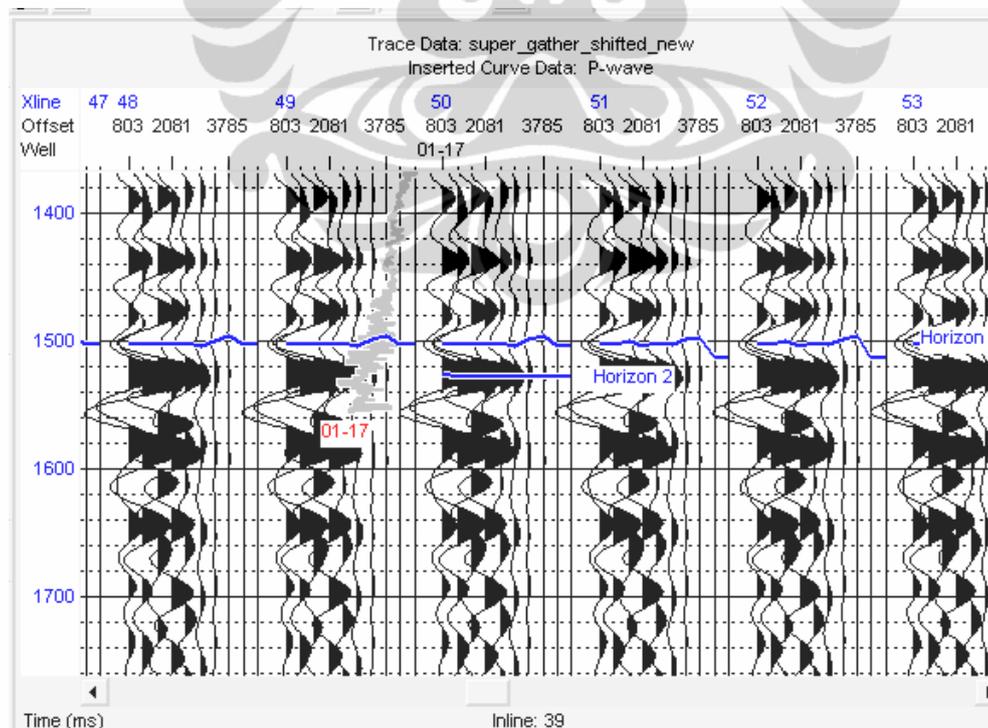


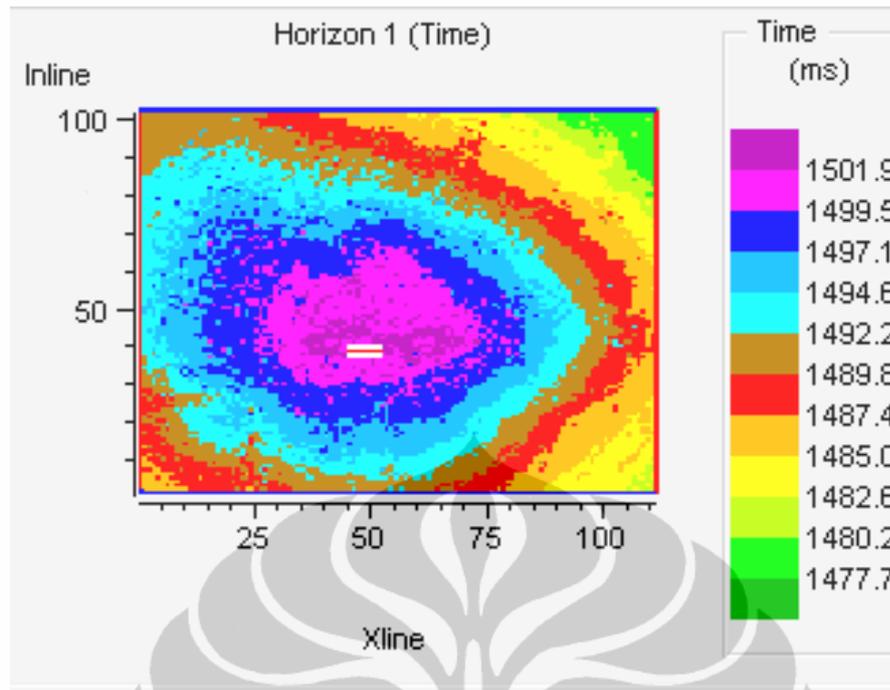
BAB 4. ANALISIS DATA

Gradien analysis pada data seismik *super gather* memperlihatkan bahwa terdapat fenomena anomali AVO pada kisaran kedalaman 1500-1510 ms. Dari data seismic CDP *stack* dan *angle stack* pun memperlihatkan amplitudo yang besar di kedalaman tersebut.

Data dari ketiga sumur menunjukkan pada *synthetic seismogram* memiliki kenaikan harga amplitudo terhadap pertambahan *offset*, walau pada sumur 8-8 dan sumur 9-8 tidak terlihat signifikan. Berdasarkan data *top* formasi dan kedalaman, lokasi zona target berada di kisaran 1520-1560 m dengan formasinya adalah glauconite *sand*. Karena analisis AFI hanya menghasilkan distribusi probabilitas secara lateral dalam bentuk peta (*slicing*), maka horizon yang dipilih hanya *top* dari formasi, dalam hal ini *top* glauconite (gambar 4.1.). Untuk petanya dapat dilihat pada gambar 4.2.



Gambar 4.1. *Picking horizon top* Glauconite pada seismik *super gather*.

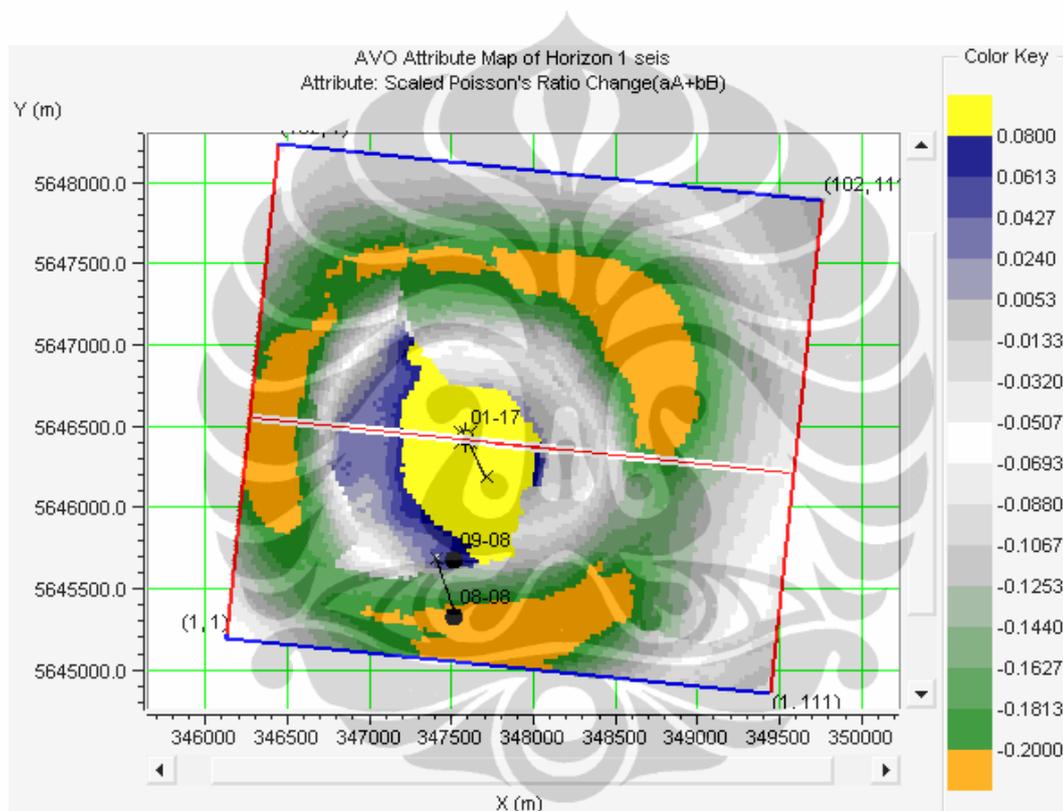


Gambar 4.2. Peta *top glauconite* dalam time

4.1 Analisis Seismik

Data yang diperlukan dari seismik untuk analisis AFI adalah data *slicing*. Untuk itu, setelah melakukan penerusan horison pada *seismic super gather*, dilakukan pembuatan peta atribut AVO. *Input* yang diperlukan untuk pembuatan peta ini antara lain horison yang sudah dipilih dan informasi kecepatan (yang dapat diperoleh dari data sumur). Selain itu tentukan juga sudut dan jenis analisis yang diinginkan. Untuk pekerjaan ini, sudut yang diinginkan adalah dari 0 sampai dengan 30. Jenis analisisnya sendiri adalah A/B atau *Intercept/Gradien*. Proses pembuatan peta atribut AVO ini kemudian akan menghasilkan 3 jenis peta yang dapat dianggap sebagai hasil dari analisis AVO konvensional (Hampson-Russel, 2004). AFI dalam hal ini akan menginterpretasi peta secara otomatis dan memberikan probabilitas hidrokarbon pada tiap lokasi.

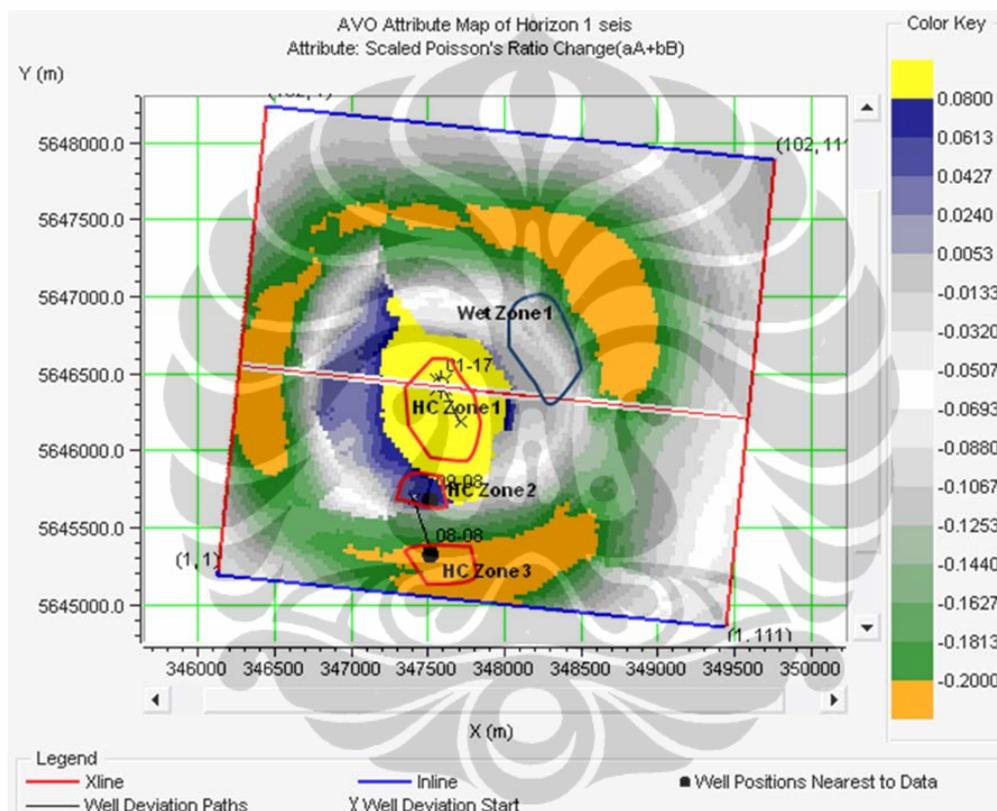
Tiga peta yang dihasilkan dari pembuatan peta atribut AVO adalah peta *Intercept* (A), peta *Gradien* (B) dan peta *Scaled Poisson's Ratio* (A+B). Untuk proses selanjutnya, peta yang digunakan adalah peta *Scaled Poisson's Ratio* (A+B) (gambar 4.3), karena dalam kondisi ideal A+B seharusnya proporsional untuk perubahan di *Poisson's Ratio* dan hal tersebut membuatnya bagus sebagai indikator hidrokarbon (Hampson-Russel, 2004).



Gambar 4.3. Peta *Scaled Poisson's Ratio* (A+B)

Kemudian pada peta *Scaled Poisson's Ratio* (A+B) dilakukan pemilihan zona-zona yang dianggap menarik. Tujuannya adalah untuk proses kalibrasi antara *real data slices* dari seismik dengan data sintetik. Untuk tujuan itu, sangat penting untuk menandai zona baik itu yang potensial hidrokarbon maupun yang kemungkinan besar air.

Zona-zona yang dipilih adalah HC zone 1, HC zone 2 dan HC zone 3 (merah) serta Wet zone 1(biru) (gambar 4.4). HC zone adalah zona yang dianggap mengandung hidrokarbon. Asumsi ini didasari oleh keterdapatannya sumur di zona tersebut. Wet zone adalah zona yang dianggap mengandung air. Pemilihan zona ini didasari perbedaan warnanya dari HC zone. Namun, definisi atau penamaan dari zona tidaklah penting, karena tahap ini hanya untuk memisahkan zona yang terlihat berbeda.

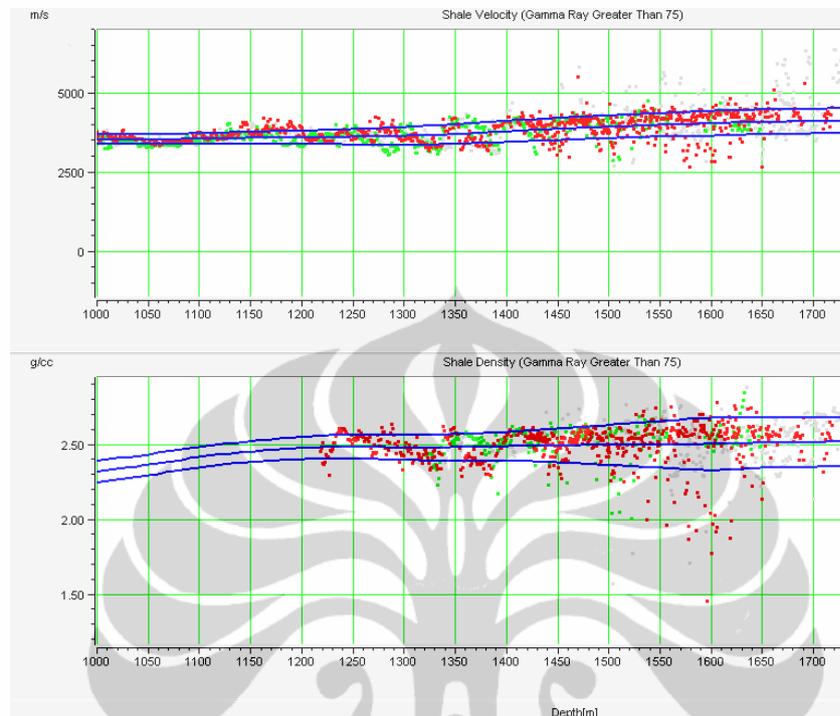


Gambar 4.4. Peta *Scaled Poisson's Ratio* (A+B) dengan pembagian zona-zonanya

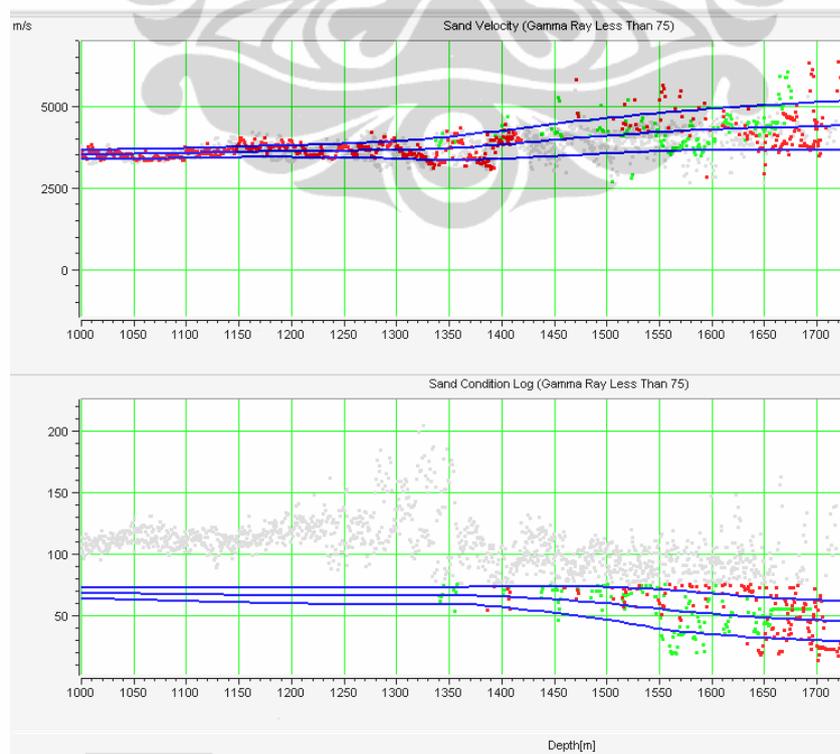
4.2 Analisis Sumur

Langkah pertama dalam mempersiapkan data sumur untuk analisis AFI adalah melakukan *trend analysis*. Untuk proses tersebut diperlukan parameter-parameter batuan yang didapat dari data sumur. Data tersebut yang utama meliputi

P-wave, density dan Gamma Ray. Dari input data-data tersebut akan dihasilkan distribusi parameter yang dinamakan *trend analysis* (gambar 4.5).

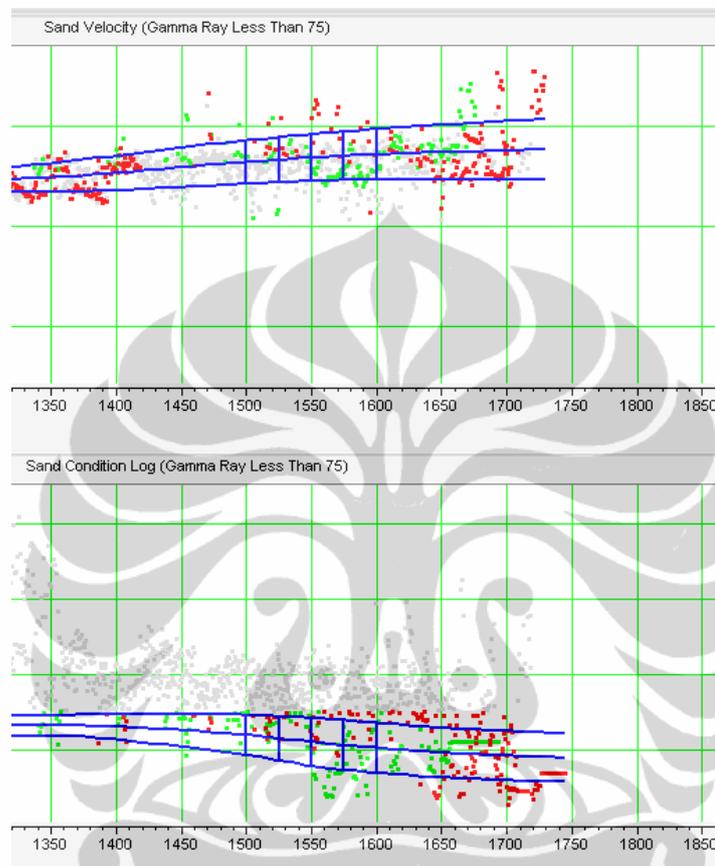


Gambar 4.5. a. *Trend analysis* untuk shale dari sumur 8-8, 9-8 dan 1-17



Gambar 4.5. b. *Trend analysis* untuk *sand* dari sumur 8-8, 9-8 dan 1-17

Kemudian dari tren tersebut , dibuat rangkaian titik kontrol kedalaman di sekitar kedalaman target, dalam hal ini 1550 m (gambar 4.6).



Gambar 4.6. Titik kontrol kedalaman di sekitar target (1500-1600).

Distribusi parameter dari *trend analysis* tersebut dan perhitungan menggunakan teori Biot-Gassmann akan dimasukkan ke dalam model parameter untuk kedalaman (gambar 4.7). Gunanya model parameter itu adalah untuk menjalankan simulasi di langkah selanjutnya.

Model Parameters Menu

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the base parameters for the wet sand.
From these base parameters, Biot-Gassmann substitution is used to calculate the specific brine/oil/gas cases.

Sand Parameters for depth: 1600

Sand Parameters:

Density (g/cc): 2.4972

Shale Volume (0-1): 0.0000

Vp (m/sec): 4277.1958

Water Saturation (0-1): 1.0000

Porosity (0-1): 0.0980

Type of hydrocarbon: Gas

Biot-Gassmann Parameters (from next pages):

Water Density: 1.09

HC Density: 0.1

Water Bulk Modulus: 2.38

Matrix Bulk Modulus: 40

HC Bulk Modulus: 0.021

Derived Values: Calculate

These are calculated from the preceding parameters using the Biot-Gassmann theory.

Matrix Density (g/cc): 2.6501

Dry Rock Bulk Modulus: 16.0039

Dry Rock Poisson Ratio: 0.1037

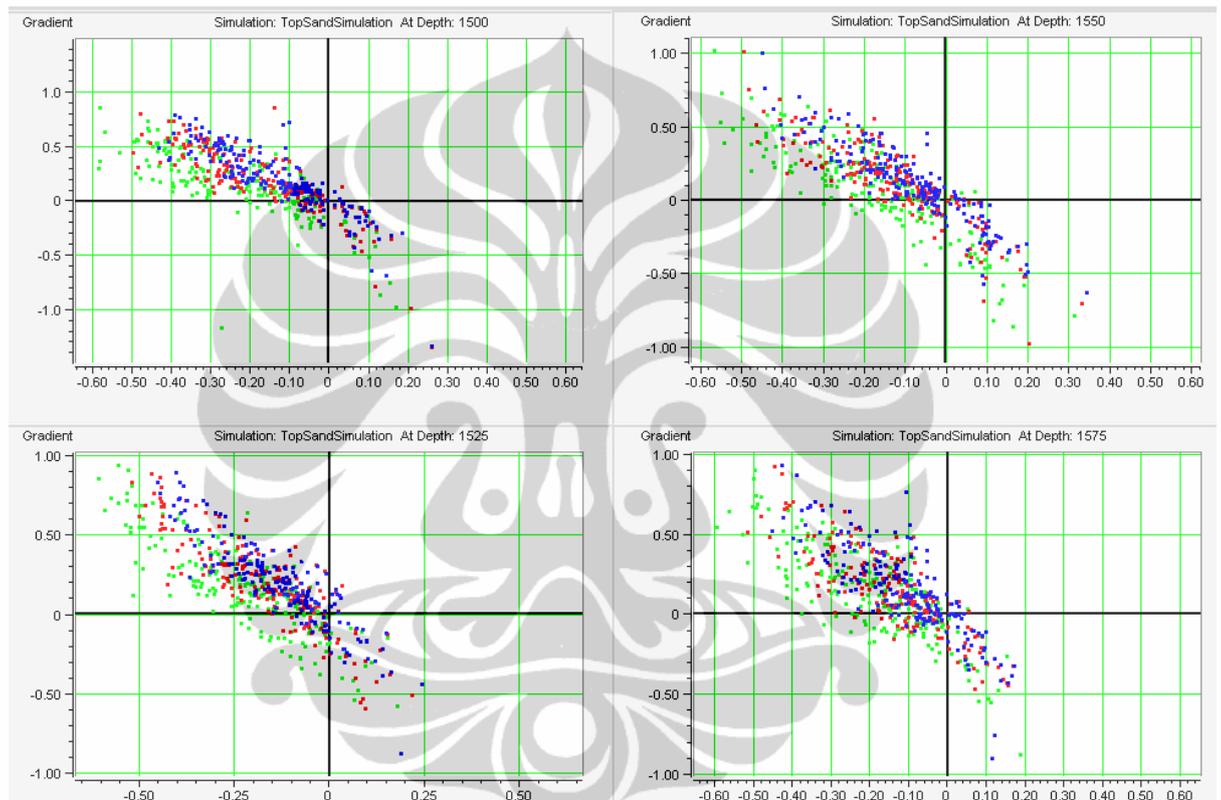
Ok Apply Reset Cancel Help

Gambar 4.7. Model parameter untuk *sand* pada kedalaman 1600 m

Dari gambar di atas, terlihat banyak parameter yang digunakan. Sebagian dari parameter tersebut (*Density*, *Vp* dan *Porosity*), didapat dari informasi *trend analysis* pada level tersebut. Sebagian lagi merupakan informasi yang terisi otomatis atau dari perhitungan program.

Setelah parameter-parameter *stochastic* telah ditentukan pada beberapa level kedalaman, proses simulasi dapat dijalankan. Untuk menjalankan simulasi ini, diperlukan *wavelet*. Selain itu juga diperlukan harga untuk *near angle* dan *far angle*. Harga sudut yang digunakan adalah 15 dan 30. Persamaan Zoeppritz digunakan untuk menghitung *synthetic* pada sudut 15 dan 30, di mana *Intercept*

dan *Gradien* akan diekstrak. Sebenarnya sudut-sudut ini tidak harus berhubungan dengan data sudut sebenarnya (*near angle* dan *far angle*), karena hanya digunakan untuk menghitung *Intercept* dan *Gradien* (Hampson-Russel, 2004). Dalam simulasi ini, jumlah titik yang diinginkan untuk tiap gas, *oil* dan *brine* adalah 200 (gambar 4.8).

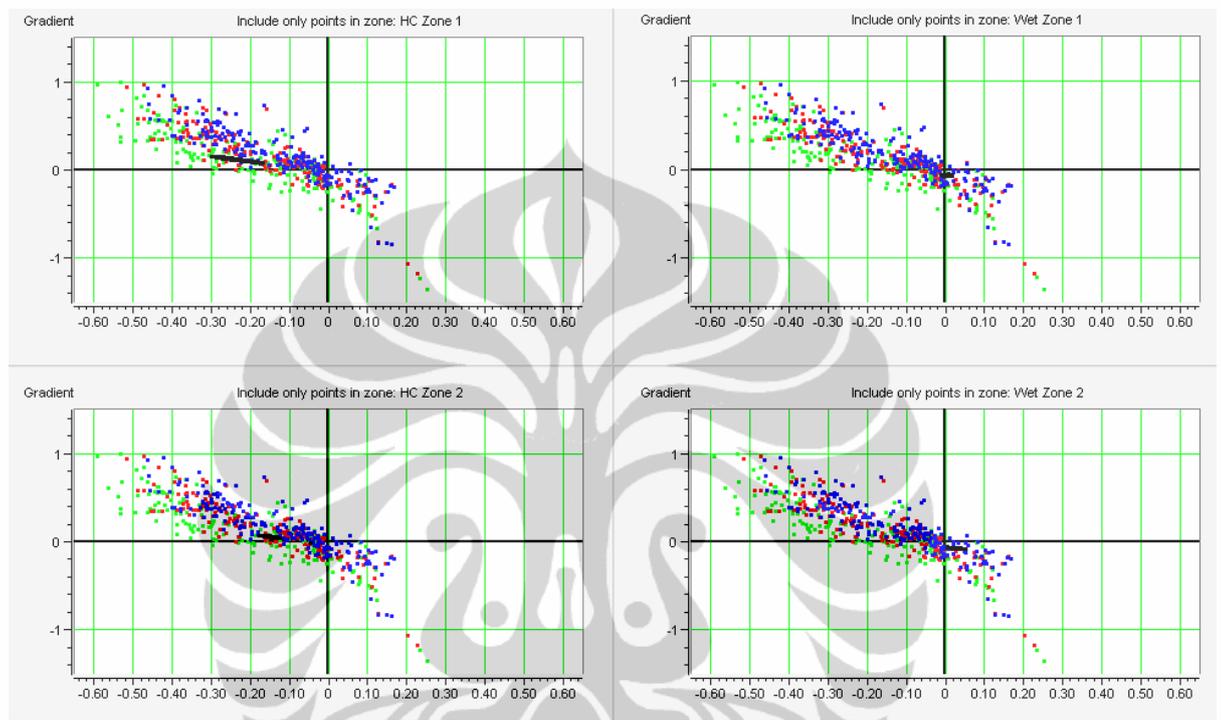


Gambar 4.8. Harga yang diharapkan dari *Intercept/Gradien* untuk gas, *oil* dan *brine* pada kedalaman tertentu. (hijau=gas, merah=*oil*, biru=*brine*)

4.3 Kalibrasi

Setelah model *stochastic* pada beberapa level kedalaman dibuat, dilakukan perbandingan antara titik-titik dari sintetik dengan titik-titik dari real data yang diekstrak sebelumnya. Untuk melakukannya, data tersebut harus dikalibrasi.

Artinya, harus dibuat skala yang dapat diaplikasikan ke titik-titik *real data* untuk mengkonversi hingga memiliki kisaran amplitudo yang sama dengan model data (Hampson-Russel, 2004) (gambar 4.9).

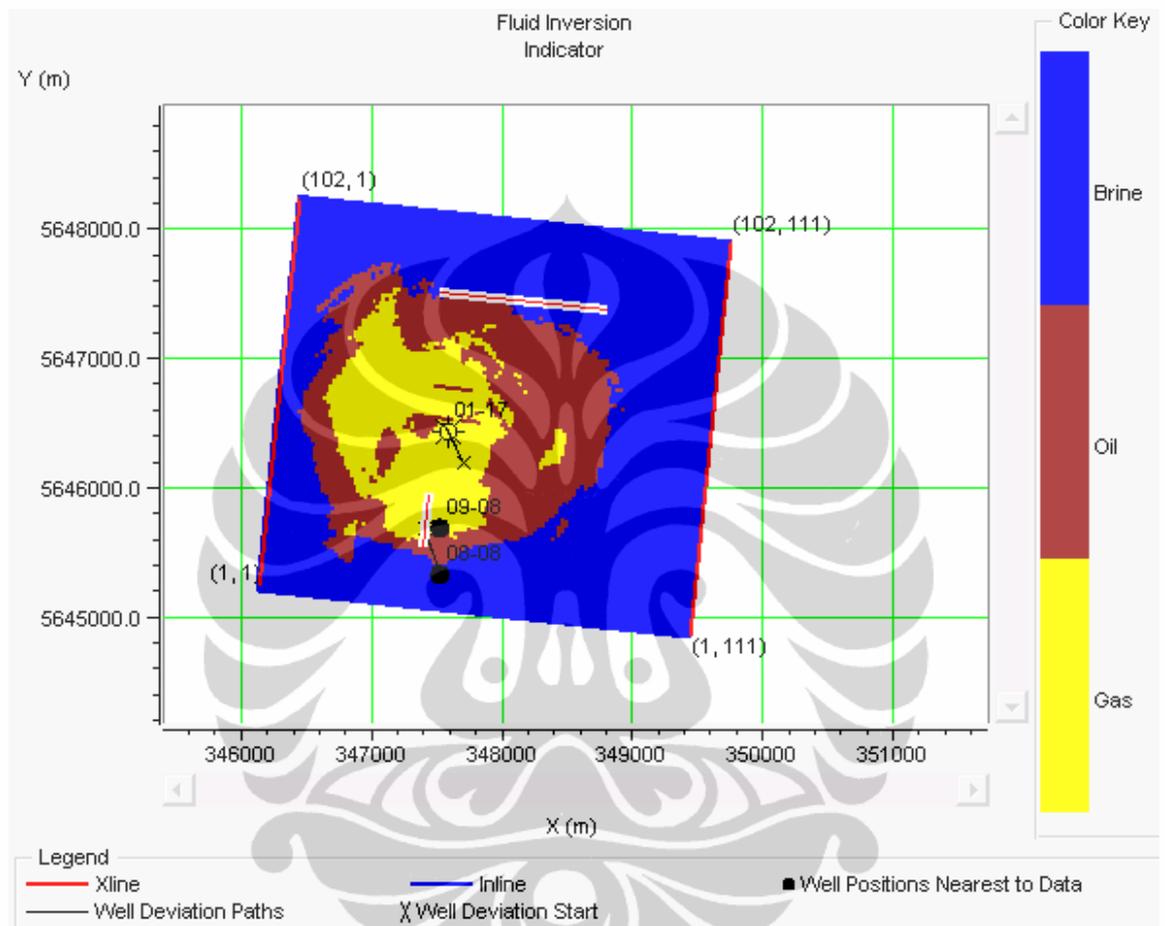


Gambar 4.9. Kalibrasi antara *real data* (seismik) dengan simulasi/sintetik data (sumur) pada tiap zona. (titik hitam=*real data*, titik berwarna=simulasi/sintetik data)

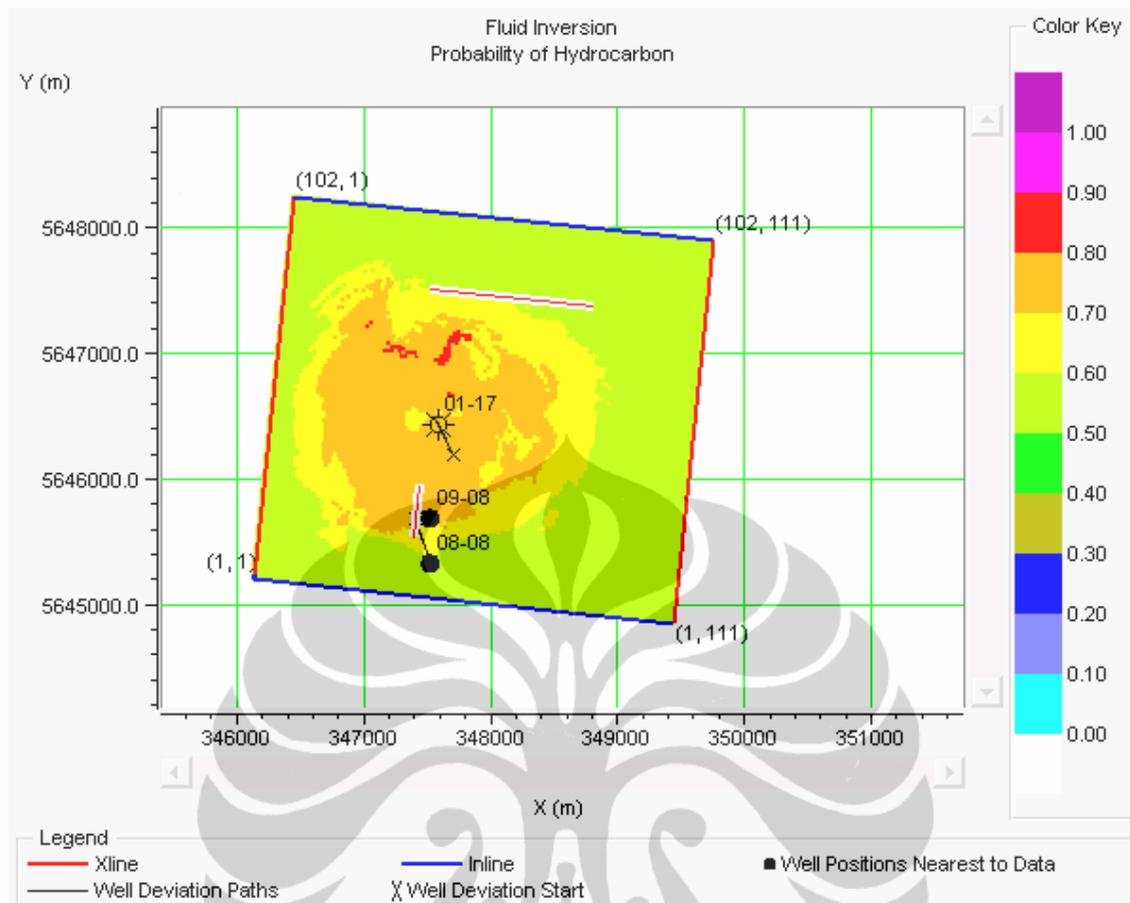
Dalam melakukan kalibrasi, ada 2 cara untuk mendapatkan besar skala, yakni *manual* dan *auto*. Metode yang digunakan dalam kalibrasi ini adalah *manual*.

Tahap terakhir dalam analisis AFI adalah mengaplikasikan perhitungan probabilitas ke seluruh peta *real data* dan membuat peta probabilitas. *Input* yang diperlukan pada tahap ini adalah *Intercept slice* (A) dan *Gradien slice* (B), skala hasil dari kalibrasi dan *depth slice*. Output yang akan didapatkan dari tahap ini adalah peta Indikator, peta Probabilitas Gas, peta Probabilitas *Oil* dan peta Probabilitas Hidrokarbon (gambar 4.10 – 4.13). Minimum probabilitas yang dapat

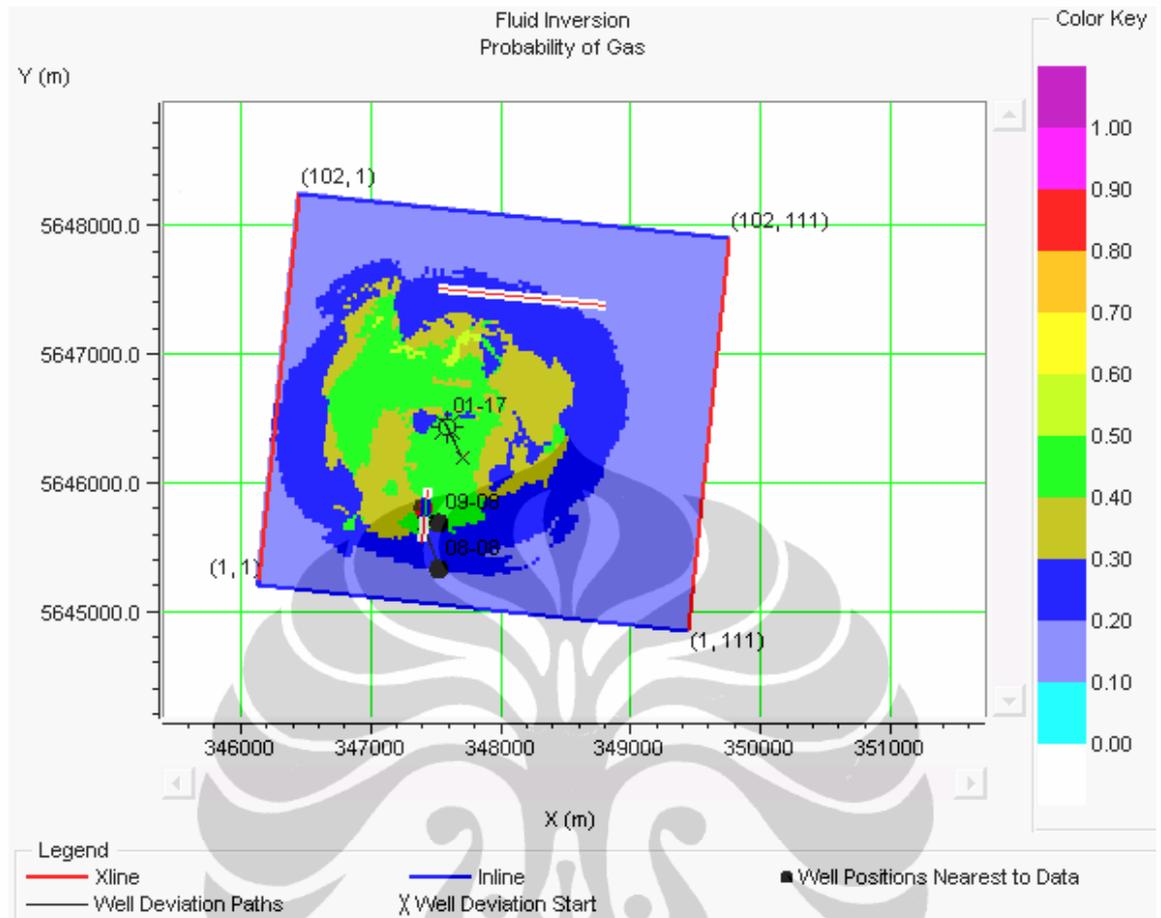
diterima bisa ditentukan, dengan kisaran antara 0-1. Untuk batas minimum yang digunakan dalam peta-peta probabilitas ini adalah 0.4.



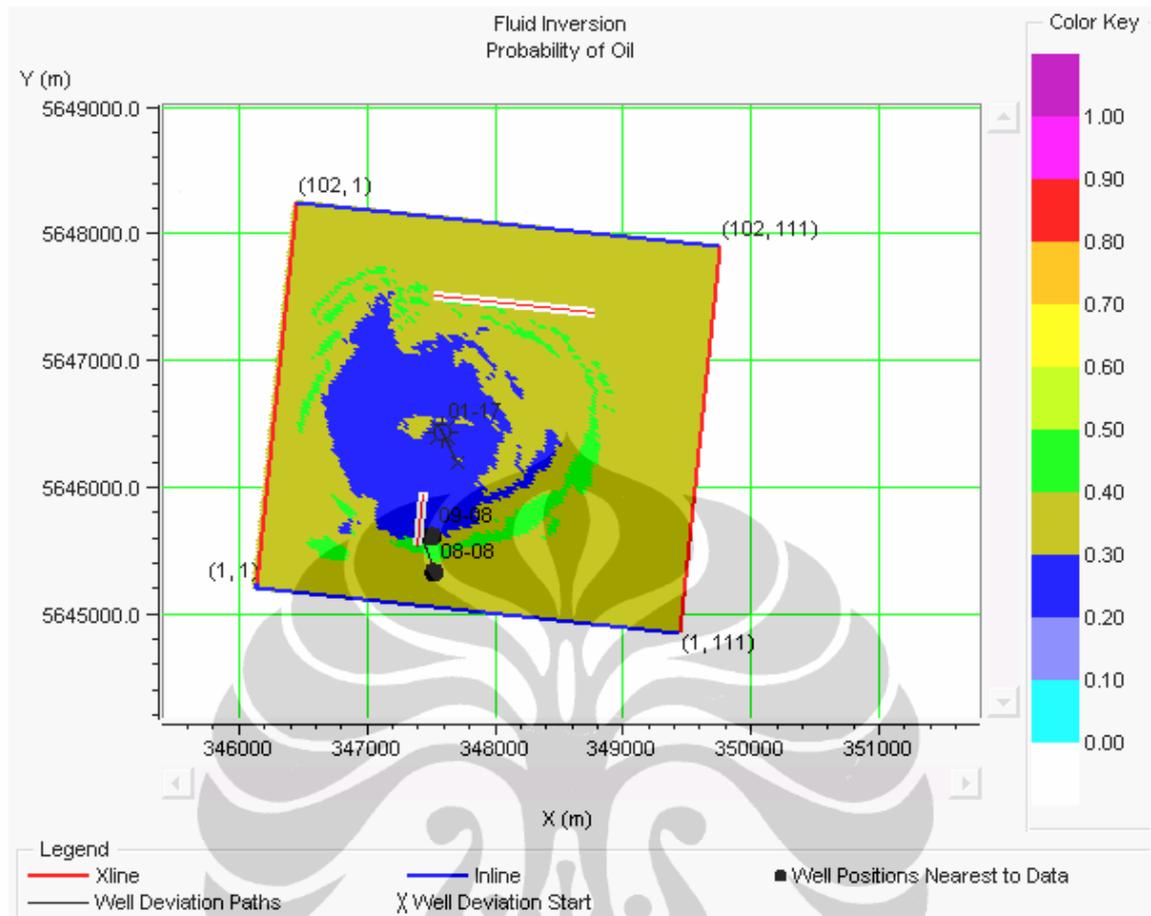
Gambar 4.10. Peta Indikator fluida pada *top glauconite sand*



Gambar 4.11. Peta Probabilitas Hidrokarbon pada *top glauconite sand*



Gambar 4.12. Peta Probabilitas Gas pada *top glauconite sand*

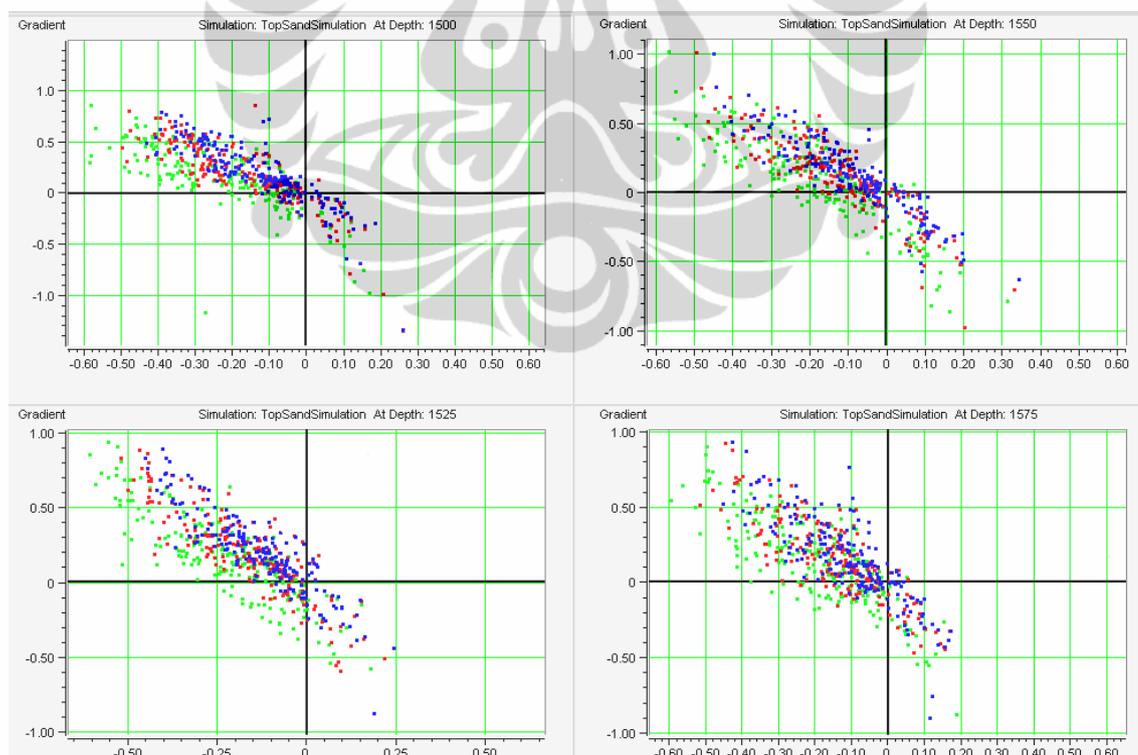


Gambar 4.13. Peta Probabilitas *Oil* pada *top glauconite sand*

BAB 5. PEMBAHASAN

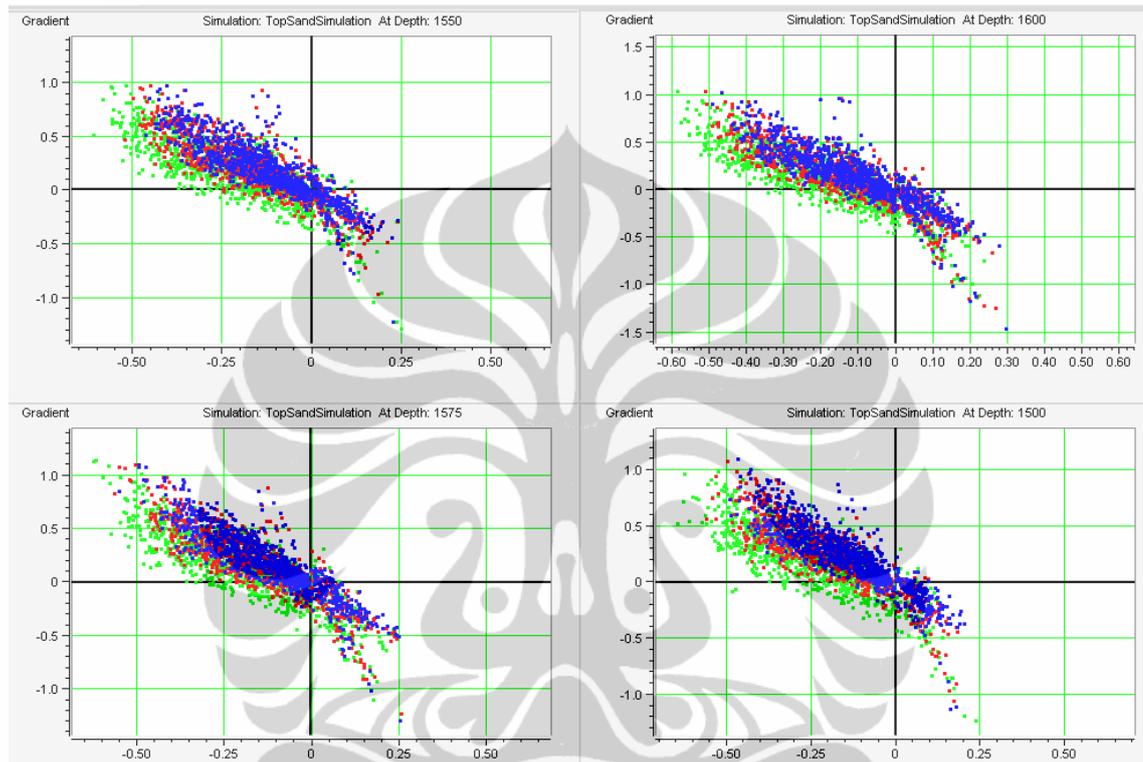
Hasil analisis AFI pada daerah studi menunjukkan bahwa peta probabilitas hidrokarbon area studi berkisar antara 0.5-0.7. Pada Gas, peta probabilitas berkisar antara 0.1-0.5. Sedangkan peta probabilitas untuk *Oil* berkisar pada angka 0.2-0.4.

Dalam mendapatkan peta probabilitas yang baik, faktor *trend analysis* dan kalibrasi berpengaruh sangat penting. Hasil simulasi dari *trend analysis* pada studi ini menunjukkan pemisahan *cluster* yang kurang baik (gambar 5.1). Bila diperhatikan, *cluster* gas masih dapat terlihat separasinya dari *cluster oil*. Namun, pada *cluster oil* terlihat mengalami *overlap* dengan *cluster brine*, sehingga separasi dari kedua *cluster* tersebut hampir tidak ada. Bahkan, *cluster brine* terlihat cukup dominan hingga *cluster oil* cenderung tertutupi.



Gambar 5.1. Harga yang diharapkan dari *Intercept/Gradien* untuk gas, *oil* dan *brine* pada kedalaman tertentu. (hijau=gas, merah=*oil*, biru=*brine*)

Untuk melihat lebih jelas kenampakan titik-titik *Intercept/Gradien*, maka jumlah titik pada tiap gas, *oil* dan *brine* diubah dari yang awalnya 200 masing-masing, menjadi 1000 untuk tiap grup (gambar 5.2).



Gambar 5.2. Simulasi yang diharapkan dari *Intercept/Gradien* untuk gas, *oil* dan *brine* dengan jumlah simulasi = 1000. (hijau=gas, merah=*oil*, biru=*brine*)

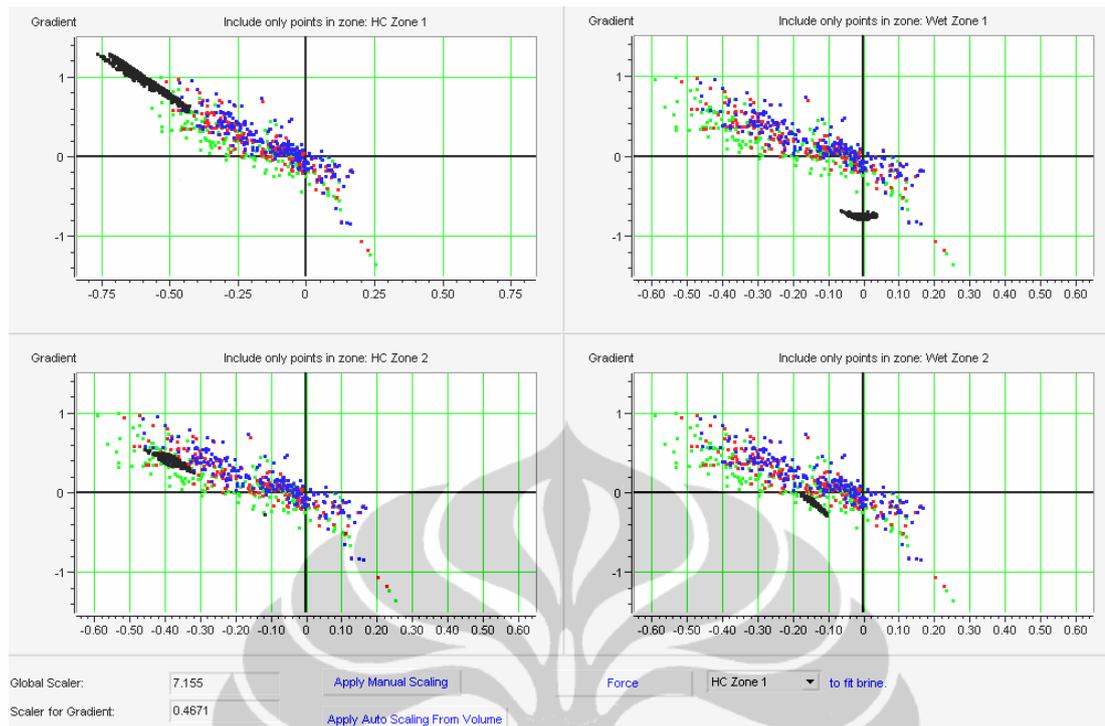
Dari gambar di atas terlihat bahwa *cluster* gas cukup terpisah dengan baik, namun *cluster oil* terlihat jelas ditutupi oleh *cluster brine*, sehingga *cluster brine* menjadi sangat dominan dan *cluster oil* hanya tampak sebagian kecil.

Melihat kondisi seperti itu, walaupun hasil simulasi dari *trend analysis* masih dapat untuk diamati polanya, tetapi untuk perhitungan probabilitas dari *oil* menjadi cukup sulit.

Salah satu kemungkinan mengapa hasil simulasi dari *trend analysis* memiliki pola seperti itu adalah dari tiadanya harga *S-wave* dari sumur. *S-wave* yang digunakan dalam *trend analysis* ini adalah hasil dari perhitungan berdasarkan persamaan Castagna. Jadi, bisa saja harga *S-wave* yang dipakai tidak menggambarkan harga *S-wave* yang sebenarnya dan mungkin mempengaruhi distribusi titik-titik simulasi *Intercept/Gradien*. Karena menggunakan persamaan Castagna untuk mendapatkan harga *S-wave*, maka *S-wave* ini sangat tergantung dengan besar harga *P-wave*. Walaupun dalam pemodelan *Fluid Replacement Modelling* pada sumur dimasukkan asumsi dari fluida yang terkandung, namun tampaknya *S-wave* hasil perhitungan tidak cukup baik dalam melakukan *trend analysis* ini.

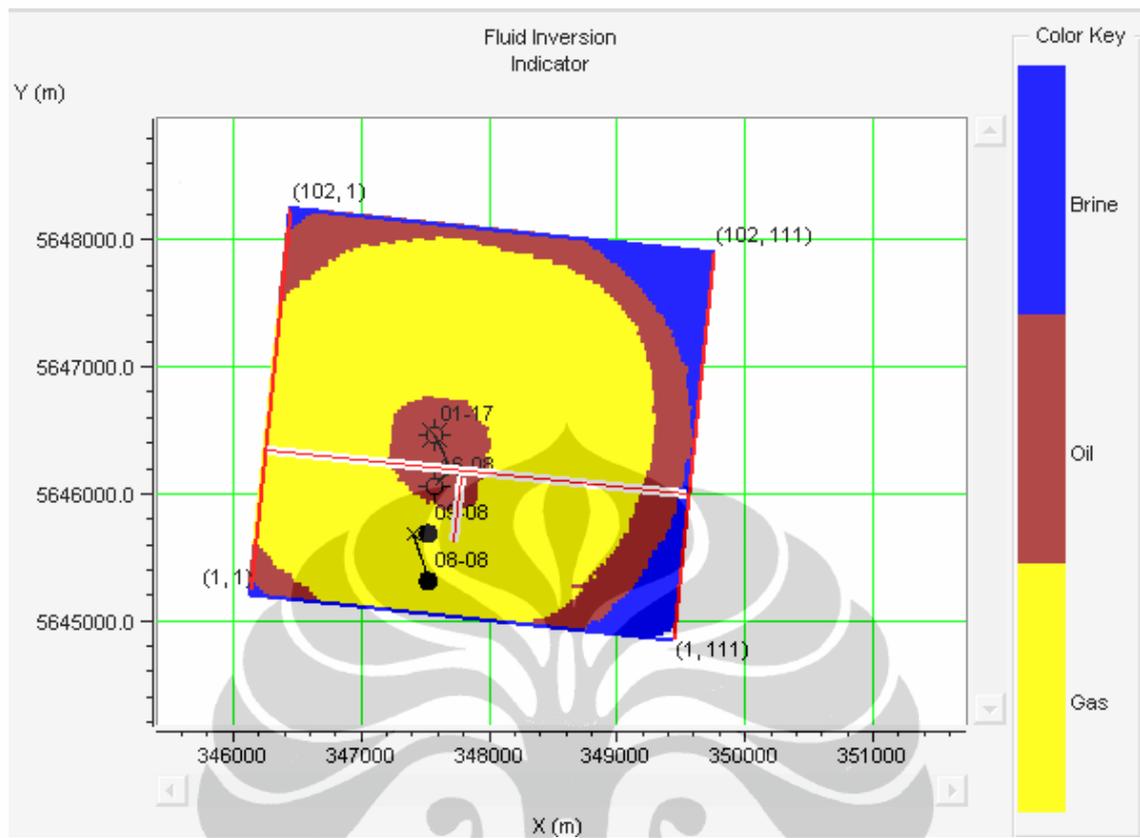
Selain bagus tidaknya pemisahan *cluster* pada simulasi *Intercept/Gradien*, proses kalibrasi juga berperan penting dalam pembuatan peta probabilitas. Kalibrasi yang dilakukan dala studi ini menggunakan skala yang dibuat *manual*. Metode lain dalam mendapatkan skala adalah *auto*, di mana program akan menghitung sendiri besaran skala dengan *input* data dari data sumur dan seismik.

Namun, metode *auto* ini juga tidak menjamin hasil yang baik. Bila metode *auto* yang digunakan, dengan menggunakan data 3 sumur, maka hasil perhitungan menunjukkan harga skala yang cukup besar, dengan *global scaler* 7.155 dan *scaler* untuk *gradient* 0.4671 (gambar 5.3).



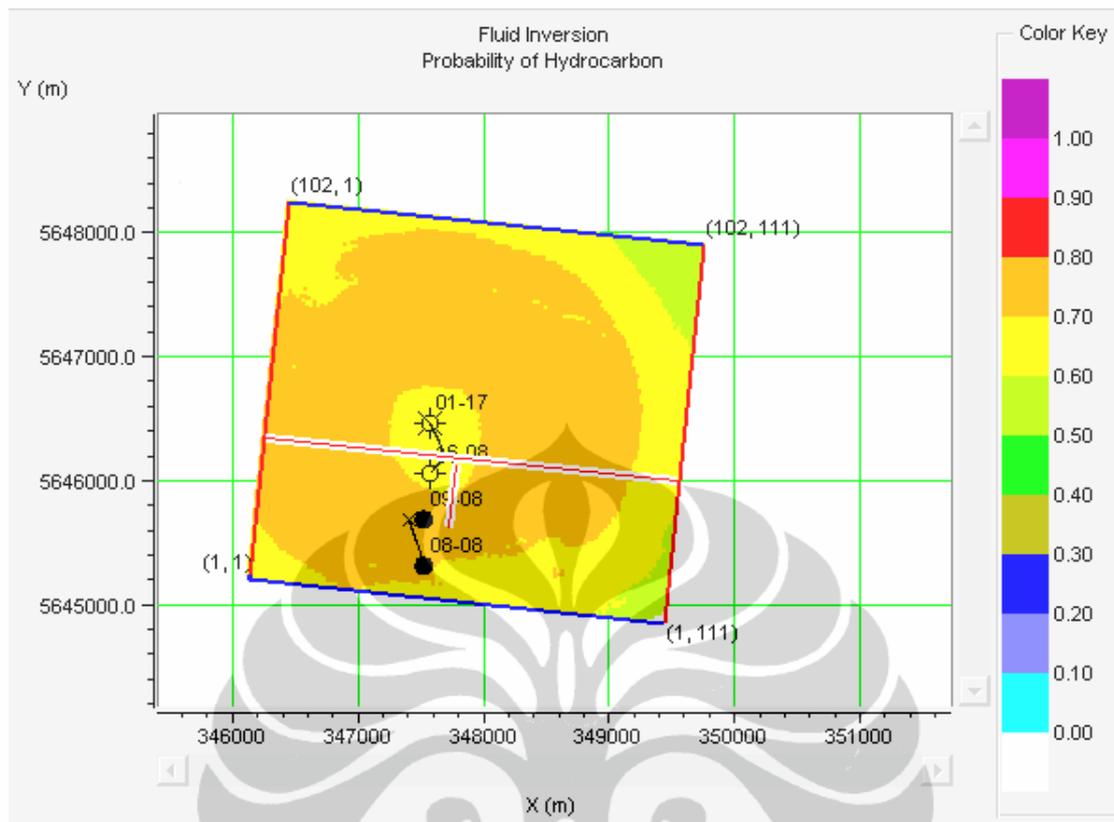
Gambar 5.3. Kalibrasi dengan metode skala *auto* dari 3 sumur

Harga skala tidaklah masalah bila hasil kalibrasinya masih menunjukkan adanya kecocokan antara *real data* dan simulasi data. Dari gambar 5.3. terlihat bahwa lokasi titik-titik *real data* tidak sesuai dengan simulasi model. Pada HC zone 1, terlihat bahwa letak dari *real data* berada paling dekat dengan *cluster oil*, atau berada di antara *cluster gas* dan *cluster brine*. Padahal HC zone 1 merupakan wilayah yang memiliki sumur gas. Pada HC zone 2, terlihat bahwa letak dari *real data* berada di sebagian area *cluster gas*. Padahal HC zone 2 merupakan wilayah dengan 2 sumur *oil*. Peta probabilitas yang dihasilkan juga menunjukkan hasil yang tidak sesuai (gambar 5.4 – 5.7).

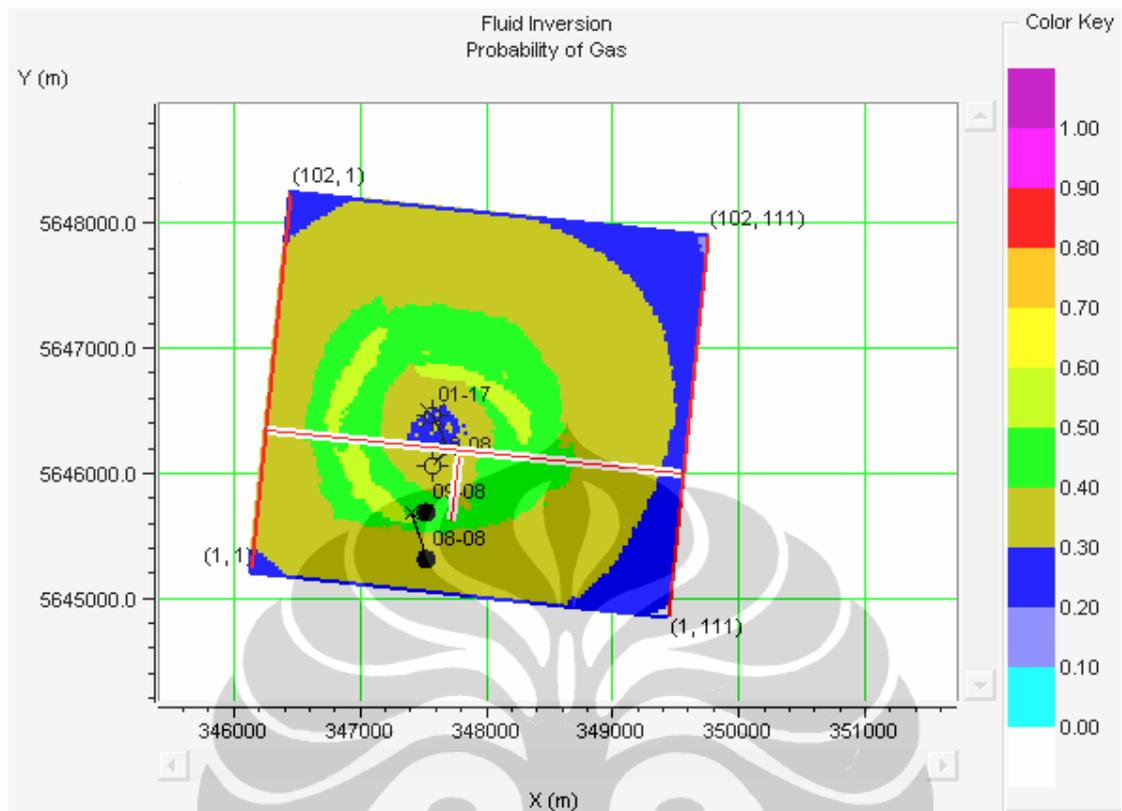


Gambar 5.4. Peta Indikator dengan metode skala *auto*

Peta indikator tersebut menunjukkan pada lokasi di kedua sumur *oil* justru berpotensi mengandung gas, dan pada lokasi sumur gas justru berpotensi mengandung *oil*.

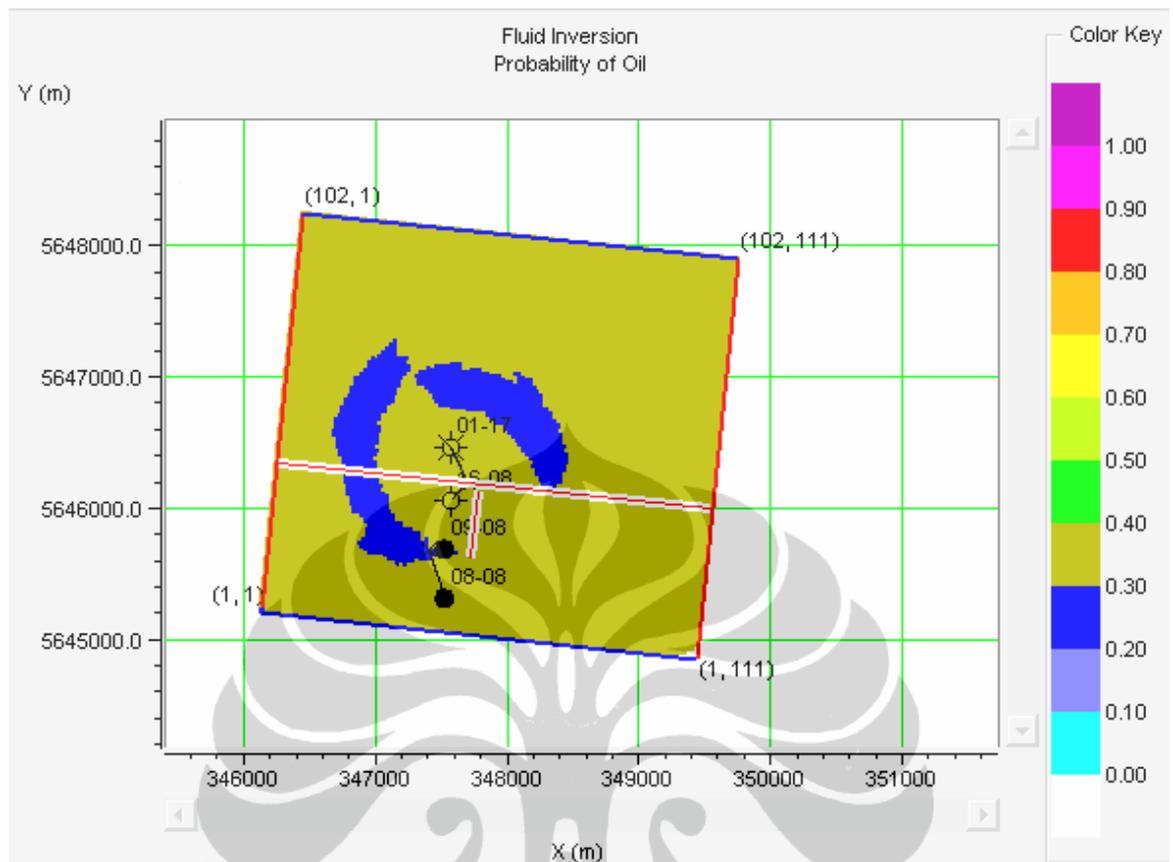


Gambar 5.5. Peta Probabilitas Hidrokarbon dengan metode skala *auto*



Gambar 5.6. Peta Probabilitas Gas dengan metode skala *auto*

Pada gambar 5.6. di atas, peta probabilitas gas justru menunjukkan harga paling rendah di lokasi yang terdapat sumur gas, dan pada gambar 5.7., peta probabilitas *oil* justru menunjukkan harga paling rendah di lokasi di mana terdapat 2 sumur *oil*.



Gambar 5.7. Peta Probabilitas *Oil* dengan metode skala *auto*

Berdasarkan akan hasil tersebut, maka metode skala yang diambil adalah *manual*, dengan pendekatan berdasarkan kandungan sumur dan *cluster* yang sesuai. Dengan metode tersebut, peta probabilitas masih dapat disesuaikan dengan ketersediaan hidrokarbon di sumur-sumur. Harga skala yang digunakan adalah 2.8 untuk *global scaler* dan 0.13 untuk skala pada *gradient*.