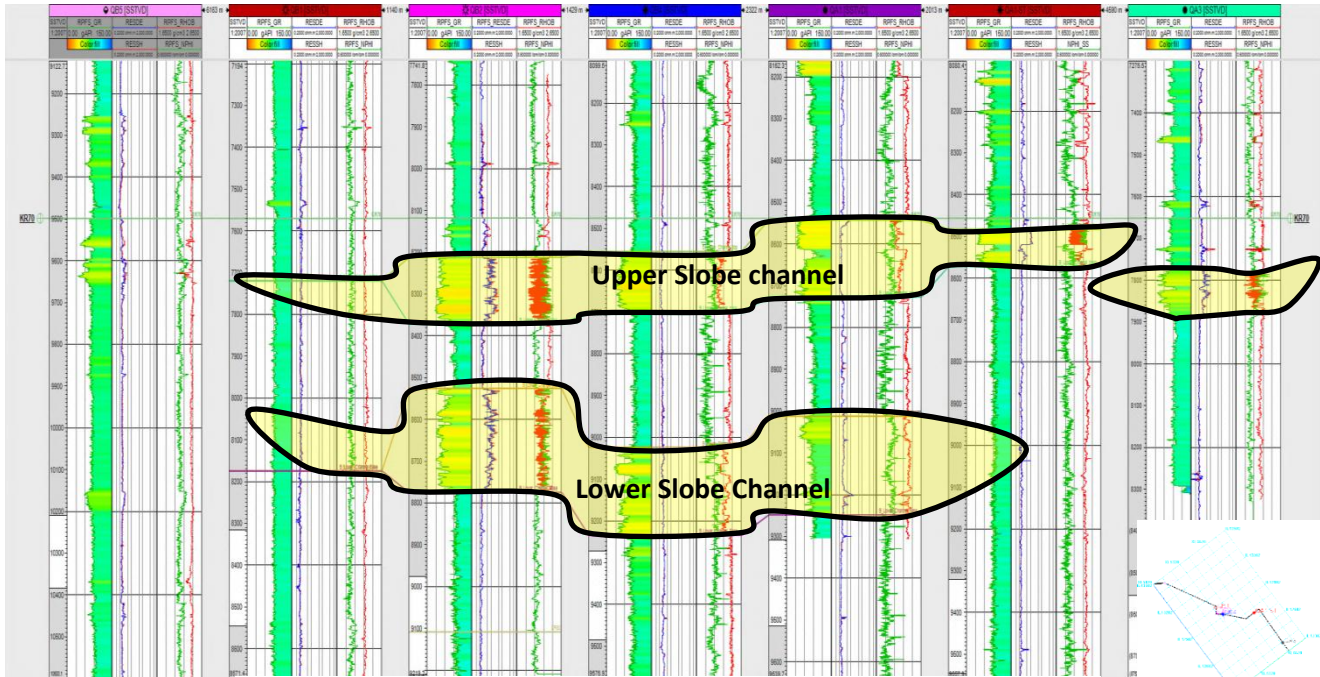


## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 *Zone of Interest*

*Zone of interest* merupakan zona yang menjadi target penelitian. Zona target pada penelitian ini terletak pada kedalaman dengan range 8000 feet – 10.200 feet (MD). Penentuan *zone of interest* dilakukan dengan mengkorelasikan semua sumur dengan melihat marker dan pola log gamma ray, log resistivitas, log *density* dan log neutron seperti pada gambar 4.1. Jika dilihat dari pola log gamma ray zona target memiliki nilai gamma ray yang relatif kecil yang bisa diduga sebagai lapisan yang didominasi oleh batu pasir (*sand*), nilai log resistivitas tinggi dapat menjadi dugaan awal keberadaan hidrokarbon pada formasi karena hidrokarbon baik minyak maupun gas memiliki nilai resistivitas yang tinggi, akan tetapi untuk memastikan itu perlu informasi mengenai porositas batuan karena batuan yang *tight* dengan porositas yang kecil juga dapat memiliki nilai resistivitas yang tinggi. Kenampakan *crossover* antara log densitas dan neutron juga menjadi petunjuk keberadaan hidrokarbon.

Interpretasi lingkungan pengendapat daerah penelitian dilakukan dengan melihat pola log gamma ray serta litologi penyusun. Pola log gamma ray memiliki pola *irregular* atau *blocky* yang bisa diinterpretasi perselingan antara *sand* dan *shale* atau mudstone. Pola log gamma ray juga bisa menunjukkan lingkungan pengendapan reservoir lapangan penelitian yaitu lingkungan pengendapan *slope channel* (*Deep water slope channels*) yang berumur miosen atas dengan tipe pengendapan turbidit. Arah pengendapan memiliki arah orientasi barat-timur (W-E) dan barat laut-timur tenggara (WWN and EES). Pada penampang seismik fitur-fitur *channel* dan *levee* atau *overbank* terlihat jelas dengan amplitudo lebih tinggi dibandingkan sekitarnya. Pada area penelitian ini memiliki dua *channel* yakni *upper channel* dan *lower channel* akan tetapi tidak semua sumur melewati *channel slope* dikarenakan keterbatasan geometri dan penyebaran dari *channel slope* itu sendiri.



Gambar 4.1 korelasi antar log (flatten on well top KR 70)

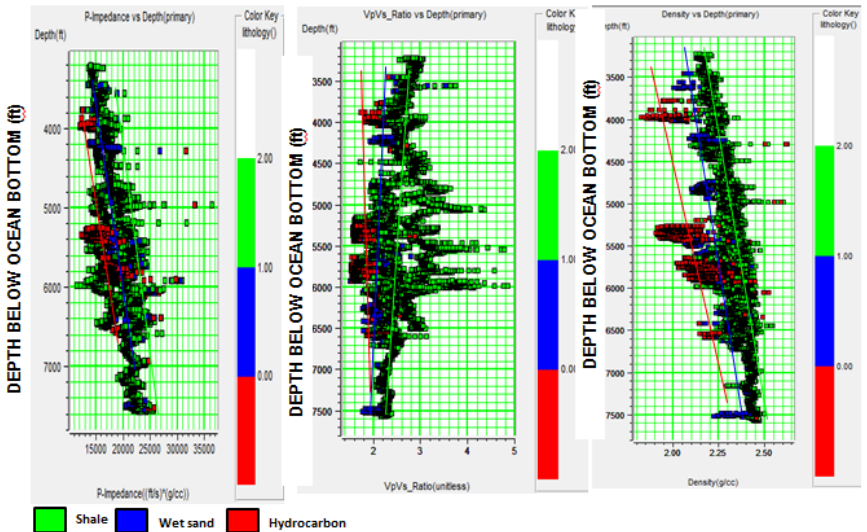
## 4.2 Analisis Sensitivitas

Sebelum melakukan proses inversi terlebih dahulu dilakukan analisis sensitivitas. Tujuan dilakukan analisis ini adalah menentukan parameter elastik batuan yang dapat membedakan pemisahan litologi dan perubahan fluida yang mengisi pori batuan. Log yang digunakan analisis sensitivitas adalah log impedansi P, impedansi S,  $V_p/V_s$ .. Log impedansi P berhubungan langsung dengan porositas dan densitas batuan. Log impedansi S memberikan informasi mengenai litologi karena berhubungan rigiditas batuan. Log  $V_p/V_s$  berhubungan dengan fluida yang mengisi pori batuan. Perubahan rasio antara kecepatan gelombang P dan gelombang S sensitif terhadap perubahan fluida. Pada penelitian ini *color key crossplot* menggunakan *color key* litologi dengan *cut off* dari log  $V_{shale}$ , log Porositas dan saturasi air (SW) yang telah ditentukan oleh tim petrofisika. Color key tersebut yaitu warna merah untuk hidrokarbon, warna biru untuk *wet sand*, warna hijau untuk *shale* dan warna putih untuk batuan yang tidak didefinisikan (batuan non reservoir seperti *shaly* atau *sand* yang berporositas rendah, gas residual dan lain-lain).

### 4.2.1 Crossplot Antara Log Impedansi P, Densitas dan $V_p/V_s$ dengan Depth Below Ocean Bottom (DBML)

*Crossplot* antara masing-masing log impedansi-P, Densitas dan  $V_p/V_s$  dengan *depth below ocean bottom* seperti yang terlihat pada gambar 4.2 dilakukan untuk mengetahui karakter log terhadap kedalaman. Berdasarkan hasil *crossplot* tersebut dapat dianalisa bahwa zona zona hidrokarbon memiliki tren nilai impedansi-P,  $V_p/V_s$  dan *density* rendah, *wet sand* memiliki nilai impedansi P,  $V_p/V_s$  dan *density* yang lebih tinggi dibandingkan dengan zona hidrokarbon sedangkan zona *shale* memiliki nilai impedansi P,  $V_p/V_s$  dan densitas yang paling tinggi.

Berdasarkan *crossplot* tersebut juga dapat dilihat bahwa semakin besar kedalaman sumur litologi cenderung semakin *shaly*. *Crossplot* ini menjadi petunjuk awal bahwa antara hidrokarbon, *wet sand* dan *shale* relatif dapat terpisahkan.



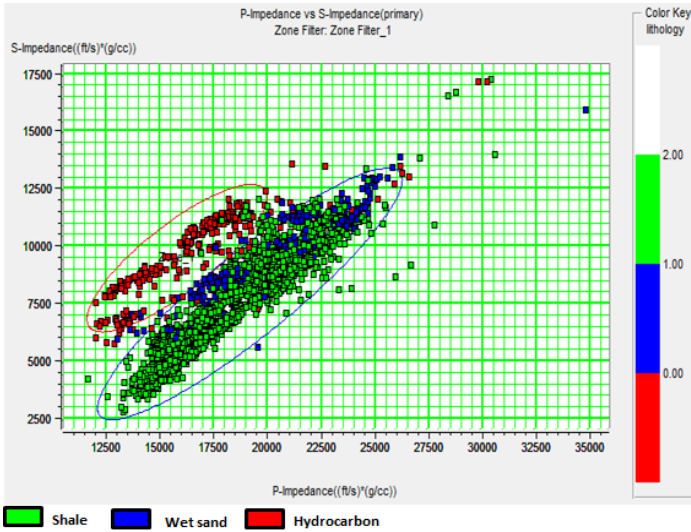
Gambar 4.2 Crossplot antara impedansi P, densitas,  $V_p/V_s$  vs *Depth Below Ocean Bottom*

#### 4.2.2 Crossplot Antara Log Impedansi-P dengan Log Impedansi-S

*Crossplot* antara impedansi P dan impedansi S dilakukan untuk mengetahui perubahan litologi dan jenis fluida yang mengisi pori (*pore fluid*). *Crossplot* antara dua parameter tersebut (Gambar 4.3) terlihat bahwa keduanya bisa membedakan fluida hidrokarbon dan non hidrokarbon akan tetapi tidak dapat membedakan litologi *sand* dan *shale* karena berdasarkan hasil *crossplot* *wet sand* yang ditunjukkan oleh warna biru *overlapping* dengan *shale* yang ditunjukkan oleh warna hijau.

Berdasarkan Gambar 4.3 terlihat bahwa zona hidrokarbon memiliki nilai impedansi P yang rendah (13694-1608ft/s.g/cc) dan impedansi S relatif tinggi (6000-11000 ft/s.g/cc) sehingga pasangan atribut impedansi S dan impedansi P merupakan atribut yang bagus untuk memberikan informasi *fluid content* pada reservoir atau dengan kata lain hasil *crossplot* impedansi P dengan impedansi S memberikan informasi bahwa properti impedansi P dan impedansi S hasil inversi simultan hanya sensitiv terhadap kandungan fluida (*fluid*

content). Berdasarkan hasil *crossplot* ini inversi simultan akan dilakukan untuk memprediksi fluida pada reservoir.

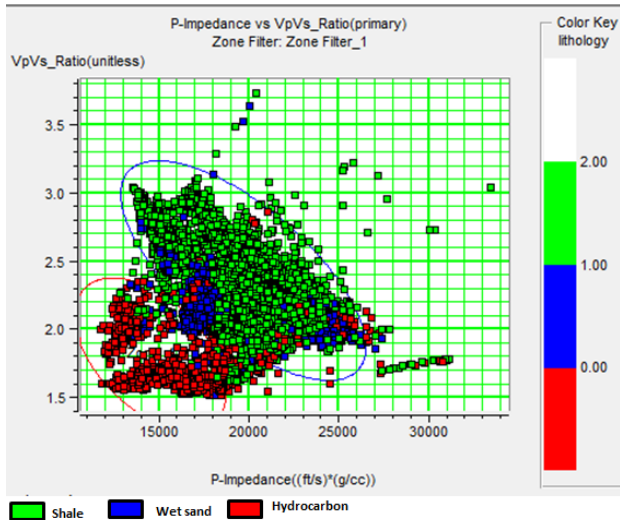


Gambar 4.3 *Crossplot* antara impedansi P dengan impedansi S (*all well*)

### 4.2.3 *Crossplot* Antara Log Impedansi P dengan Log Vp/Vs

*Crossplot* antara impedansi P dengan Vp/Vs dapat memberikan informasi pemisahan antara hidrokarbon dan non hidrokarbon, akan tetapi belum dapat memisahkan litologi dikarenakan *shale* dengan *wet sand* masih *overlap*. Berdasarkan *crossplot* ini dapat menjadi petunjuk bahwa inversi simultan nantinya akan memberikan hasil pemisahan fluida hidrokarbon dan fluida non hidrokarbon akan tetapi tidak dapat memisahkan litologi.

Hasil *crossplot* antara impedansi P dengan Vp/Vs dapat dilihat pada gambar 4.4 . Dari Gambar 4.4 terlihat hidrokarbon memiliki nilai impedansi P 13694-1608 (ft/s.g/cc) dan Vp/Vs (1.5-2.2). Nilai Vp/Vs yang rendah menjadi dugaan akan kehadiran hidrokarbon.

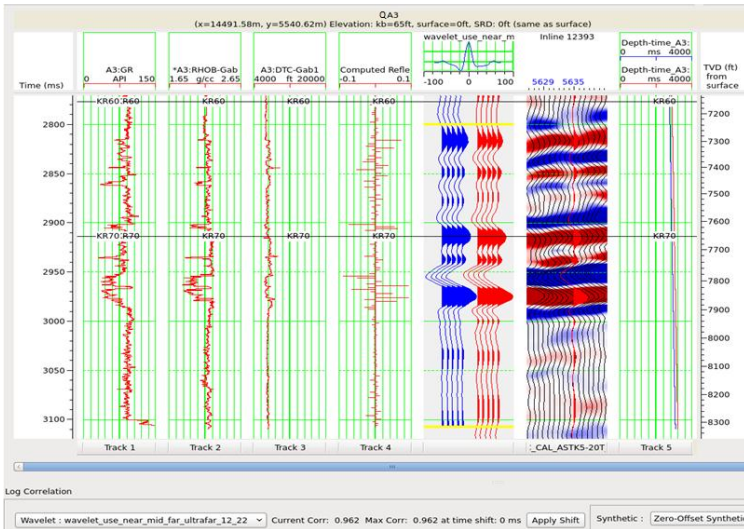


Gambar 4.4 *Crossplot* antara impedansi P dengan  $V_p/V_s$  (*all well*)

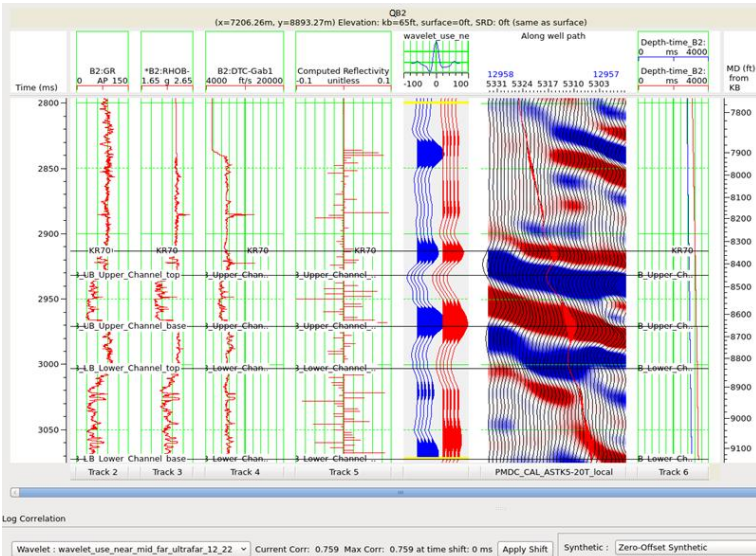
### 4.3 *Well Seismic Tie*

*Well seismic tie* dilakukan untuk menempatkan sumur dalam domain kedalaman ke seismik dalam domain *time*. *Well to seismic tie* dilakukan dengan membuat seismogram sintetik dan dibandingkan dengan *trace* seismik yang sebenarnya sehingga menghasilkan korelasi yang baik. Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan antara *wavelet* dengan koefisien refleksi pada data sumur. Keberhasilan *well seismic tie* dapat dilihat dari besarnya koefisien korelasi yakni ketepatan menempatkan *reflector* dari seismic dan *reflector* dari seismogram sintetik yang berasal dari bidang batas reflektor yang sama.

Hasil *well tie* pada sumur QA3 dan QB2 seperti yang terlihat pada gambar 4.5 dan 4.6. Sumur QA3 memiliki korelasi 0.962 sedangkan sumur QB2 memiliki korelasi sebesar 0.759. sedangkan hasil *well seismic tie* semua sumur terhadap seismik *near, mid* dan *far angle* dapat dilihat pada tabel 4.1.



Gambar 4.5 Hasil Well seismic tie pada sumur QA3



Gambar 4.6 Hasil Well seismic tie pada sumur QB2

*Well seismic tie* pada penelitian ini dilakukan dari mulai marker *water depth* sampai ke zona target, hal ini untuk memaksimalkan korelasi antara data seismik dan data log.

Tabel 4.1. Korelasi hasil *well seismic tie* semua sumur

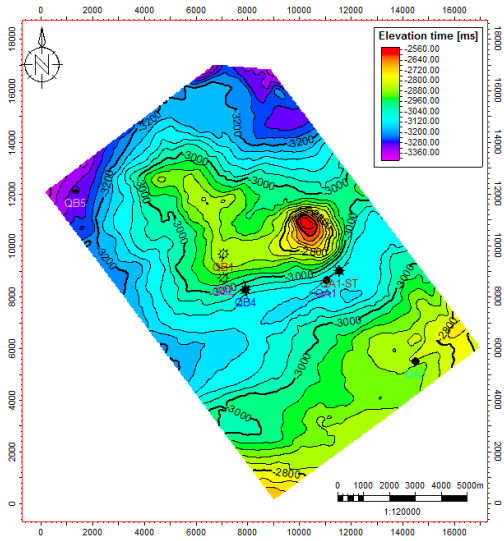
Well Name	Cross Correlation Value		
	Angle 05-20	Angle 18-35	Angle 33-44
QA1	0.433	0.538	0.573
QA1-St	0.476	0.365	0.619
QA3	0.962	0.949	0.948
QB1	0.783	0.763	0.590
QB2	0.759	0.56	0.612
QB4	0.479	0.629	0.476
QB5	0.561	0.540	0.431

#### 4.4 *Picking Horizon*

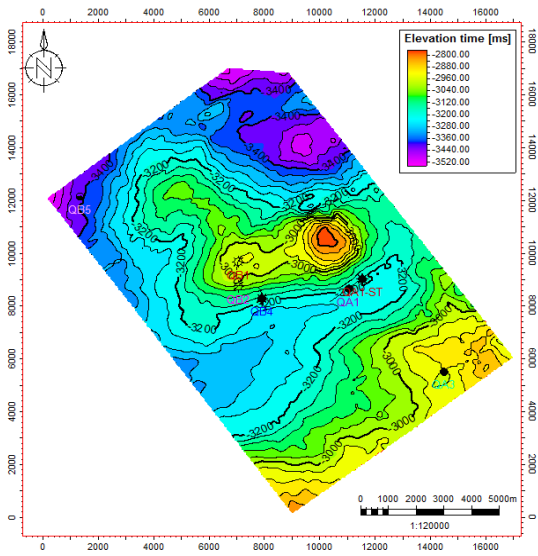
*Picking horizon* dilakukan untuk memetakan struktur lapisan bawah permukaan. Proses ini dilakukan setelah marker pada sumur terletak pada kedalaman seismik (domain time) yang sebenarnya. Hasil *picking horizon* dibuat peta struktur waktu. *Time structure map* pada top reservoir seperti pada gambar 4.7.

Berdasarkan *time structure map* top reservoir di atas terdiri dari zona tinggian (2960-2720 ms) dan rendahan (3360-3040 ms). Sedangkan zona yang ditunjukkan oleh warna merah pada peta (2640-2560 ms) merupakan *shale* diapir. Zona tinggian terletak dibagian tenggara dan bagian tengah area penelitian yang berasosiasi dengan channel slope. *Time structure map base reservoir* ditunjukkan oleh gambar 4.8. Zona tinggian (3120-2880 ms) dan rendahan (3520-3280 ms). Sedangkan zona yang ditunjukkan oleh warna merah pada peta (2880-2800ms) merupakan *shale* diapir.





Gambar 4.7 Time structure map Top Reservoir



Gambar 4.8 Time structure map Top Reservoir

## 4.5 Analisis Hasil Inversi

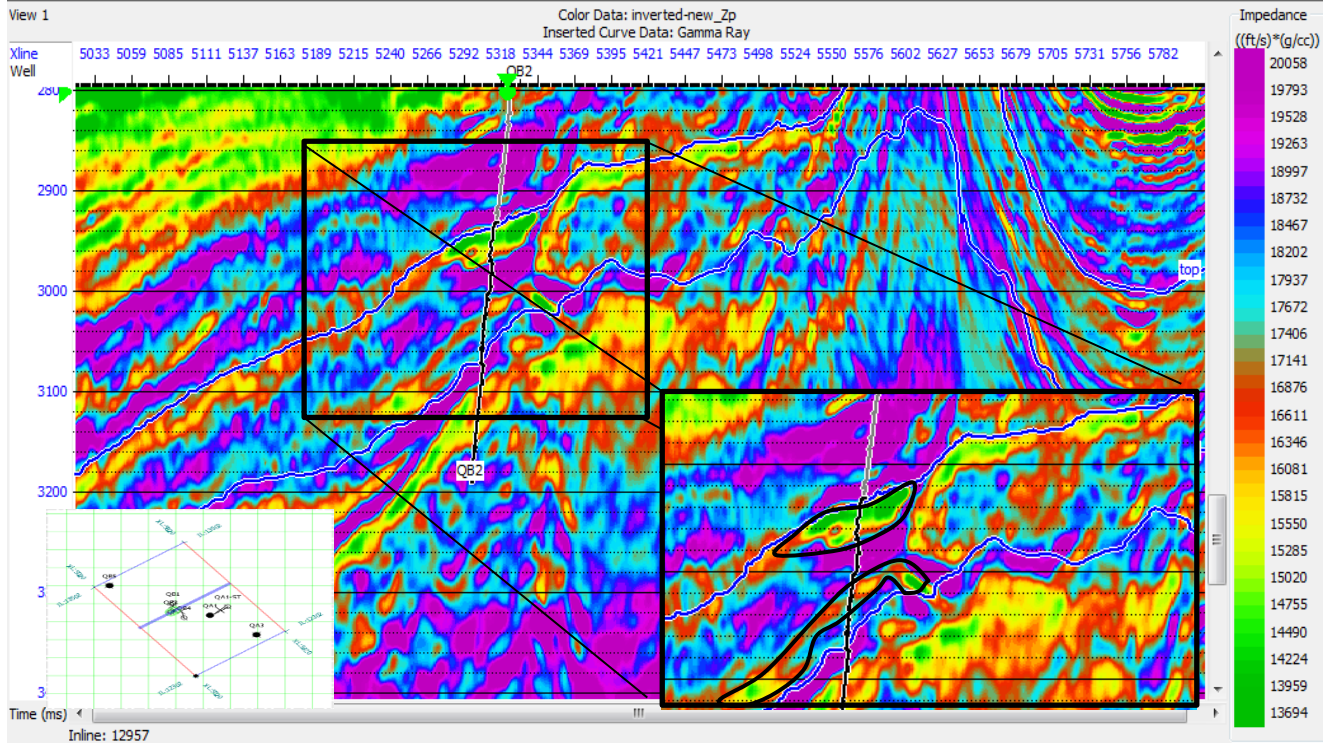
Inversi seismik dilakukan menggunakan data seismik yang dikontrol oleh data sumur sehingga menghasilkan nilai yang mirip dengan sebenarnya. Hasil inversi yang dihasilkan adalah berupa volume (3D *cube*) properti elastik batuan seperti impedansi P, impedansi S, densitas dan  $V_p/V_s$ .

### 4.5.1 Analisis Penampang Impedansi-P

Impedansi P merupakan perkalian antara kecepatan gelombang P dan densitas batuan. Impedansi dipengaruhi oleh porositas batuan, densitas batuan dan kecepatan gelombang. Batuan yang memiliki porositas yang besar maka akan memiliki nilai impedansi yang kecil. Sebaliknya batuan yang memiliki nilai porositas yang kecil akan memiliki nilai impedansi yang besar. Selain itu nilai impedansi P dipengaruhi oleh fluida yang mengisi pori batuan. Penampang impedansi P dari hasil inversi simultan ditunjukkan pada gambar 4.9.

Berdasarkan hasil *crossplot* diawal bahwa hasil inversi impedansi P sensitif terhadap *pore fluid* sehingga dapat memberikan informasi mengenai kehadiran hidrokarbon pada lapisan reservoir, akan tetapi hasil inversi impedansi P tidak dapat memisahkan *shale* dan *wetsand*, hal ini disebabkan oleh nilai impedansi P antara *shale* dan *wetsand overlapping*. Nilai impedansi P pada reservoir yang mengandung fluida hidrokarbon bernilai rendah yaitu sekitar 13694-16081 ft/s.g/cc sedangkan nilai impedansi P yang tinggi 18467-20058 ft/s.g/cc diinterpretasikan sebagai lapisan *wet sand* atau *shale*. Nilai impedansi P yang rendah disebabkan oleh penurunan kecepatan gelombang seismik (*P wave*) ketika melewati batuan poros yang tersaturasi hidrokarbon.

Penampang inline 12957 impedansi-P pada gambar 4.9 memperlihatkan ada dua reservoir (lingkar garis warna hitam) yang diinterpretasikan mengandung hidrokarbon dengan nilai impedansi rendah sedangkan batas atas dan bawah dari masing - masing reservoir memiliki nilai impedansi P tinggi dapat diinterpretasikan sebagai lapisan *shale* yang berperan sebagai *cap rock* pada masing masing reservoir. Adapun hasil inversi impedansi P yang dilewati semua sumur (*arbitrary line*) dapat dilihat pada lampiran 5.



Gambar 4.9 Penampang impedansi P inline 12957

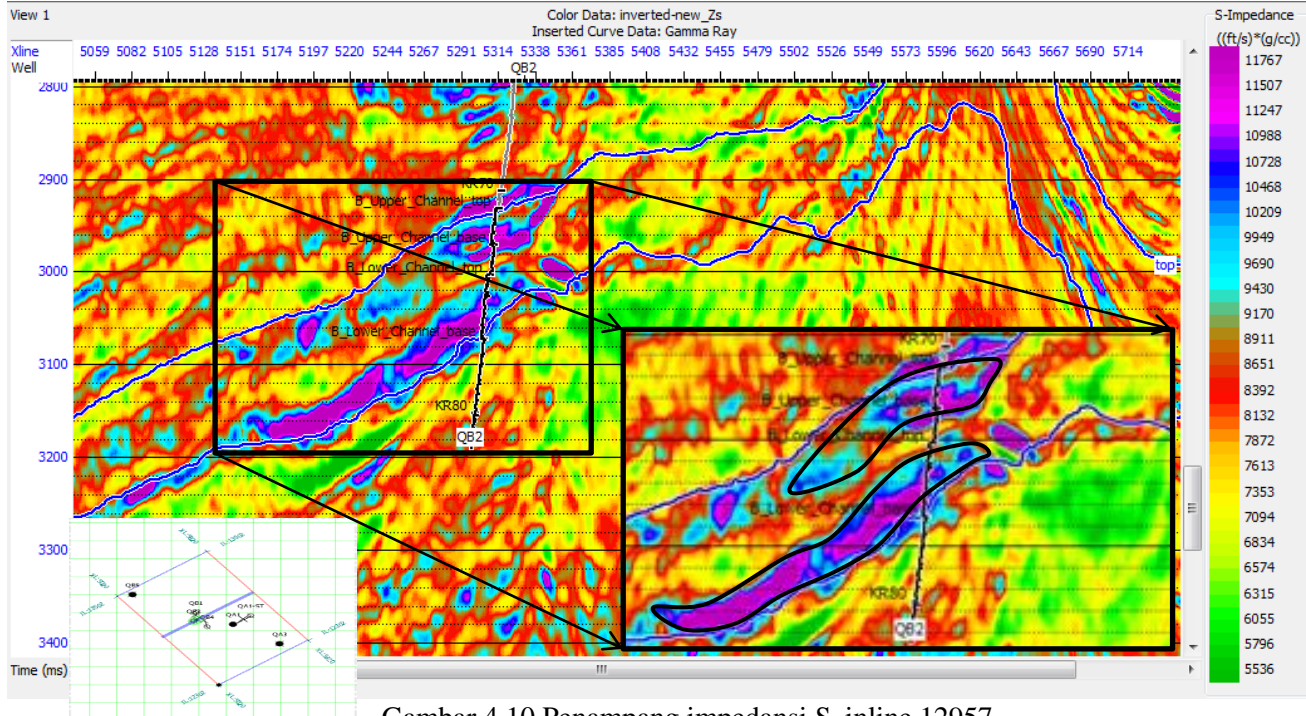
#### 4.5.2 Analisis Penampang Impedansi S

Selain menggunakan analisis impedansi P, analisis yang lainnya adalah menggunakan impedansi S. Impedansi S merupakan perkalian antara kecepatan gelombang S dan densitas batuan. Gelombang S hanya dapat mengukur rigiditas ( $\mu$ ) dari matriks batuan. Hasil dari inversi impedansi S dapat dilihat pada Gambar 4.10. Berdasarkan *crossplot* diawal impedansi S sensitif terhadap kehadiran fluida (*pore fluid*) dan dapat memisahkan zona yang mengandung hidrokarbon dan zona non hidrokarbon.

Berdasarkan penampang gambar 4.10 zona yang diinterpretasi mengandung hidrokarbon memiliki nilai impedansi S yang relatif tinggi yaitu sekitar 10091-11967 ft/s.g/cc sedangkan zona non hidrokarbon memiliki nilai yang relatif lebih rendah, hal ini bisa disebabkan oleh karakter gelombang S yang tidak dapat melewati fluida. Terdapat dua reservoir pada zona target lapangan penelitian yang merupakan reservoir sistem *channel slope*.

Penampang inline 12957 impedansi S pada gambar 4.10 memperlihatkan ada dua reservoir (lingkar garis warna hitam) yang diinterpretasikan mengandung hidrokarbon dengan nilai impedansi tinggi sedangkan batas atas dan bawah dari masing - masing reservoir memiliki nilai impedansi S lebih rendah hal ini dapat diinterpretasikan sebagai lapisan *shale* yang berperan sebagai *cap rock* pada masing masing reservoir.

Karakter impedansi S pada inline 12957 hasil inversi simultan yang bernilai tinggi memiliki pola yang sama dengan karakter impedansi P di lokasi yang sama yaitu mengikuti pola bentukan atau geometri dari *deepwater channel slope* yang berumur miosen atas (*upper miocene*). Hasil inversi impedansi S yang dilewati semua sumur (*arbitrary line*) dapat dilihat pada lampiran 6.



Gambar 4.10 Penampang impedansi S inline 12957

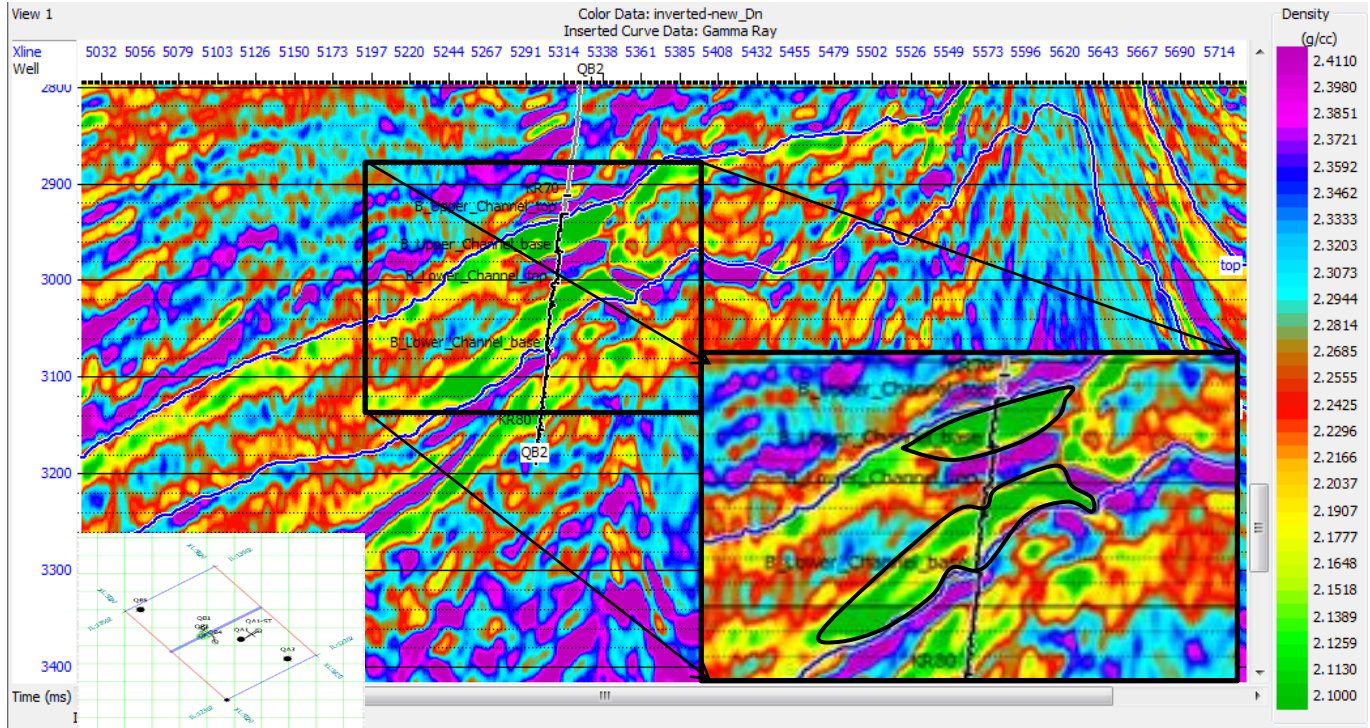
### 4.5.3 Analisis Penampang Densitas

Densitas merupakan salah satu properti fisik batuan yang dapat digunakan untuk mengkarakterisasi batuan bawah permukaan. Adanya perbedaan nilai densitas menunjukkan adanya perbedaan lithologi. Penampang densitas hasil inversi pada inline 12957 yang dilewati sumur QB2 seperti yang terlihat pada gambar 4.11. Zona reservoir yang diinterpretasi mengandung hidrokarbon memiliki nilai densitas sekitar 2.10-2.16 g/cc. Terdapat dua reservoir pada zona target yang memperlihatkan nilai densitas rendah, hal ini bisa disebabkan oleh batuan porous yang terisi oleh hidrokarbon. Secara fisik batuan yang porous terisi gas atau minyak akan memiliki nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan dengan densitas batuan yang kompak (*tight*). Hasil inversi Densitas yang dilewati semua sumur (*arbitrary line*) dapat dilihat pada lampiran 7.

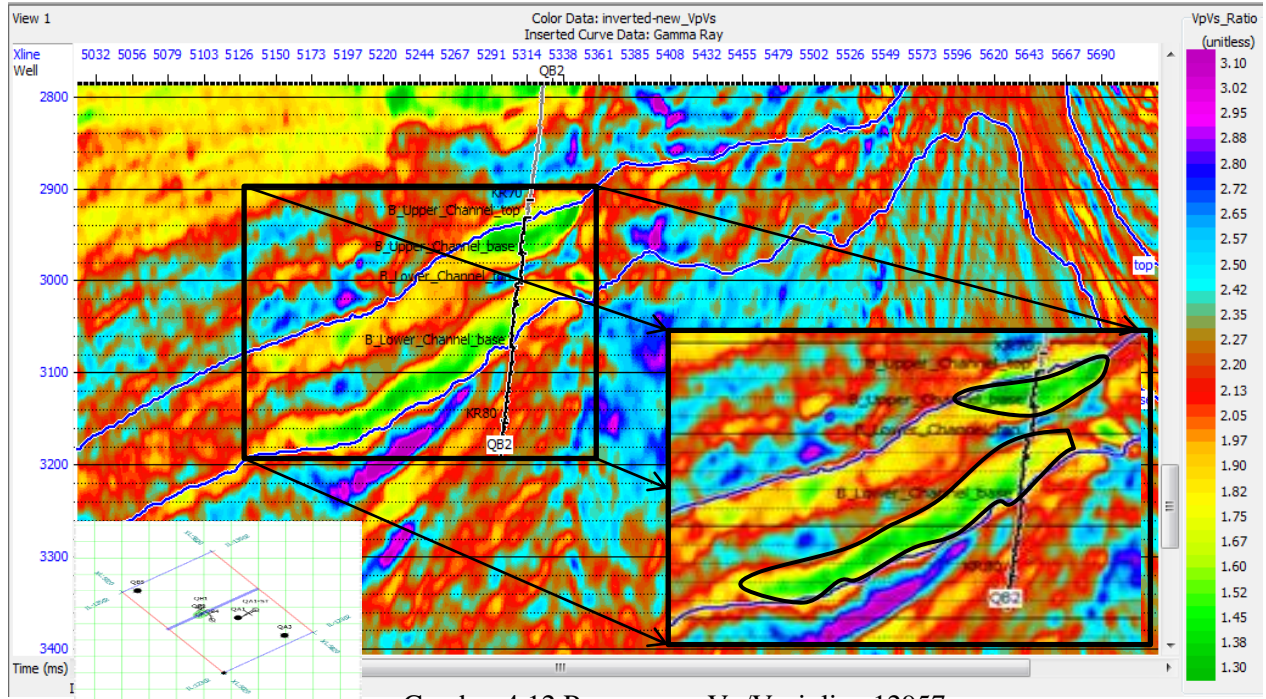
### 4.5.4 Analisis Penampang Vp/Vs

Kecepatan rambat gelombang P dan gelombang S pada batuan dipengaruhi oleh matrik batuan, porositas batuan, densitas batuan dan tipe fluida yang mengisi batuan tersebut. Berdasarkan hasil *crossplot*, Vp/Vs merupakan salah satu parameter yang baik dalam membedakan fluida yang mengisi batuan. Gambar 4.12. merupakan penampang Vp/Vs pada inline 12957 yang dilewati sumur QB2. Zona yang diinterpretasi mengandung hidrokarbon memiliki nilai Vp/Vs sekitar 1.45-1.9.

Dua reservoir pada gambar 4.12 memiliki nilai Vp/Vs yang relatif rendah hal ini disebabkan kecepatan gelombang P yang menurun ketika melewati fluida sedangkan kecepatan gelombang S relatif konstan. Berdasarkan Li (2004) batuan yang tersaturasi gas memiliki nilai  $V_p/V_s$  antara 1,6-2. Dengan menggunakan nilai  $V_p/V_s$  maka dapat diketahui arah sebaran zona yang mengandung hidrokarbon. Properti  $V_p/V_s$  sangat baik dalam mendelineasi reservoir yang mengandung hidrokarbon. Hasil inversi Vp/Vs yang dilewati semua sumur (*arbitrary line*) dapat dilihat pada lampiran 8.



Gambar 4.11 Penampang Densitas inline 12957



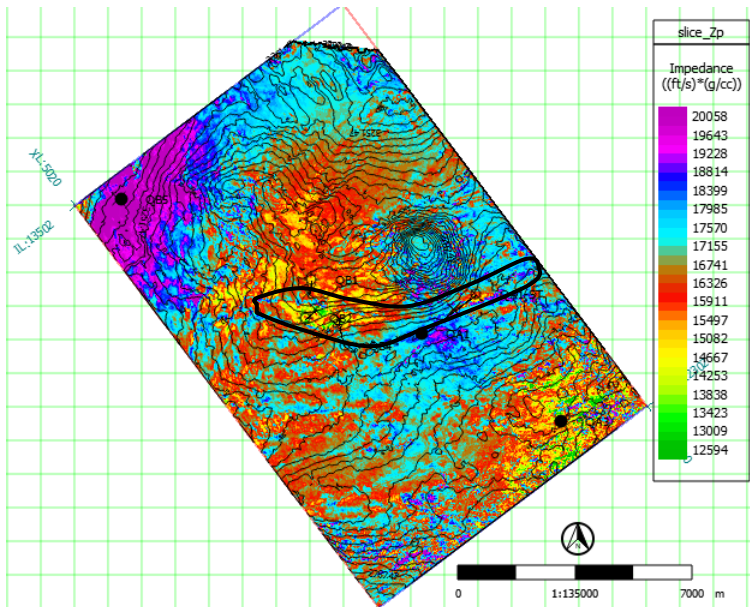
Gambar 4.12 Penampang Vp/Vs inline 12957



## 4.6 Distribusi Sebaran Fluida

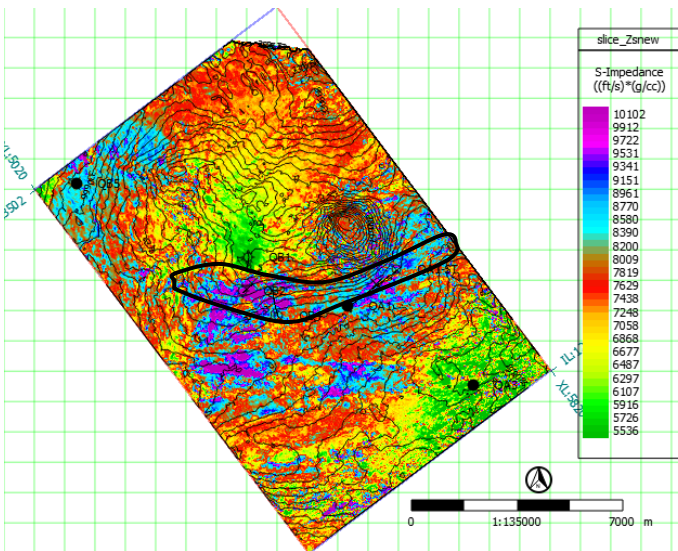
Analisis *crossplot* dan analisis penampang (*cross section*) hasil inversi simultan memberikan hasil bahwa fluida hidrokarbon pada reservoir dapat dibedakan dengan *wet sand* maupun *shale*. Distribusi penyebaran hidrokarbon dilakukan dengan *slicing* pada zona target yaitu pada top reservoir plus 10 ms dibawahnya.

Hasil *slicing* impedansi P dapat dilihat pada gambar 4.13. Nilai impedansi P yang rendah ditandai oleh warna hijau-kuning sedangkan nilai impedansi P tinggi ditandai oleh warna biru sampai ungu. Nilai impedansi P rendah memiliki penyebaran pada bagian tengah yang merupakan *channel slobe* dan pada bagian tenggara area penelitian. Arah *channel slobe* memiliki orientasi barat-timur (W-E) dan barat laut- timur tenggara(W-WN-E-ES). Area yang memiliki nilai impedansi P rendah (12594-15911 ft/s.g/cc) memiliki potensi mengandung hidrokarbon sedangkan impedansi P yang bernilai tinggi dapat berupa litologi *shale* atau pasir yang tersaturasi oleh air (*wet sand*).



Gambar 4.13 Hasil *Slicing* impedansi-P

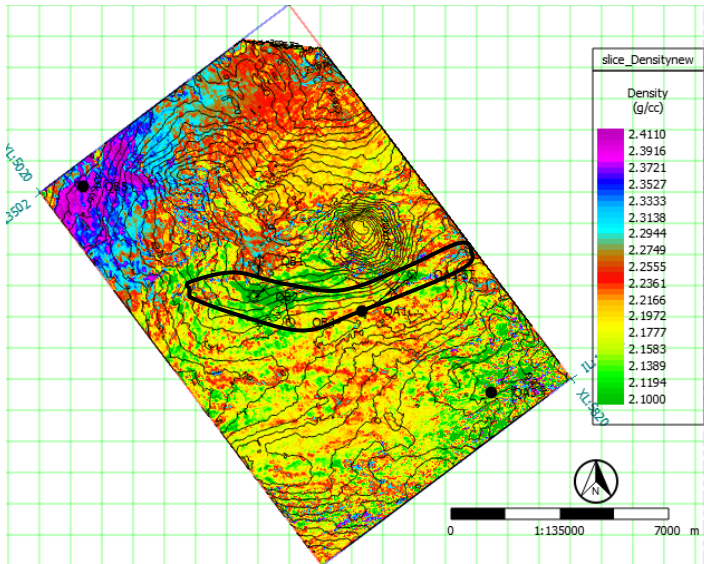
Hasil *slicing* impedansi S dapat dilihat pada gambar 4.14. Zona prospek memiliki impedansi S relatif tinggi. Nilai impedansi S tinggi ditandai oleh warna biru-ungu sedangkan nilai impedansi S rendah ditandai oleh warna warna hijau sampai kuning. Nilai impedansi S tinggi memiliki penyebaran pada bagian tengah yang merupakan *channel slope* dan bagian tenggara area penelitian. Impedansi S merupakan parameter bagus untuk mengetahui penyebaran fluida karena gelombang S sulit melewati fluida.



Gambar 4.14 Hasil *Slicing* impedansi-S

Hasil *slicing* densitas memperlihatkan penyebaran densitas pada area penelitian seperti pada gambar 4.15. Densitas rendah (2.10-2.16 g/cc) menyebar pada bagian tengah yang merupakan *channel slope* dan bagian tenggara area penelitian sedangkan densitas tinggi menyebar di bagian barat laut. Densitas rendah dapat berasosiasi dengan kehadiran hidrokarbon atau zona poros batuan, karena batuan poros atau batuan yang terisi fluida akan memiliki

densitas lebih kecil dibandingkan dengan densitas batuan yang porositasnya kecil atau batuan yang *tight*.

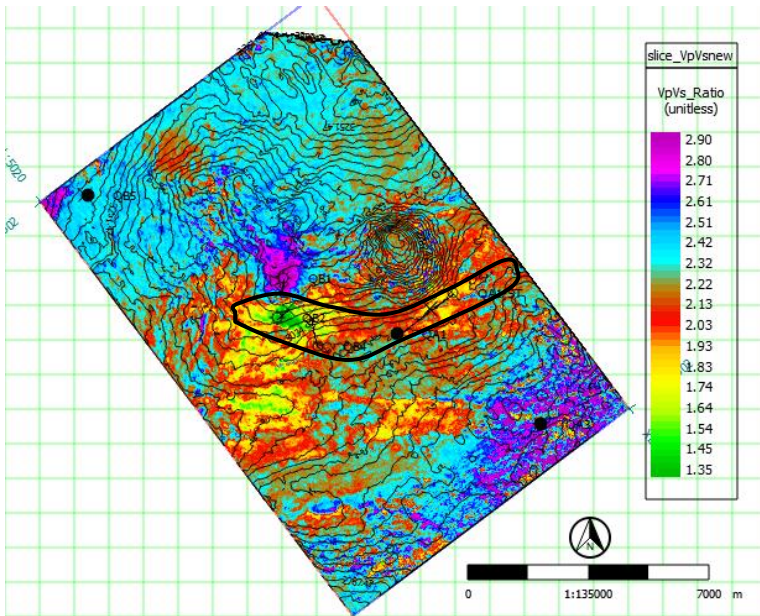


Gambar 4.15 Hasil *Slicing* densitas

*Slicing*  $V_p/V_s$  seperti pada gambar 4.16. Properti fisik  $V_p/V_s$  dapat menunjukkan kontras nilai  $V_p/V_s$  yang bagus karena merupakan hasil dari rasio kecepatan gelombang P dengan kecepatan gelombang S.  $V_p/V_s$  merupakan parameter yang baik untuk menunjukkan zona yang berpotensi mengandung hidrokarbon. Nilai  $V_p/V_s$  yang rendah ditandai dengan warna hijau sampai kuning, Nilai  $V_p/V_s$  pada daerah tersebut adalah sekitar 1.45-1.9, sedangkan nilai  $V_p/V_s$  yang tinggi ditandai dengan warna biru sampai ungu dengan nilai antara 2.42-2.9.  $V_p/V_s$  yang bernilai tinggi dapat berupa litologi *shale* atau pasir yang tersaturasi oleh air (*wet sand*).

Distribusi  $V_p/V_s$  yang bernilai rendah berkorelasi dengan geometri *deepwater channel slope* yang memiliki arah orientasi barat-timur (W-E) dan barat laut-tenggara (WNW-ESE). Nilai  $V_p/V_s$  yang rendah ditandai dengan warna hijau sampai kuning memiliki potensi mengandung hidrokarbon gas atau minyak, hal ini

juga didukung oleh beberapa sumur yang telah terbukti mengandung hidrokarbon seperti sumur QB2.

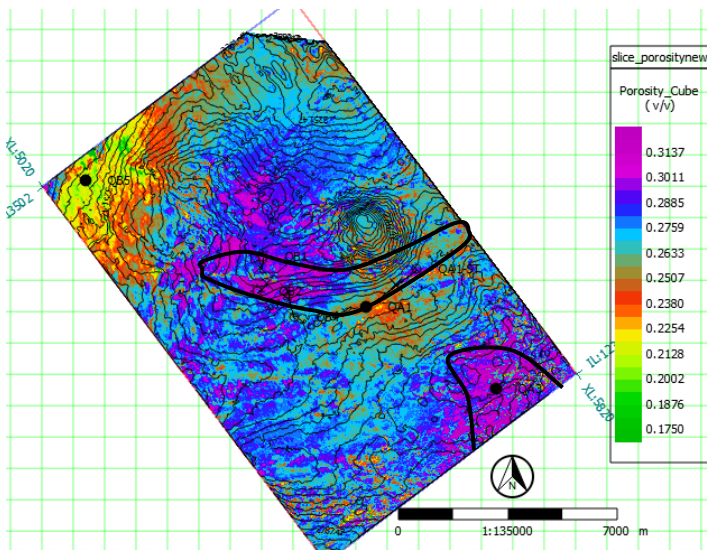


Gambar 4.16 Hasil *Slicing* Vp/Vs

#### 4.7 Analisis Sebaran Porositas

Porositas (*porosity cube*) dibuat dari persamaan hasil *crossplot* antara log impedansi-P dengan log porositas total (PHIT). Dari hasil *porosity cube* tersebut kemudian *dislicing* mengikuti horizon top reservoir plus 10 ms ke bawah untuk mendapatkan sebaran porositas seperti pada gambar 4.17.

Berdasarkan hasil *slicing* porositas daerah yang memiliki porositas tinggi (0.28-0.31) menyebar pada bagian tengah dan tenggara area survey. Porositas tinggi pada bagian tengah disekitar sumur QB1, QB2, QB4, QA1 dan QA1-ST merupakan lapisan *sand* dari pengendapan *channel slope*. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980) mengenai kualitas porositas kualitas porositas pada lapangan penelitian ini memiliki kualitas baik sampai istimewa (*excellent*).



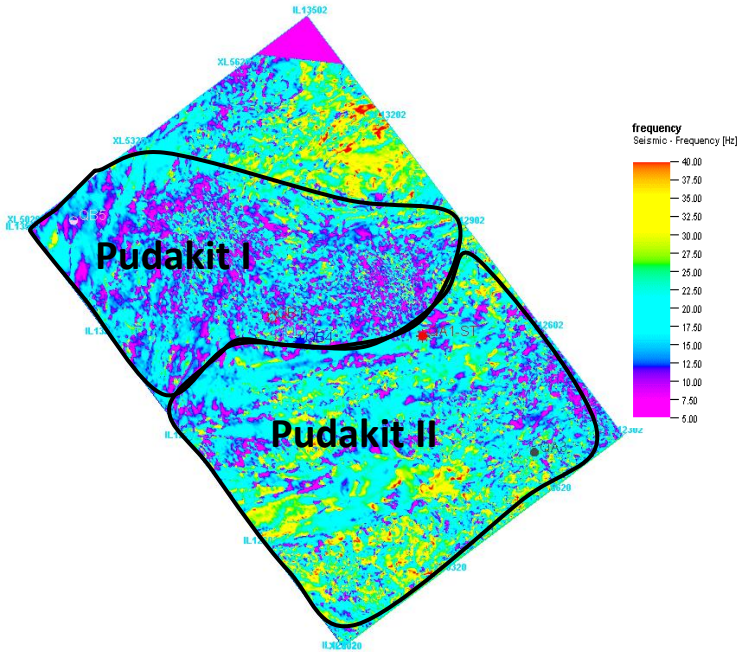
Gambar 4.17 Hasil *Slicing* porositas

#### 4.8 Analisis Atribut Seismik

Atribut seismik adalah *derivatif* dari pengukuran seismik dasar. Informasi dasar atribut seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi. Dalam seismik stratigrafi, atribut seismik dapat menggambarkan geometri perlapisan dan pola hubungan lingkungan pengendapan (Chambers, L.R., 2003). Atribut seismik yang digunakan dalam penelitian ini yaitu atribut frekuensi untuk mengetahui karakter frekuensi pada lapangan pudakit sedangkan atribut minimum amplitudo dan atribut RMS amplitudo digunakan untuk mengetahui sebaran atau distribusi reservoir batu pasir (*sand*).

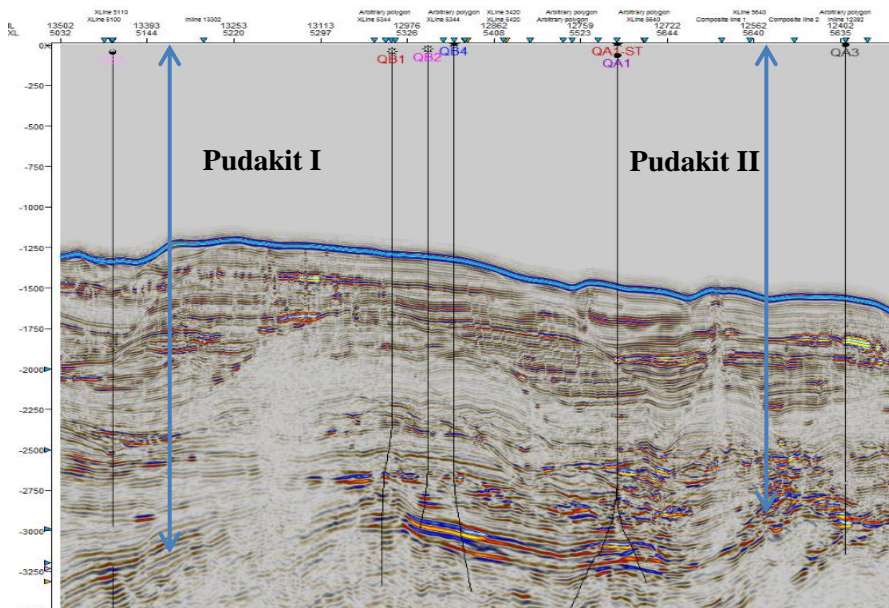
##### 4.8.1 Atribut Frekuensi (*instantaneous frequency*)

Atribut frekuensi merupakan atribut dasar dari perubahan fase terhadap waktu. Hasil atribut frekuensi seperti yang terlihat pada gambar 4.16. Peneliti membagi dua zona yaitu pudakit I dan pudakit II, hal ini dilatarbelakangi dari analisis parameter inversi (*Inversion QC*) yang menunjukkan bahwa sumur-sumur pada zona pudakit I (QB5, QB1, QB2) memiliki korelasi lebih dibandingkan dengan zona Pudakit II (QA1, Q1-ST dan QA3).



Gambar 4.18 Atribut Frekuensi (3196 ms)

Berdasarkan atribut frekuensi zona pudakit I memiliki frekuensi lebih rendah dibandingkan dengan dengan zona pudakit II hal ini yang menyebabkan perbedaan korelasi dan *matching* kurva antara kurva hasil inversi dengan kurva *original log* pada hasil analisis inversi (*QC inversion*). Perbedaan frekuensi ini disebabkan oleh adanya perbedaan kedalaman kolom air (*water depth*) antara zona pudakit I dan pudakit II (gambar 4.19). *water depth* pada pudakit I lebih besar dibandingkan dengan *water depth* pada zona Pudakit II, hal ini yang mengakibatkan gelombang seismik ketika berpropagasi dari permukaan air laut menuju reservoir zona target pada zona pudakit satu terabsorbsi lebih besar dibandingkan dengan zona pudakit dua yang mengakibatkan frekuensi pada pudakit I lebih kecil dibandingkan dengan pudakit II dan berpengaruh terhadap korelasi dan *matching* kurva hasil inversi dan *original log* pada hasil analisis inversi (*QC inversion*).

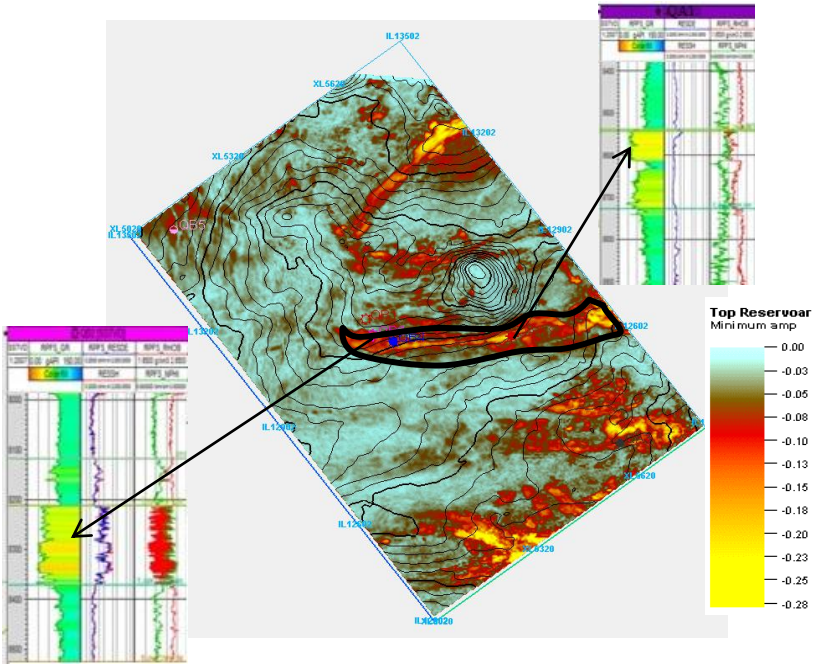


Gambar 4.19 Perbedaan *water depth*

#### 4.8.2 Atribut Amplitude Minimum

Tujuan utama atribut seismik adalah untuk menafsirkan perubahan-perubahan bentuk gelombang dan anomali di sekitar horizon *interest*. Atribut minimum dalam penelitian ini diekstrak dari *surface top* reservoir dengan window 30ms dibawah dan atas dari top reservoir yang digunakan untuk memetakan distribusi *sand*, karena batu pasir pada penampang seismik daerah penelitian merupakan *trough*. Berdasarkan hasil ekstrak atribut amplitudo minimum pada gambar 4.20 dapat menunjukkan zona penyebaran batu pasir (*sand*) yang ditunjukkan warna merah sampai kuning dengan *strong amplitude response*.

Penyebaran *sand* terlokalisir pada bagian tengah yang memiliki arah barat-timur (W-E) yang merupakan pengendapan *channel slobe*.



Gambar 4.20 Atribut *Minimum Amplitude*

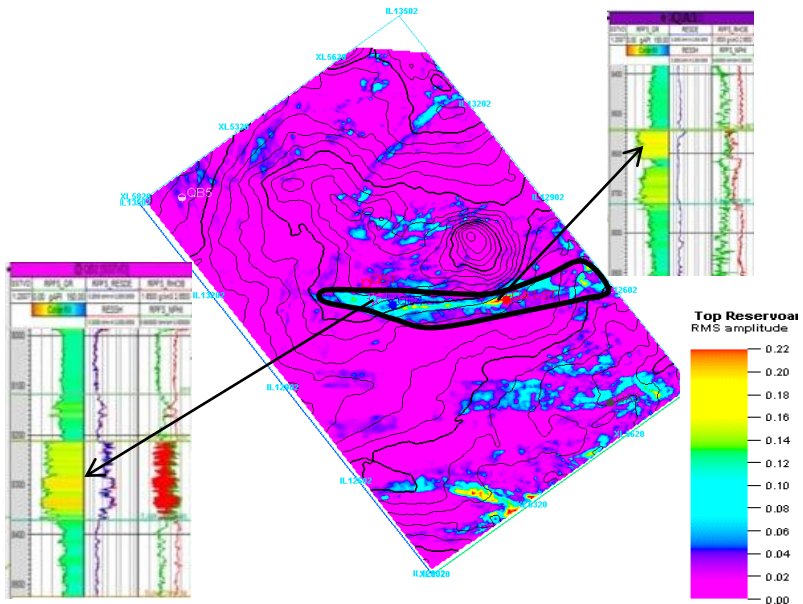
### 4.8.3 Atribut Amplitudo RMS

Atribut amplitudo RMS merupakan akar kuadrat rata-rata dari kuadrat amplitudo dalam interval waktu tertentu. Nilai dari hasil ekstraksi amplitudo RMS selalu positif karena nilai amplitudo gelombang seismik dikuadratkan sebelum dirata-ratakan. Hasil ekstraksi atribut seperti pada gambar 4.2 dapat memberikan informasi penyebaran *sand* pada daerah penelitian yang ditunjukkan oleh nilai amplitudo positif tinggi (warna cyan sampai merah). Keberadaan reservoir berasosiasi dengan amplitudo tinggi hal ini disebabkan oleh perbedaan kontras nilai impedansi akustik antara dua batuan yang berbeda.

Penyebaran sand terlokalisasi pada bagian tengah yang memiliki arah barat-timur (W-E) yang merupakan pengendapan *channel slope*. Hasil dari ekstraksi atribut amplitudo RMS tidak jauh berbeda jika



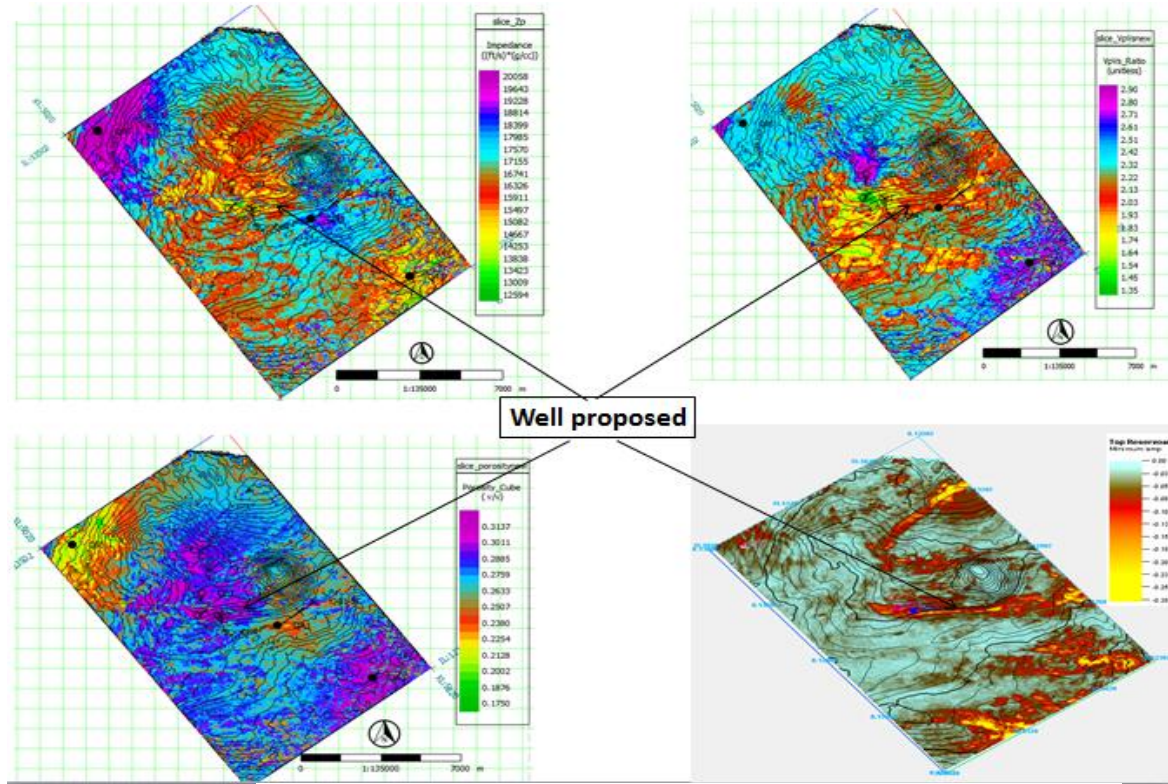
dibandingkan dengan hasil atribut *minimum amplitude* hal ini dapat memberikan informasi tentang penyebaran distribusi *sand*.



Gambar 4.21 Atribut amplitudo RMS

#### 4.9 Usulan Sumur Pengembangan (*Well Development*)

Penentuan posisi sumur pengembangan dilakukan dengan melihat hasil inversi impedansi P,  $V_p/V_s$ , peta porositas dan hasil dari atribut seismik. Berdasarkan dari keempat analisis tersebut pengusulan sumur baru (*well proposed*) pada posisi seperti pada gambar 4.22 dengan nilai impedansi-P rendah (14490-16081 ft/s.g/cc) dan nilai  $V_p/V_s$  sekitar (1.45-1.9) dengan porositas sebesar (0.28-0.31) dan atribut amplitudo *minimum strong amplitude response*.



Gambar 4.22 Usulan sumur pengembangan (*Well Development*)