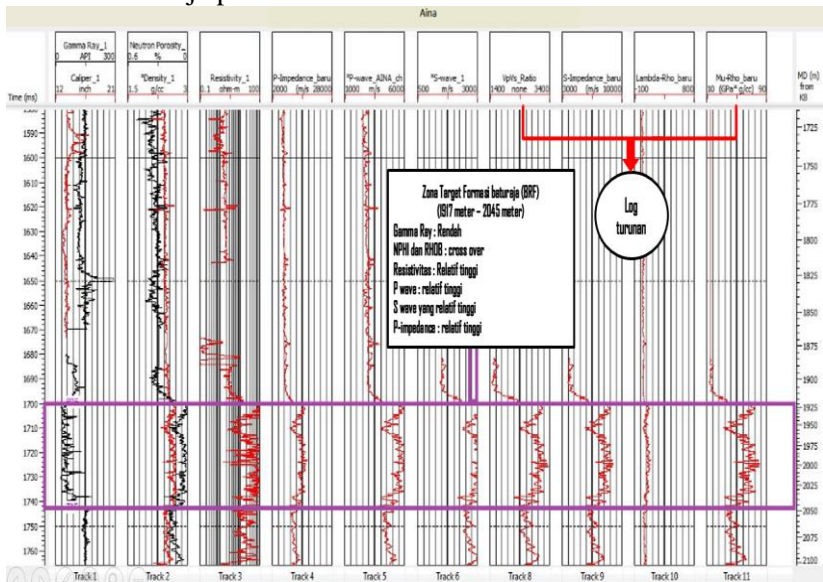


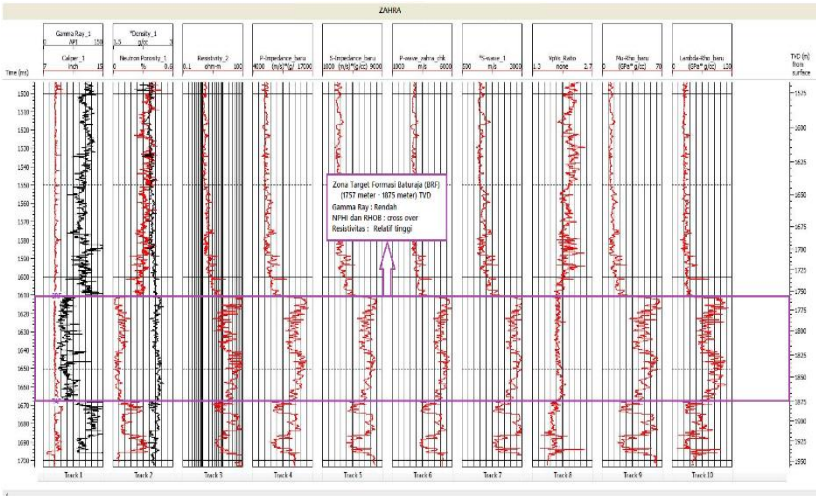
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Litologi Zona Target

Analisis litologi dan zona target reservoir dapat dilakukan dari data log sumur yang digunakan yaitu sumur Zahra dan Sumur Aina. Data log yang tersedia adalah log *Gamma Ray*, log *P Wave* (v_p), log *S Wave* (v_s), log *density* (RHOB), log *neutron porosity* (NPHI), log *resistivity*, log *P-Impedance*, log *S-Impedance*, log V_p/V_s serta log turunan yaitu log *Lambda-Rho*, log *Mu-Rho*. Log tersebut digunakan untuk mengetahui litologi serta zona target penelitian. Dimana zona target penelitian berupa Formasi Baturaja (BRF). Jika dilihat dari respon log-log tersebut diatas, maka Formasi BRF terletak di kedalaman 1917 meter (MD dari KB) sampai kedalaman 2045 meter (MD dari KB) untuk sumur Aina dan di kedalaman 1757 meter sampai 1875 untuk sumur Zahra. Berikut gambar 4.1 tentang zona target Formasi Baturaja pada sumur Aina dan sumur Zahra.



Gambar 4.1 (a) Zona target Formasi Baturaja pada sumur Aina



Gambar 4.1 (b) Zona target Formasi Baturaja pada sumur Zahra

Berdasarkan gambar 4.1 di atas, dapat dijelaskan bahwa zona target reservoir (Formasi Baturaja) diidentifikasi dengan data log *Gamma Ray* (track1), log *density* (track 2 dengan garis merah), log NPHI (track 2 dengan garis hitam), log *resitivity* (track 3). Berdasarkan data log tersebut, batuan yang terdapat pada Formasi Baturaja adalah batuan karbonat. Hal ini ditunjukkan dengan nilai *Gamma Ray* dan *density* yang kecil. Selanjutnya nilai NPHI yang membesar serta nilai resistivitas yang juga relatif besar khusus nya untuk fluida gas. Selain itu, keberadaan hidrokarbon pada batuan reservoir dapat diketahui dari kombinasi antara log densitas dan NPHI yang menunjukkan *crossover*, dengan mengecilnya nilai densitas dan log NPHI. Jika jenis hidrokarbon berupa minyak atau air maka separasi *crossover* keduanya akan menyempit, sedangkan untuk gas separasi *crossover* nya akan melebar. Berikut penjabaran data log yang digunakan dalam analisis zona target reservoir (BRF)

Log *gamma ray* menunjukkan respon dari mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th) atau Uranium (U). Log GR akan merekam radiasi sinar gamma alami batuan. Besar kecilnya respon intensitas radioaktif menunjukkan jenis batumannya. Batuan lempung memiliki konsentrasi kandungan radioaktif yang tinggi sehingga menunjukkan respon kurva log *gamma ray* yang tinggi juga. Sedangkan pada lapisan *permeable* (zona reservoir) biasa nya merupakan lapisan

dengan kandungan radioaktif yang rendah, sehingga respon kurva log *gamma ray* akan kecil. Hal ini dilihat pada area target reservoir (BRF) pada sumur Zahra dengan nilai *gamma ray* relatif rendah sekitar (37-75) API dan sumur Aina (25-75) API (Rider, 2002)

Log *Neutron Porosity* (NPHI) mendeteksi kandungan atom hydrogen dalam Formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi. Energi *neutron* akan hilang jika berbenturan dengan atom dalam formasi yang hampir sama massanya dengan neutron seperti atom hydrogen, dimana kondisi ini disebut sebagai porositas formasi. Dalam hal ini, kandungan air dalam formasi akan memperbesar harga *neutron porosity*. Sedangkan, jika dilihat dari log NPHI pada sumur Zahra dan sumur Aina, respon log NPHI memiliki nilai yang relatif kecil sekitar \pm (0.06-0.2). Hal ini terjadi karena konsentrasi atom hydrogen pada hidrokarbon (gas) lebih sedikit jika dibandingkan dengan minyak dan air. Selain itu, semakin berkurangnya porositas batuan juga akan memperkecil harga *neutron porosity* (Rider, 2002).

Log densitas (RHOB) akan menunjukkan nilai densitas dari batuan, yaitu kerapatan massa batuan, dimana untuk sumur Zahra dan sumur Aina nilai densitasnya menunjukkan nilai yang relative kecil \pm (1.75-1.87) untuk zona target reservoir yang memiliki porositas yang baik. Dan saat log densitas dan log *neutron porosity* di letakan dalam satu track plot kurva, hal ini akan menunjukkan separasi/*crossover* yang menjadikan zona tersebut diidentifikasi sebagai zona reservoir penelitian, seperti yang terlihat pada sumur Zahra dan sumur Aina, ditandai dengan kotak warna ungu.

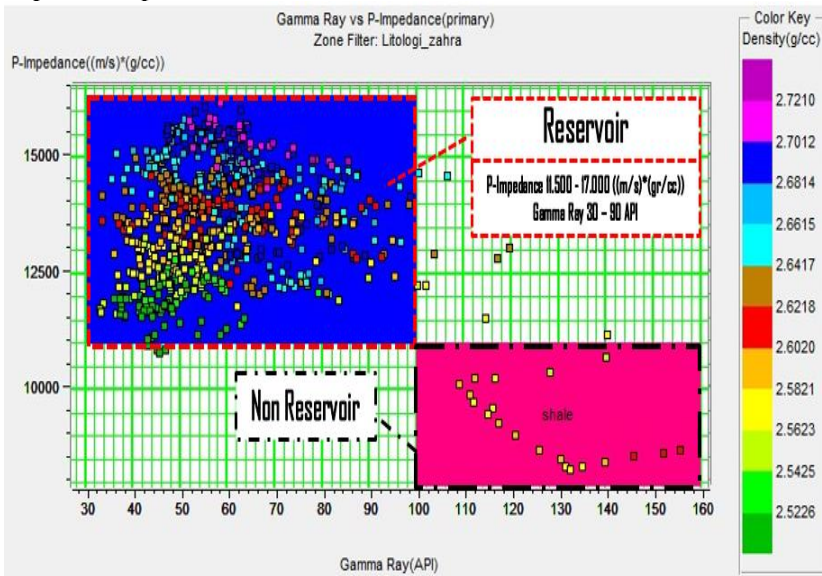
Log resistivity merepresentasikan zona yang mengandung hidrokarbon dengan nilai log resistivity yang tinggi. Reservoir yang berisi gas memiliki respon log *resistivity* relatif lebih besar dibandingkan dengan reservoir yang berisi minyak. Sedangkan reservoir minyak akan relatif besar dari reservoir yang hanya berisi air (Rider, 2002). Log *P wave* dan *S Wave* akan membedakan karbonat yang *tight* dan karbonat porous, dengan nilai log *P wave* dan *S wave* akan lebih besar dari pada karbonat yang bersifat *tight*.

4.2 Analisis Sensitivitas Data Log

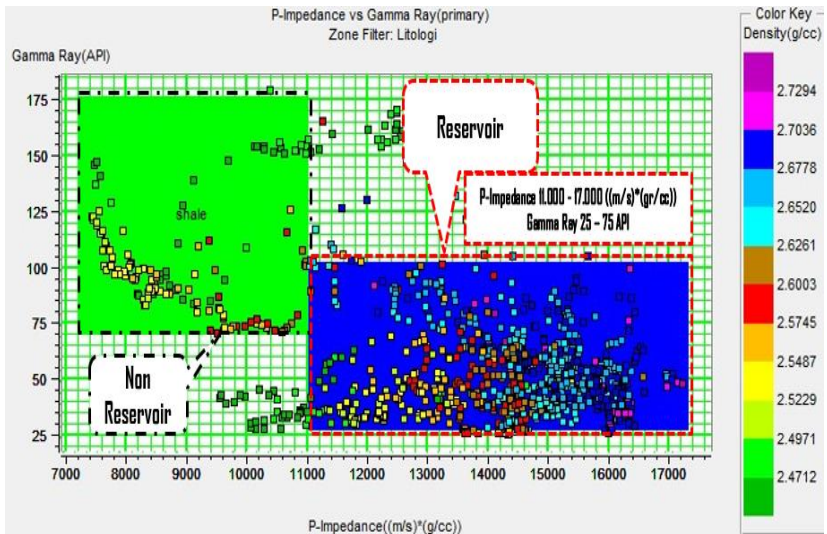
Analisa *crossplot* dilakukan pada kedalaman zona target yaitu dari marker TOP BRF sampai BOT BRF, dimana data marker ini didapatkan dari data hasil pemboran, serta dilihat dari kococokan respon log untuk area zona target. Selanjutnya analisa *crossplot* merupakan acuan untuk melihat pemisahan jenis fluida dan litologi. Secara kuantitatif nilai cutoff masing-masing log digunakan sebagai control dalam proses interpretasi akhir inversi simultan dan analisis *Lambda-Mu-Rho*.

4.2.1 Crossplot Log Gamma Ray vs P-Impedance

Crossplot antara *Gamma ray* dan *P-Impedance* dengan *colour key density* bertujuan untuk membedakan zona reservoir dan non reservoir. Berikut gambar 4.2 menunjukkan *crossplot Gamma ray vs P-Impedance* pada sumur Zahra dan sumur Aina



Gambar 4.2 (a) *Crossplot Gamma ray vs P-Impedance* dengan *colour key density* pada sumur Zahra

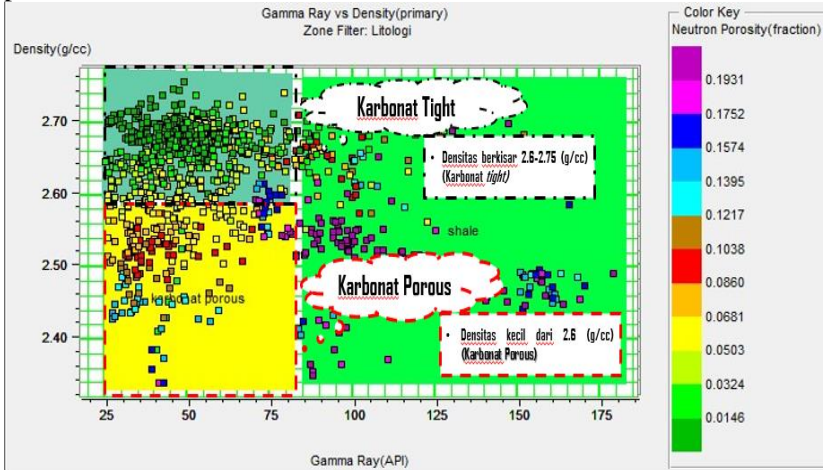


Gambar 4.2 (b) *Crossplot Gamma ray vs P-Impedance* dengan *colour key density* pada sumur Aina

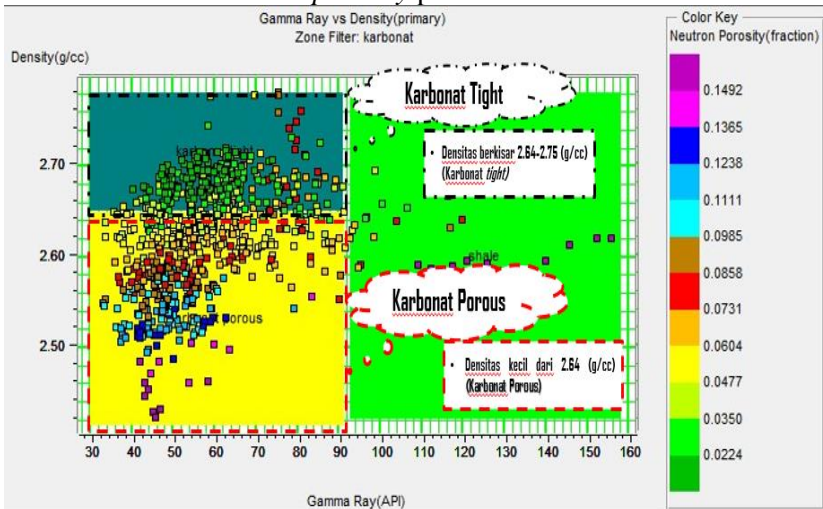
Dari gambar 4.2 (a) dan (b) dapat diketahui bahwa nilai *cutoff gamma ray* hasil *crossplot* menunjukkan zona reservoir batuan karbonat pada sumur Zahra bernilai 30-90 API dan sumur Aina bernilai 25-75 API. Sedangkan nilai gamma ray 90-150 API (sumur Zahra) dan bernilai lebih besar dari pada 75 API (sumur Aina) menunjukkan batuan non reservoir. Hal ini diindikasikan sebagai batuan *shale* dari Formasi Gumai jika dilihat dari respon nilai log *gamma ray* nya yang tinggi (Rider, 2002). Selanjutnya nilai *cutoff P-impedance* hasil *crossplot*, dapat dilihat zona reservoir memiliki nilai *P-impedance* yang relatif tinggi tinggi yaitu berkisar 11.000-17.000 ((m/s)*(gr/cc)) dan untuk zona non reservoir nilai nya relatif kecil berkisar kecil dari 11.000 ((m/s)*(gr/cc)) untuk sumur Zahra dan sumur Aina. *Crossplot* ini didukung oleh data log densitas sebagai *colour key*, dimana untuk zona reservoir karbonat akan ditunjukkan oleh nilai densitas yang tinggi berkisar 2.6-2.8 (g/cc). Nilai densitas relatif tinggi disebabkan batuan karbonat memiliki matriks yang lebih kompak. Sedangkan untuk nilai densitas relatif lebih rendah berkisar kecil dari 2.6 (g/cc) menunjukkan karbonat yang lebih *porous* serta batuan non reservoir.

4.2.2 Crossplot Log Gamma Ray vs Densitas

Crossplot antara *Gamma ray* vs *Density* dengan *colour key neutron porosity* bertujuan untuk memisahkan antara karbonat *tight* dan karbonat *porous*. Seperti digambarkan pada gambar 4.3 berikut pada sumur Zahra dan sumur Aina.



Gambar 4.3 (a) Crossplot *Gamma ray* vs Densitas dengan *colour key Neutron porosity* pada sumur Aina

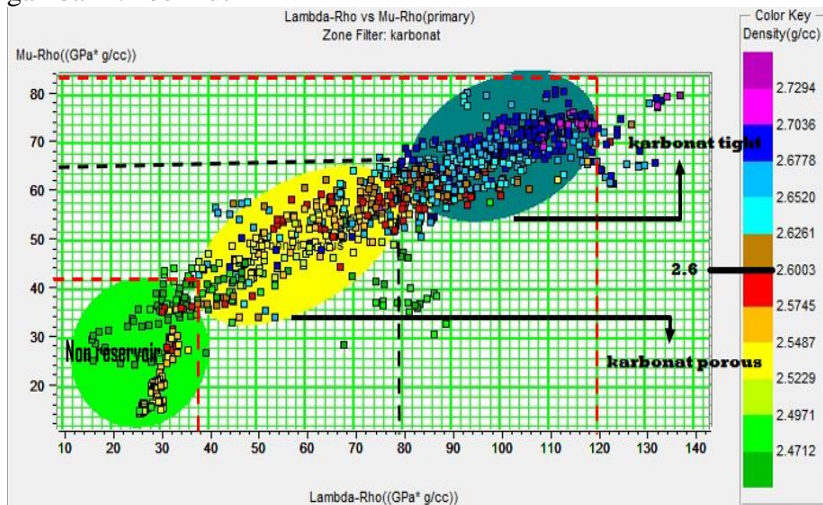


Gambar 4.3 (b) Crossplot *Gamma ray* vs Densitas dengan *colour key neutron porosity* pada sumur Zahra

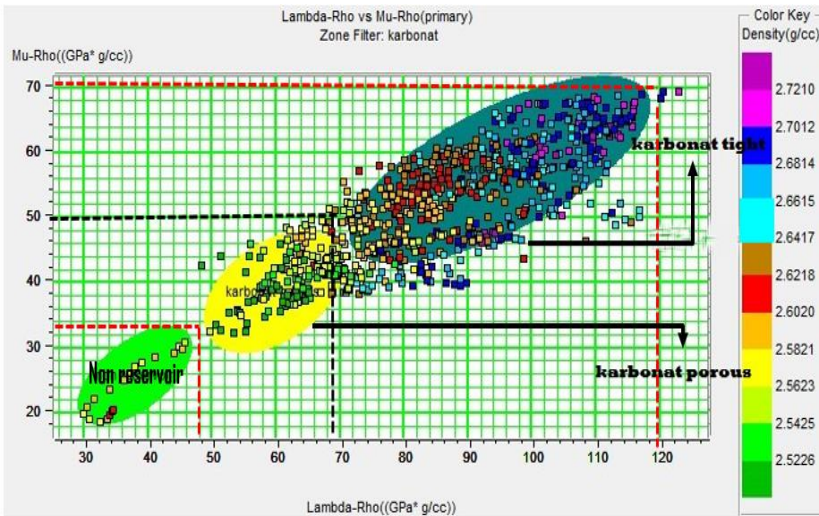
Dari gambar 4.3 (a) dan (b) hasil *crossplot gamma ray vs* densitas dengan *colour key* berupa *neutron porosity* (NPHI), dapat diketahui nilai *cutoff* log densitas karbonat *porous* adalah kecil dari 2.6 (g/cc) untuk sumur Aina dan 2.64 (g/cc) untuk sumur Zahra. Sedangkan untuk karbonat *tight* nilai log densitas berkisar 2.6-2.75 (g/cc). *Colour key neutron porosity* menunjukkan bahwa porositas rendah ditunjukkan oleh nilai *neutron porosity* berkisar 0.01-0.09 % dan porositas tinggi dengan nilai kisaran *neutron porosity* lebih dari 0.09-0.2 %. Target reservoir pada daerah penelitian ini yang berupa batuan karbonat.

4.2.3 Crossplot Log Lambda-Rho vs Mu-Rho

Berdasarkan hasil *Crossplot* dilakukan sebelum ini tidak terlalu sensitif dalam pemisahan litologi antara reservoir karbonat *porous* dan *tight*. Sehingga dilakukan *crossplot* selanjutnya antara log *Lambda-Rho vs Mu-Rho* dengan menggunakan beberapa *colour key*, diantaranya densitas untuk menunjukkan zona reservoir karbonat *porous* dan *tight*, serta *colour key gamma ray* yang sensitive untuk menggambarkan penyebaran litologi batuan reservoir batuan karbonatan. Nilai *cutoff* *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* dapat dilihat pada gambar 4.4 berikut



Gambar 4.4 (a) *Crossplot Lambda-Rho vs Mu-Rho* dengan *colour key* densitas pada sumur Aina

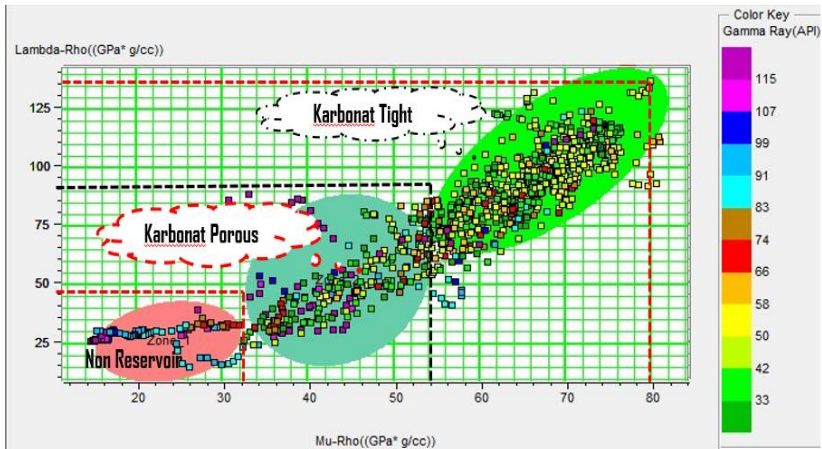


Gambar 4.4 (b) *Crossplot Lambda-Rho vs Mu-Rho* dengan *colour key* densitas pada sumur Zahra

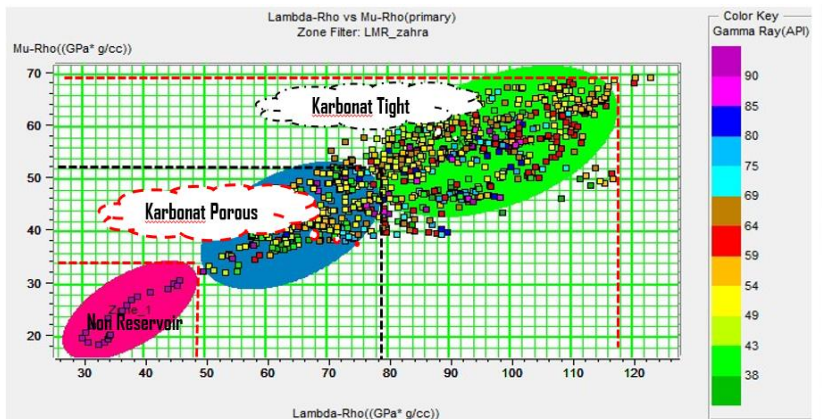
Dari gambar 4.4 (a) dan (b) menggambarkan *crossplot Lambda-Rho vs Mu-Rho* dengan *colour key* densitas pada sumur Zahra dan sumur Aina. Berdasarkan hasil *crossplot Gamma ray vs Densitas* dengan *colour key neutron porosity* sebelumnya, diketahui bahwa untuk sumur Aina memiliki nilai densitas kecil dari 2.6 (g/cc) menunjukkan batuan karbonat *porous*. Saat dilakukan *crossplot Lambda-Rho vs Mu-Rho* *colour key* densitas serta menggunakan nilai densitas yang kecil dari 2.6 (g/cc), cukup sensitif dalam pembagian karbonat *porous*. Nilai *cutoff Mu-Rho* berkisar 33-55 ((Gpa)*(g/cc)) dan karbonat *tight Mu-Rho* 55-76 ((Gpa)*(g/cc)). Untuk nilai *Lambda-Rho* pada sumur Aina untuk karbonat *porous* berkisar 40-75 ((Gpa)*(g/cc)) dan karbonat *tight* berkisar 75-120 ((Gpa)*(g/cc)).

Sedangkan untuk sumur Zahra, berdasarkan *crossplot Gamma ray vs Densitas* dengan *colour key neutron porosity* sebelumnya, diketahui bahwa dengan nilai densitas kecil dari 2.64 (g/cc) menunjukkan batuan karbonat *porous*. Saat dilakukan *crossplot Lambda-Rho vs Mu-Rho* dengan *color key* densitas serta menggunakan nilai densitas yang kecil dari 2.64 (g/cc) cukup sensitif menunjukkan karbonat *porous*. Nilai *cutoff Mu-Rho* berkisar 30-45

((Gpa)*(g/cc)) dan karbonat *tight* μ -Rho 45-70 ((Gpa)*(g/cc)). Untuk λ -Rho karbonat *porous* berkisar 50-70 ((Gpa)*(g/cc)) dan karbonat *tight* berkisar 70-120 ((Gpa)*(g/cc)). Setelah itu juga dilakukan *crossplot* pada gambar 4.4 (c) dan (d) sebagai berikut untuk menunjukkan *crossplot* λ -Rho vs μ -Rho dengan *colour key* *gamma ray* pada sumur Zahra dan sumur Aina.



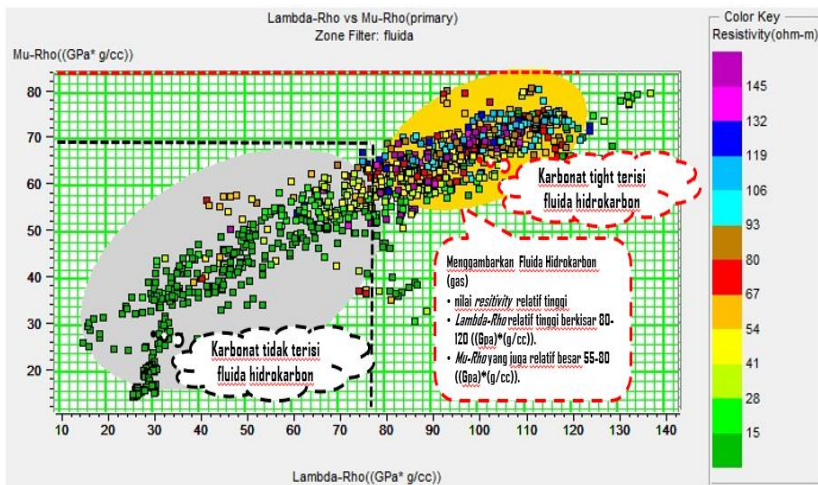
Gambar 4.4 (c) *Crossplot* λ -Rho vs μ -Rho dengan *colour key* *gamma ray* pada sumur Aina



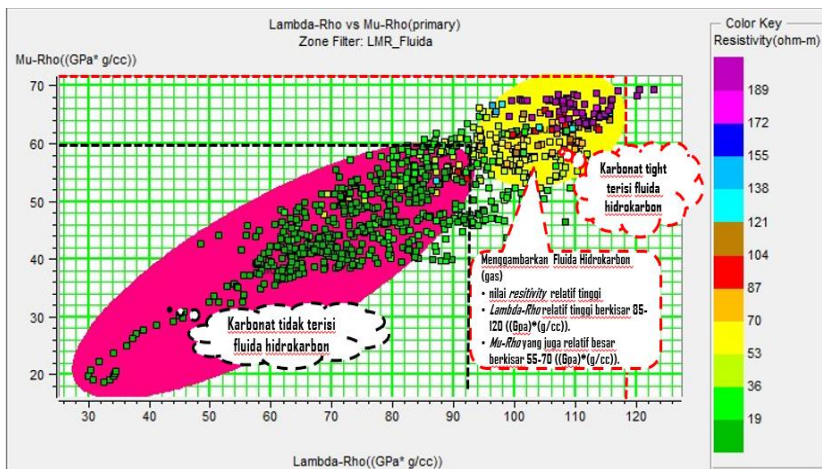
Gambar 4.4 (d) *Crossplot* λ -Rho vs μ -Rho dengan *colour key* *gamma ray* pada sumur Zahra

Dari gambar 4.4 (c) dan (d) menunjukkan bahwa *crossplot* *Lambda-Rho* vs *Mu-Rho* dengan *colour key gamma ray* pada sumur Aina dan Zahra menggambarkan bahwa untuk litologi batuan reservoir yang berupa batuan karbonat. Pada sumur Aina nilai nilai *cutoff Mu-Rho* berkisar 33-55 ((Gpa)*(g/cc)) untuk karbonat porous dan karbonat *tight Mu-Rho* 55-76 ((Gpa)*(g/cc)). Sedangkan *Lambda-Rho* pada sumur Aina untuk karbonat *porous* berkisar 40-75 ((Gpa)*(g/cc)) dan karbonat *tight* berkisar 75-120 ((Gpa)*(g/cc)). Selanjutnya pada sumur Zahra memiliki nilai *cutoff Mu-Rho* berkisar 30-45 ((Gpa)*(g/cc)) dan karbonat *tight Mu-Rho* 45-70 ((Gpa)*(g/cc)), serta ditunjukkan dengan lingkaran biru untuk karbonat *porous* dengan nilai *Lambda-Rho* 50-70 ((Gpa)*(g/cc)) dan hijau untuk karbonat *tight* dengan nilai *Lambda-Rho* 70-120 ((Gpa)*(g/cc)).

Setelah didapatkan *cutoff log Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* dalam memisahkan litologi zona reservoir selanjutnya dilakukan *crossplot Lambda-Rho* vs *Mu-Rho* dengan *colour key resistivity* bertujuan menggambarkan persebaran fluida hidrokarbon pada zona reservoir. Berikut gambar 4.4 (e) dan (f) *crossplot Lambda-Rho* vs *Mu-Rho* dengan *colour key resistivity* pada sumur Aina dan Zahra.



Gambar 4.4 (e) *Crossplot Lambda-Rho* vs *Mu-Rho* dengan *colour key resistivity* pada sumur Aina



Gambar 4.4 (f) *Crossplot Lambda-Rho vs Mu-Rho* dengan *colour key resistivity* pada sumur Zahra

Pada gambar 4.4 (e) dan (f) ditunjukkan bahwa untuk sumur Aina zona reservoir yang terisi hidrokarbon (gas) ditandai ditandai dengan nilai *resistivity* tinggi serta rentang nilai tersebut berada pada zona *cutoff* nilai *Lambda-Rho* yang relatif besar 80-120 ((Gpa)*(g/cc)) serta nilai *Mu-Rho* yang juga relatif besar 55-80 ((Gpa)*(g/cc)). Sedangkan pada sumur Zahra dengan nilai *resistivity* tinggi yang menandakan keberadaan fluida hidrokarbon (gas) terlihat pada zona *cutoff* nilai *Lambda-Rho* yang relatif sedikit tinggi 85-120 ((Gpa)*(g/cc)) serta nilai *Mu-Rho* yang juga relatif besar 55-70 ((Gpa)*(g/cc)). Dari semua hasil *crossplot* yang telah dilakukan maka zona reservoir target pada penelitian ini didistribusi fluida hidrokarbon (gas) pada litologi karbonat *tight* yang menjadi zona potensial targetnya dengan nilai *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* yang relatif tinggi (Goodway, 1997) yang ditandai dengan nilai *resistivity* juga tinggi (Rider, 2002).

4.3 Analisis Ketebalan Tunning (*Tunning Thickness*)

Seismik memiliki resolusi vertical, dimana seismik memiliki batas minimum dalam pembacaan seberapa tipis lapisan yang dapat di pisahkan gelombang seismik. Oleh karena itu perlu dilakukan analisis *tunning thickness* untuk melihat seberapa besar data seismik yang digunakan dalam penelitian ini dapat memisahkan ketebalan suatu

lapisan reservoir. Ketebalan minimum suatu reservoir dihitung dari kecepatan gelombang P pada kedalaman resevoir target dan frekuensi dominan yang dihasilkan oleh *spectrum amplitude* seismik juga pada kedalaman reservoir target tersebut. Dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

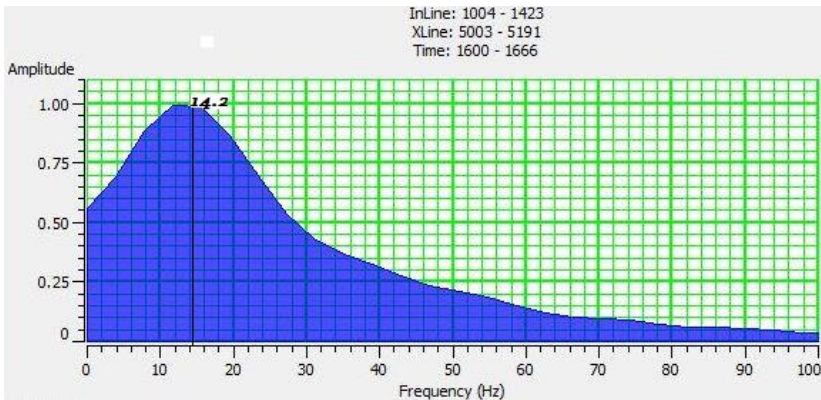
$$\text{Tunning thickness} : \lambda = \frac{1v}{4f} \tag{4.1}$$

Keterangan : $\lambda = \text{tunning thickness}$

v = kecepatan rata-rata P wave pada kedalaman reservoir

f = frekuensi dominan dari spectrum seismik yang digunakan

Pada gambar 4.5 berikut menunjukkan frekuensi dominan dari *spectrum amplitude* data seismik yang digunakan untuk menghitung *tunning thickness* lapisan reservoir target.



Gambar 4.5 Frekuensi dominan spectrum amplitud seismik

Dari gambar 4.5 di atas dilihat bahwa frekuensi dominan *spectrum amplitude* data seismik diekstrak pada zona target reservoir yaitu 14.2 Hz. Sedangkan kecepatan rata-rata *P wave* pada kedalaman zona reservoir target (1757-1875 m) adalah 5165.27 m/s untuk sumur Zahra dan (1917-2045 m) untuk sumur Aina memiliki kecepatan rata-rata *P wave* adalah 5423.04 m/s. Selanjutnya dilakukan perhitungan *tunning thickness* menggunakan persamaan diatas, didapatkan hasil sebagai berikut seperti terlihat pada tabel 4.1.

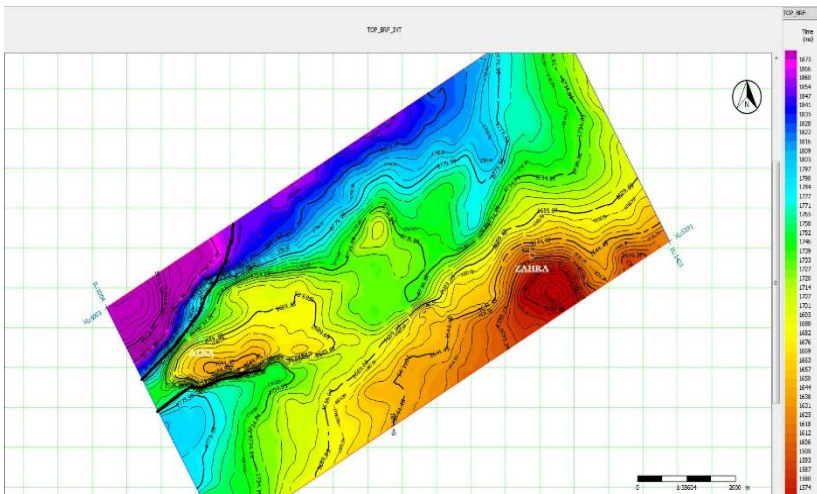
Tabel 4.1 Analisis *tunning thickness*

Sumur	Kedalaman (meter)		Tebal Zona Target (m)	Vp rata-rata (m/s)	Frekuensi (Hz)	λ	$\lambda/4$
	Top	Bottom					
Zahra	1757	1875	121	5165.27	14.2	363.75	90.93
Aina	1917	2045	128	5423.04	14.2	381.90	95.47

Dari tabel 4.1 diatas dapat dilihat bahwa hasil perhitungan *tunning thickness* didapatkan nilai $\lambda/4$ sebesar 90.93 m untuk sumur Zahra dan sumur Aina sebesar 95.47. Sehingga dari hasil tersebut ketebalan reservoir kedua sumur melebihi tebal dari *tunning thickness* nya.

4.4 Interpretasi Seismik

Setelah dilakukan picking horizon maka dibuat *time structure map* (gambar 4.6) dengan melakukan slicing pada kontur TOP BRF dari seluruh *volume* seismik yang telah dilakukan interpolasi horizon dan *gridding map* dari hasil pickingan horizon yang telah dilakukan.



Gambar 4.6 *time structure map* TOP BRF

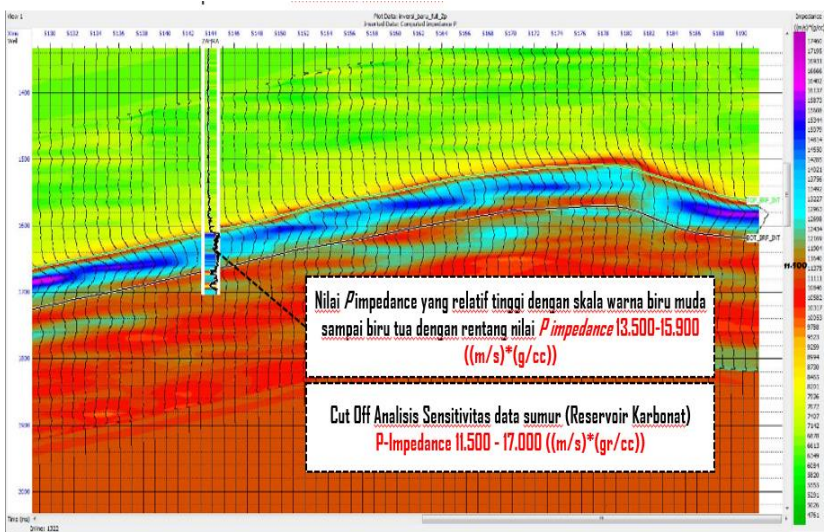
Gambar 4.6 di atas menunjukkan bahwa area yang memiliki waktu kecil menunjukkan daerah tinggian sedangkan yang memiliki waktu besar merupakan area rendahan. Untuk sumur Zahra dan Aina yang digunakan, terletak pada area tinggian dan masih terletak pada tubuh batuan karbonat yang sama, dengan *closur* tutupan pada masing masing sumur kearah tinggian build up tubuh batuan karbonat. skala warna merah pada peta menunjukkan tinggian serta skala waktu yang keciljuga menandakan area tinggian. Sedangkan untuk struktur patahan terlihat adanya patahan turun di bagian barat laut dari sumur Aina terlihat dari perbedaan skala warna yang mencolok dan skala waktu tinggi ke rendah, dimana patahan terlihat pada garis hitam tebal pada penampang *time structure map*. Sehingga diidentifikasi sebagai patahan dengan arah patahan timur laut ke barat daya.

4.5 Analisis Inversi Simultan

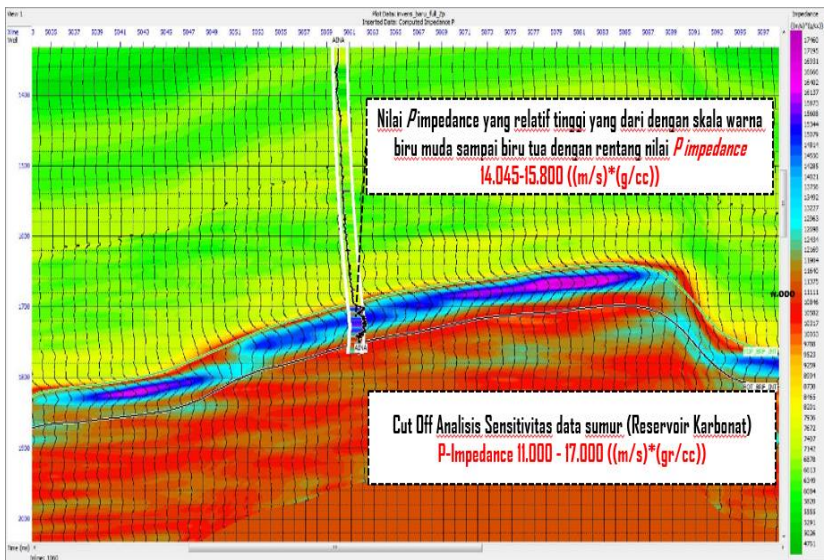
Inversi simultan menghasilkan *volume* berupa Impedansi P, Impedansi S, densitas. Analisis hasil inversi simultan pada zona reservoir, berupa batuan karbonat dengan *window* inversi mulai dari horizon TOP BRF dikurangi 200 ms sampai BOT BRF ditambah 200 ms. Kontrol dalam hasil inversi ini adalah sumur Zahra dan sumur Aina. Inversi yang dihasilkan ini berupa *full volume* seismik *inline* dari 1004-1423 dan *Xline* 5003-5191

4.5.1 P-Impedance

Hasil inversi simultan berupa penampang *P-Impedance* pada *inline* 1322 *xline* 5144 untuk sumur Zahra dan *inline* 1060 *xline* 5060 dengan *window* inversi TOP BRF dikurangi 200 ms sampai BOT BRF ditambah 200 ms. Gambar 4.7 berikut menunjukkan penampang P-Impedance hanya pada *inline* untuk kedua sumur Zahra dan Aina. Sedangkan untuk penampang *xline* ditampilkan pada lampiran.

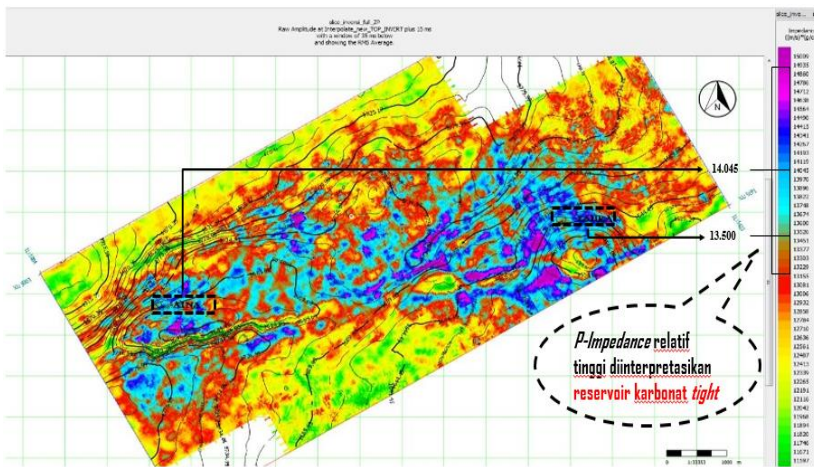


Gambar 4.7 (a) Penampang inversi P -Impedance pada inline 1322 sumur Zahra



Gambar 4.7 (b) Penampang inversi P -Impedance pada inline 1060 sumur Aina

Berdasarkan gambar 4.7 (a) dan (b) menunjukkan bahwa nilai *P-Impedance* yang relatif tinggi, ditunjukkan dengan skala warna biru muda sampai biru tua serta rentang nilai *P-impedance* 13.500-15.900 ((m/s)*(g/cc)) untuk sumur Zahra dan rentang nilai *P impedance* 14.045-15.800 ((m/s)*(g/cc)) Aina. Sesuai dengan hasil *crossplot* yang telah dilakukan dengan menggunakan log *P-Impedance*, hasil inversi untuk *P-Impedance* masuk rentang nilai *cutoff* dari 11.000-17.000 ((m/s)*(g/cc)). Dan berdasarkan hasil *slicing volume* inversi *P-Impedance* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms dilihat pada gambar 4.8 berikut.

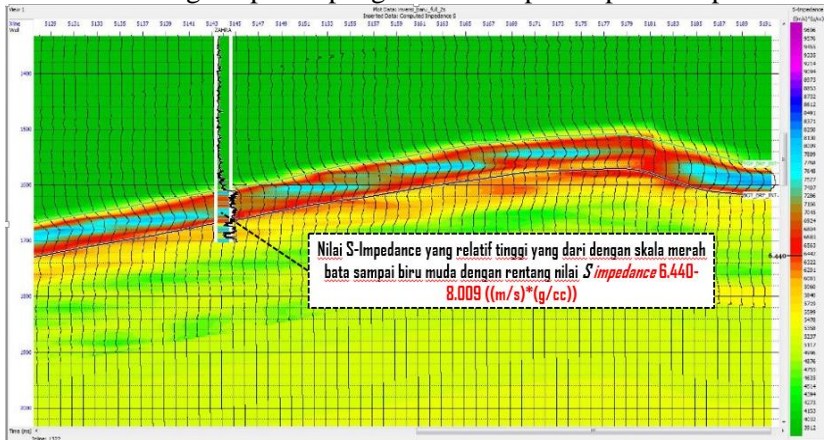


Gambar 4.8 *Slicing volume* inversi *P-Impedance* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms

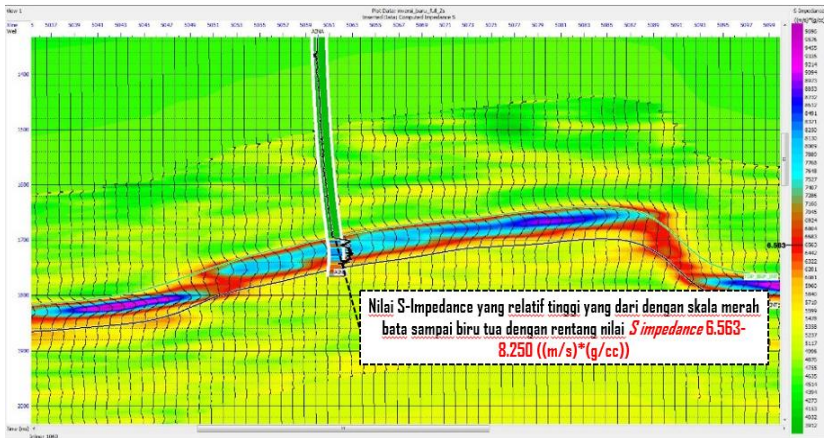
Pada gambar 4.8 di atas memperlihatkan nilai *P impedance* yang relatif tinggi dengan nilai 13.500 ((m/s)*(g/cc)) pada sumur Zahra dan 14.045 ((m/s)*(g/cc)). Nilai *P-Impedance* yang relatif tinggi diidentifikasi sebagai reservoir karbonat *tight* yang memiliki tingkat kerapatan matriks yang rapat. Sehingga nilai kecepatan gelombang P dan densitasnya relatif tinggi yang menyebabkan nilai *P-Impedance* yang merupakan hasil dari perkalian kecepatan gelombang P dan densitas juga relatif tinggi (Sukmono, 2002). Diidentifikasi reservoir didominasi dengan fasies karbonat *tight* untuk kedua sumur Zahra dan Aina.

4.5.2 S-Impedance

Hasil inversi simultan berupa penampang *S-Impedance* pada *inline* 1322 *xline* 5144 untuk sumur Zahra dan *inline* 1060 *xline* 5060. Window inversi yang digunakan adalah TOP BRF dikurangi 200 ms sampai BOT BRF ditambah 200 ms. Gambar 4.9 berikut menunjukkan hasil inversi *S-Impedance* hanya pada *inline* untuk kedua sumur Zahra dan Aina sedangkan penampang *xline* ditampilkan pada lampiran.

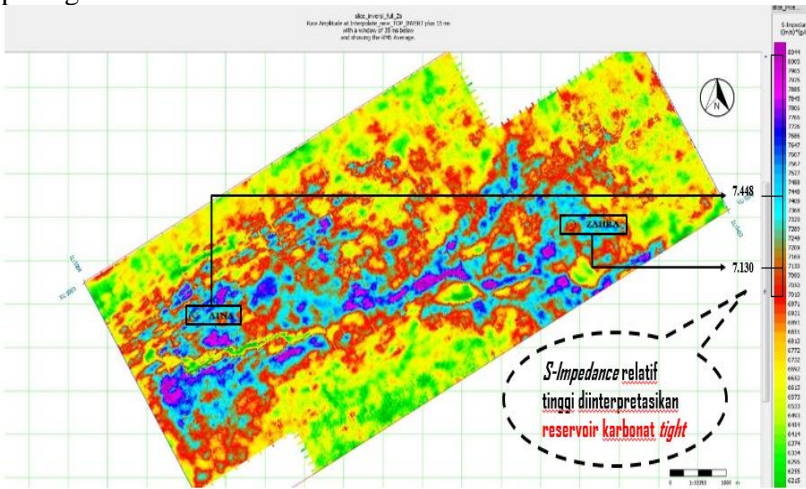


Gambar 4.9 (a) Penampang inversi *S-Impedance* pada *inline* 1322 sumur Zahra



Gambar 4.9 (b) Penampang inversi *S-Impedance* pada *inline* 1060 sumur Aina

Berdasarkan gambar 4.9 (a) dan (b) dapat dilihat bahwa nilai *S-Impedance* yang relatif tinggi yang dari dengan skala orange tua sampai biru muda yang memiliki rentang nilai *S impedance* 6.440-8009 ((m/s)*(g/cc)) untuk sumur Zahra dan rentang nilai *S impedance* 6.563-8.250 ((m/s)*(g/cc)) Aina. Hasil inversi *S-impedance* di atas menunjukkan rentang nilai yang relatif tinggi menunjukkan bahwa pada daerah penelitian ini termasuk golongan karbonat relatif sedikit *tight* sampai lebih *tight*. Dan berdasarkan hasil slicing volume inversi *S-Impedance* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms dapat dilihat pada gambar 4.10 berikut.

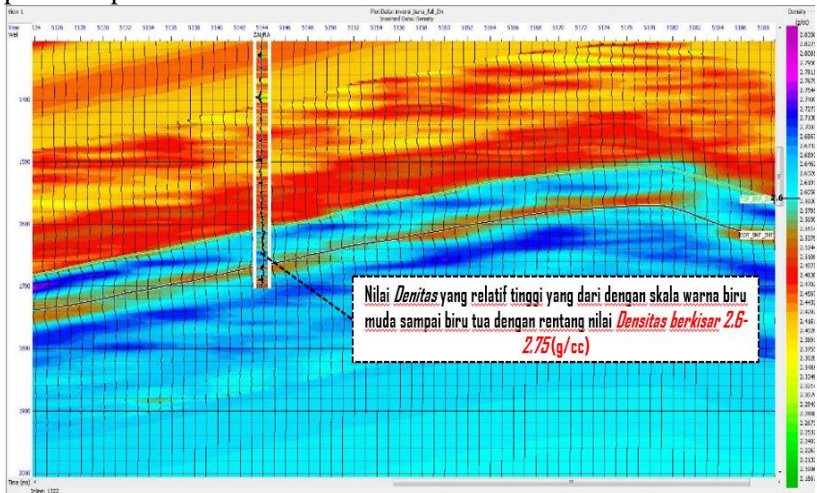


Gambar 4.10 Slicing volume inversi *S-Impedance* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms

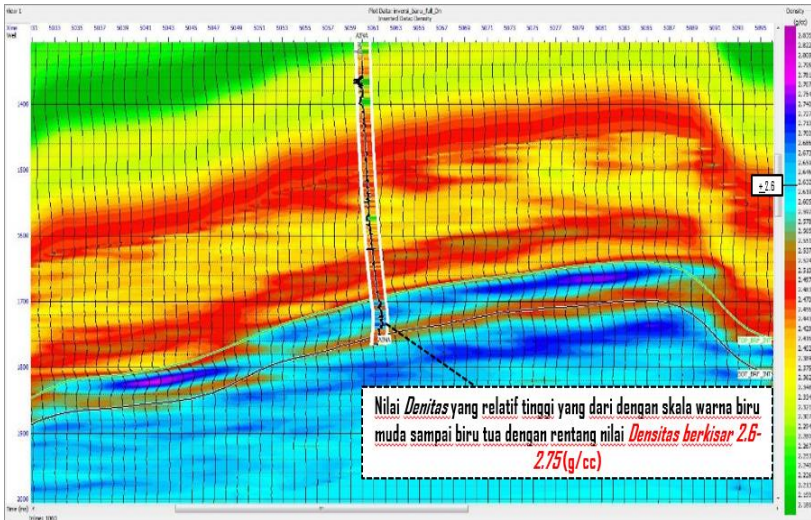
Berdasarkan gambar 4.10 di atas memperlihatkan nilai *S impedance* yang relatif tinggi dengan nilai 7.130 ((m/s)*(g/cc)) pada sumur Zahra dan 7.488 ((m/s)*(g/cc)) sumur Aina. Nilai *S-Impedance* yang relatif tinggi diidentifikasi sebagai reservoir karbonat *tight*. Dimana batuan karbonat memiliki tingkat kerapatan matriks yang rapat, sehingga nilai kecepatan gelombang S dan densitasnya relatif tinggi, menyebabkan nilai *S-Impedance* yang relatif tinggi. Sehingga diidentifikasi reservoir didominasi dengan fasies karbonat *tight* untuk kedua sumur Zahra dan Aina. Persebaran nilai *S-Impedance* dan *P-Impedance* memiliki pola yang sama karena kedua parameter tersebut digunakan dalam identifikasi litologi.

4.5.3 Densitas

Batuan memiliki material pengisi ruang porinya yang sering disebut matrik batuan sehingga batuan yang memiliki kerapatan matrik yang tinggi digambarkan dengan densitas yang tinggi. Dimana densitas dapat menggambarkan perubahan secara signifikan terhadap perubahan tipe batuan akibat cairan atau material yang mengisi ruang pori dan porositas yang dimiliki batuan. Hasil inversi simultan berikut berupa penampang Densitas pada *inline* 1322 *xline* 5144 untuk sumur Zahra dan *inline* 1060 *xline* 5060 dengan window inversi TOP BRF dikurangi 200 ms sampai BOT BRF ditambah 200 ms dapat dilihat pada gambar 4.11 berikut yang ditampilkan hanya pada *inline* untuk kedua sumur Zahra dan Aina sedangkan penampang *xline* ditampilkan pada lampiran.



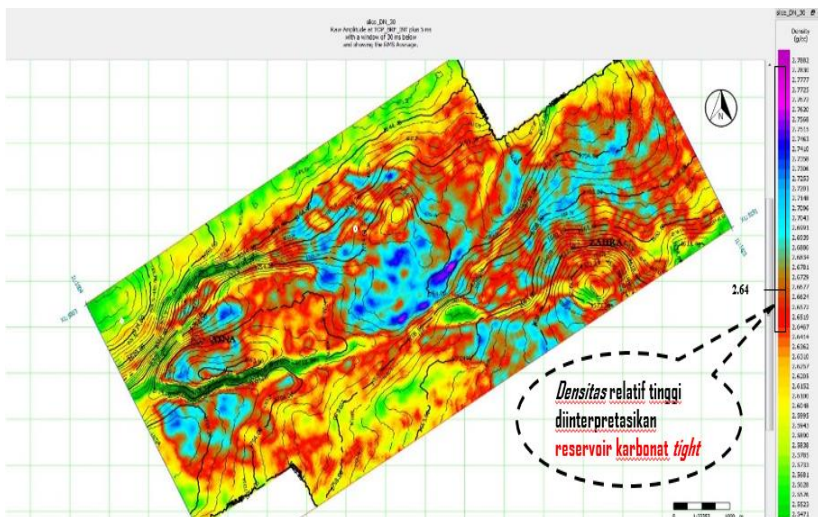
Gambar 4.11 (a) Penampang inversi Densitas pada *inline* 1322 sumur Zahra



Gambar 4.11 (b) Penampang inversi Densitas pada *inline* 1060 sumur Aina

Berdasarkan gambar 4.11 (a) dan (b) dilihat bahwa nilai Densitas yang relatif tinggi, dengan skala warna didominasi oleh biru muda sampai biru tua serta memiliki rentang nilai densitas 2.6-2.75 (g/cc) untuk sumur Zahra dan Aina. Sesuai dengan hasil *crossplot* yang telah dilakukan dengan menggunakan log *gamma ray* vs densitas dengan *colour key neutron porosity*, maka dengan rentang nilai *cutoff* dari 2.6-2.75 (g/cc), hasil inversi densitas menunjukkan kerapatan matriks batuan karbonat yang agak tinggi (Rider, 2002). Sehingga karbonat pada area penelitian diatas termasuk golongan karbonat relatif sedikit *tight* sampai lebih *tight*.

Dan berdasarkan hasil *slicing volume* inversi densitas dengan window TOP BRF ditambah 30 ms dapat dilihat pada gambar 4.12 berikut.



Gambar 4.12 slicing volume inversi Densitas dengan window TOP BRF ditambah 30 ms

Berdasarkan gambar 4.12 di atas menunjukkan nilai densitas yang relatif tinggi dengan nilai 2.6 (g/cc) pada sumur Zahra dan 2.64 (g/cc) pada sumur Aina. Nilai densitas yang relatif tinggi diidentifikasi sebagai reservoir karbonat *tight* yang memiliki tingkat kerapatan matriks yang rapat sehingga diidentifikasi reservoir karbonat pada daerah penelitian didominasi dengan fasies karbonat *tight* untuk kedua sumur Zahra dan Aina.

4.6 Analisis Parameter Lambda-Mu-Rho

Parameter *Lambda-Mu-Rho* diperoleh dari transformasi hasil inversi *P-impedance* (Z_p) dan *S-Impedance* (Z_s) dengan persamaan berikut:

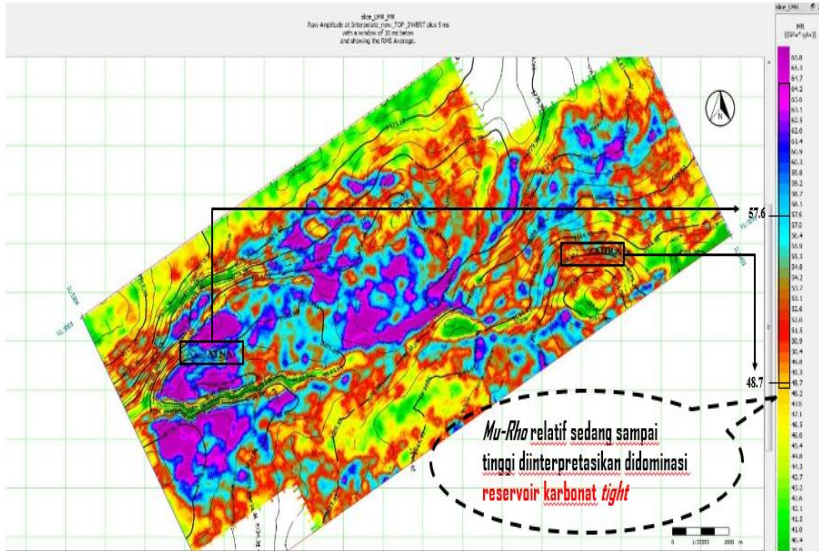
$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \text{ Lambda-Rho} \quad (4.2)$$

$$\mu\rho = Z_s^2 \text{ Mu-Rho} \quad (4.3)$$

Parameter elastik batuan berdasarkan persamaan 4.2 dan 4.3 di atas berhubungan dengan *inkompresibilitas fluida* (λ) dan *rigiditas* (μ). Parameter ini sensitif dalam mengidentifikasi keberadaan fluida dan litologi pada reservoir. *Lambda-Rho* merupakan parameter yang sensitif dalam mengidentifikasi keberadaan fluida sedangkan *Mu-Rho* sensitif dalam mengidentifikasi perubahan litologi. *Mu-Rho*

merupakan fungsi kuadrat dari *S-Impedance* yang berhubungan langsung dengan parameter rigiditas batuan (μ).

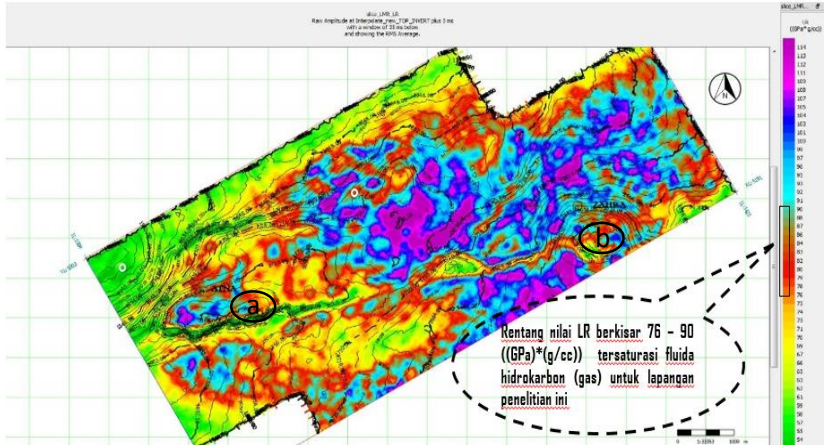
Dan berdasarkan hasil *slicing volume Mu-Rho* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms memperlihatkan *slicing nilai Mu-Rho* ditunjukkan pada gambar 4.13 berikut.



Gambar 4.13 *Slicing volume Mu-Rho* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms

Berdasarkan gambar 4.13 di atas *Slicing volume Mu-Rho* memiliki nilai *Mu-Rho* relatif sedikit tinggi pada sumur Zahra yaitu dengan nilai berkisar 48.7 ((Gpa)*(g/cc)). Nilai ini sesuai dengan hasil analisis sensitivitas data sumur dengan nilai *cutoff Mu-Rho* berkisar 30-45 ((Gpa)*(g/cc)) untuk karbonat porous dan *Mu-Rho* 45-70 ((Gpa)*(g/cc)) untuk karbonat *tight*. Selanjutnya pada sumur Aina nilai *Mu-Rho* berkisar 57.6 ((Gpa)*(g/cc)), dengan nilai *cutoff Mu-Rho* berkisar 33-55 ((Gpa)*(g/cc)) untuk karbonat porous dan *Mu-Rho* 55-76 ((Gpa)*(g/cc)) untuk karbonat *tight*. Dimana dari hasil *slicing* di atas menunjukkan bahwa untuk nilai *Mu-Rho* yang relatif tinggi mengindikasikan karbonat (didominasi oleh karbonat *tight*) (Goodway, 1997).

Berikut gambar 4.14 menunjukkan hasil *slicing volume Lambda-Rho* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms.



Gambar 4.14 *Slicing volume Lambda-Rho* dengan window TOP BRF ditambah 35 ms

Berdasarkan gambar 4.14, menunjukkan *slicing volume Lambda-Rho* yang mengindikasikan zona reservoir yang terisi fluida hidrokarbon. Untuk fluida hidrokarbon (gas) ditunjukkan dengan nilai *Lambda-Rho* pada sumur Zahra dan Aina yang relatif sedang sampai tinggi dari reservoir. Rentang nilai *Lambda-Rho* berkisar 76-90 ((Gpa)*(g/cc)) menunjukkan batuan reservoir terisi fluida gas. Dan berdasarkan hasil analisis sensitivitas data sumur maka untuk nilai *cutoff Lambda-Rho* tersebut mengindikasikan adanya saturasi fluida hidrokarbon didukung oleh nilai *crossplot log resistivity* yang juga tinggi.

Dari semua hasil *slicing* dan *crossplot* yang telah dilakukan maka zona reservoir target pada penelitian ini yang terisi fluida hidrokarbon (gas) pada litologi karbonat tight yang menjadi zona potensial targetnya. Dengan nilai *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* yang relatif tinggi yang ditandai dengan nilai resistivity juga tinggi. Berdasarkan hasil penelitian menunjukkan bahwa dalam lapangan penelitian ini terdapat reservoir karbonat *porous* dan *tight*. Batuan karbonat pada formasi baturaja ini berkembang sebagai batuan batuan karbonat klastik (*platform*) yang diendapkan di lingkungan *nertic* tepi

(*shelf marine*) dengan adanya bagian yang terkekarkan, sehingga untuk batuan karbonat yang terkekarkan akan memiliki kerapatan matrik yang lebih renggang dan oleh karena itu bisa menyebabkan *secondary porositas* dianggap sebagai batuan karbonat yang lebih porous. Selain itu pada formasi batu raja ini juga terusun atas fasies mudstone-wackstone yang tingkat kekerasannya dari sedang sampai keras serta dengan dijumpai kekerasan yang sangat keras. Sehingga hal ini juga menjadi pembeda di antara bagian reservoir karbonat tight dan bagian karbonat porous (Koesoemadinata, 1980). Reservoir penelitian berupa batuan berupa karbonat porous dan tight, dimana didominasi oleh karbonat tight. Dan berdasarkan penelitian terdahulu juga ditunjukkan dengan rentang nilai porositas yang relatif kecil, sedangkan nilai permeabilitas yang relatif baik. Hal ini diinterpretasikan area penelitian terusun atas batuan karbonat penelitian yang didominasi oleh batuan karbonat tight tapi didalam batuan tersebut masih memiliki pori *intragranular* yang relatif baik. Sehingga batuan karbonat di dalam reservoir masih bisa mengalirkan fluida gas walaupun termasuk dalam kategori karbonat tight (Rider, 2002). Berdasarkan semua parameter hasil inversi dan nilai *Lambda-Mu-Rho* menunjukkan bahwa arah persebaran zona potensial adalah ke bagian tenggara dari sumur Aina yaitu zona (a) dan ke selatan dari sumur Zahra yaitu zona (b) di Lapangan "SUSKSES".