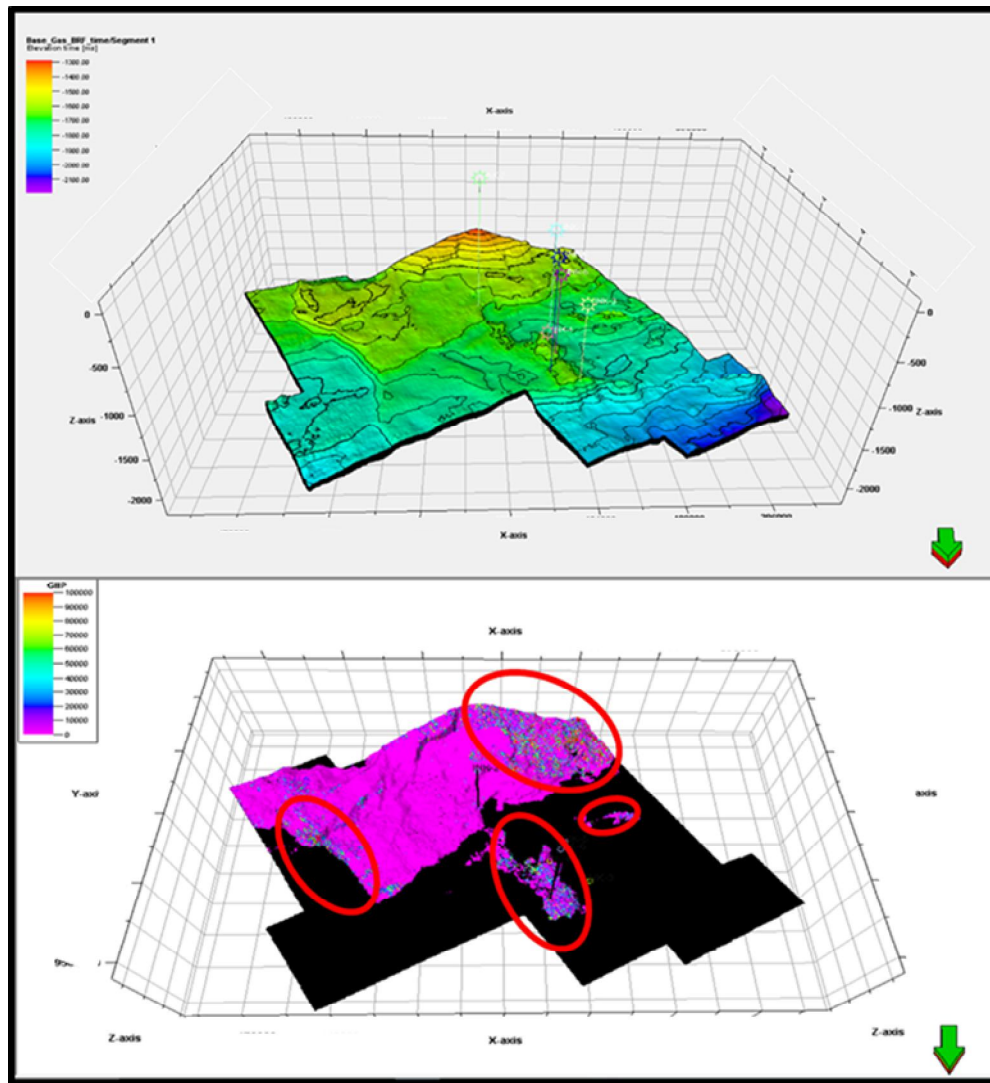
Gambar 23. Persebaran gas pada *inline* pada INK-6



Gambar 24. Peta persebaran parameter V_p , V_s , AI , SI dan $Mu-Rho$



Gambar 25. Peta persebaran Λ - ρ , Sw dan Netpay



Gambar 26. Pemodelan 3D geometri reservoir