

BAB 3

PENGOLAHAN DAN ANALISIS DATA

3.1 Pengolahan dan Analisis Data Sumur

Pengolahan dilakukan pada data sumur yang tersedia, yakni data log tali kawat (7 sumur), dua sumur dengan deskripsi batuan inti, dan dua sumur dengan deskripsi keratan bor. Data sumur diolah untuk mendapatkan informasi mengenai tatanan stratigrafi, lingkungan pengendapan, dan properti petrofisika interval penelitian. Metode yang digunakan adalah korelasi stratigrafi sekuen dan analisis petrofisika. Sebelum melakukan metode tersebut, hal yang pertama kali perlu dilakukan adalah mengintegrasikan data log dan data deskripsi batuan.

3.1.1 Integrasi Data Log dan Deskripsi Batuan

Pengintegrasian antara data log dan deskripsi batuan berguna untuk memahami tatanan stratigrafi dari daerah penelitian. Data log yang digunakan adalah log sinar gamma, sementara deskripsi batuan didapatkan dari deskripsi *core*, SWC, dan laporan biostratigrafi yang telah dikerjakan oleh perusahaan. Karena data deskripsi batuan hanya terdapat pada dua sumur, maka pada sumur lainnya menggunakan karakter log sinar gamma untuk menentukan satuan litologi dengan asumsi karakter log sinar gamma yang serupa mengindikasikan kesamaan litologi. Proses pengintegrasian dapat dilihat pada **Lampiran A** dan kesebandingan litostratigrafi daerah penelitian terhadap stratigrafi regional dapat dilihat pada **Gambar 3.1**. Hasil pengintegrasian data tersebut menghasilkan tujuh satuan batuan dengan rincian sebagai berikut:

a. Satuan Batuan Dasar

Berdasarkan deskripsi batuan inti pada sumur SEM-1 dan SEM-2, Satuan Batuan Dasar dicirikan oleh granit dengan sebagian kecil batuan volkaniklastik. Batuan granit lapuk, berwarna abu-abu terang dengan bintik merah muda, keras, fanerik, equigranular, euhedral, banyak kuarsa, rekahan terisi urat kalsit. Batuan volkaniklastik terdiri dari volkanik tufaan dan konglomeratik. Satuan Batuan Dasar disetarakan dengan batuan dasar Cekungan Natuna Barat yang berumur Kapur-Jura.

b. Satuan Batulempung A

Secara litologi, Satuan Batulempung A disusun oleh batulempung, batulanau, dan batupasir. Batulempung berwarna abu-abu gelap, keras sampai sangat keras, *blocky*, kloritik. Batupasir, abu-abu pucat, berbutir sedang sampai sangat kasar, membundar tanggung sampai menyudut, sortasi sangat buruk, mudah diremas sampai agak keras, porositas buruk, karbonan. Berdasarkan data log sinar gamma, dapat ditafsirkan batulempung berangsur menjadi perselingan batupasir dengan batulempung dan menunjukkan suksesi vertikal menebal dan mengasar keatas. Batupasir memiliki variasi ketebalan 5-10 m. Berdasarkan laporan biostratigrafi, kehadiran polen *Magnastriatites howardii* mengindikasikan bahwa satuan ini berumur Oligosen. Kehadiran pollen *Cassuarina* dan *Leiospheres* mengindikasikan lingkungan air tawar. Satuan ini disetarakan dengan Formasi Gabus.

c. Satuan Batupasir A

Secara litologi, Satuan Batupasir A disusun oleh batupasir dan batulempung serta laminasi batubara. Batupasir berwarna abu-abu pucat, berbutir sedang sampai sangat kasar, membundar tanggung sampai menyudut, sortasi sangat buruk, mudah diremas sampai agak keras, porositas buruk, karbonan. Batulempung berwarna abu-abu gelap, keras-sangat keras, *blocky*, kloritik. Berdasarkan data log sinar gamma, dapat ditafsirkan bahwa interval ini menunjukkan karakter perselingan batupasir dan batulempung. Batupasir dengan variasi ketebalan 15-20 m menunjukkan suksesi vertikal yang menebal dan mengasar ke atas serta menipis dan menghalus ke atas. Berdasarkan laporan biostratigrafi, kehadiran polen *Magnastriatites howardii* mengindikasikan bahwa satuan ini berumur Oligosen. Kehadiran polen lainnya seperti, *Cassuarina*, *Leiospheres*, dan *Laevigatosporites* spp. mengindikasikan lingkungan air tawar atau fluvial. Satuan ini disetarakan dengan Formasi Udang.

d. Satuan Batulempung B

Secara litologi, Satuan Batulempung B disusun oleh batulempung, batulanau, dan batupasir. Batulempung dan batulanau berwarna abu-abu sampai coklat, piritik, karbonan setempat. Batupasir berwarna coklat, abu-abu, berbutir sangat halus sampai halus, sortasi buruk sampai baik, lempungan setempat, porositas cukup sampai baik. Berdasarkan data log sinar gamma, dapat ditafsirkan bahwa interval ini menunjukkan karakter perselingan batulempung dan batulanau dengan sisipan batupasir. Batupasir

hadir sebagai sisipan dengan tebal 1,5-3 m. Berdasarkan laporan biostratigrafi, *Magnastriatites howardii* masih ditemukan pada interval ini. Oleh karena itu, satuan ini berumur Oligosen. Kehadiran *Zonocostites ramonae* serta *Dinocysts* mengindikasikan lingkungan laut dangkal (*shallow inner neritic*). Satuan ini disetarakan dengan Formasi Barat.

e. Satuan Batupasir B

Secara litologi, Satuan Batupasir B disusun oleh batupasir dan batulempung. Batupasir berwarna abu-abu, coklat terang, abu-abu kehijauan, berbutir pasir halus sampai sangat halus (lanauan), menyudut sampai membundar tanggung, sortasi baik sampai buruk, umumnya terdapat kuarsa, karbonan, mengandung glaukonit pada melimpah-jarang, agak keras sampai lepas, porositas sedang sampai baik. Batulempung berwarna abu-abu terang, agak menyerpih, terdapat inklusi karbonatan di bagian bawah, agak keras. Berdasarkan log sinar gamma dapat ditafsirkan bahwa interval ini menunjukkan karakter perselingan batupasir dengan batulempung. Batupasir dengan variasi ketebalan 15-20 m memperlihatkan suksesi vertikal menipis dan menghalus ke atas. Berdasarkan laporan biostratigrafi, kehadiran *Ammonia beccarii* mengindikasikan umur Miosen Bawah. Kehadiran *Ammonia beccarii* juga serta beberapa foraminifera lain seperti *Ammonia umbonata* dan *Ammonia* spp. mengindikasikan lingkungan laut dangkal (*shallow inner neritic*). Satuan Batupasir C disetarakan dengan Formasi *Lower Arang*.

f. Satuan Batulanau

Secara litologi, Satuan Batulanau disusun oleh batulanau, batulempung dan batupasir. Batulanau dan batulempung, berwarna hijau sampai abu-abu kehijauan, karbonan, agak keras. Batupasir berwarna abu-abu, berukuran pasir sedang sampai sangat halus, menyudut tanggung, sortasi sedang sampai buruk, kuarsa, pirit, karbonan, dapat diremas sampai lepas, porositas sedang-buruk. Berdasarkan log sinar gamma dapat ditafsirkan bahwa interval ini menunjukkan karakter perselingan batulanau dan batulempung dengan sisipan batupasir. Batupasir hadir sebagai sisipan dengan tebal 1,5-10 m. Berdasarkan laporan biostratigrafi, kehadiran polen *Florsuetza meridionalis*, dan *Echitricolporites spinosus* mengindikasikan umur Miosen Tengah. Berdasarkan kesimpulan laporan biostratigrafi, interval ini mengindikasikan

lingkungan pengendapan laut dangkal (*inner neritic*). Satuan Batulanau disetarakan dengan Formasi *Upper Arang*.

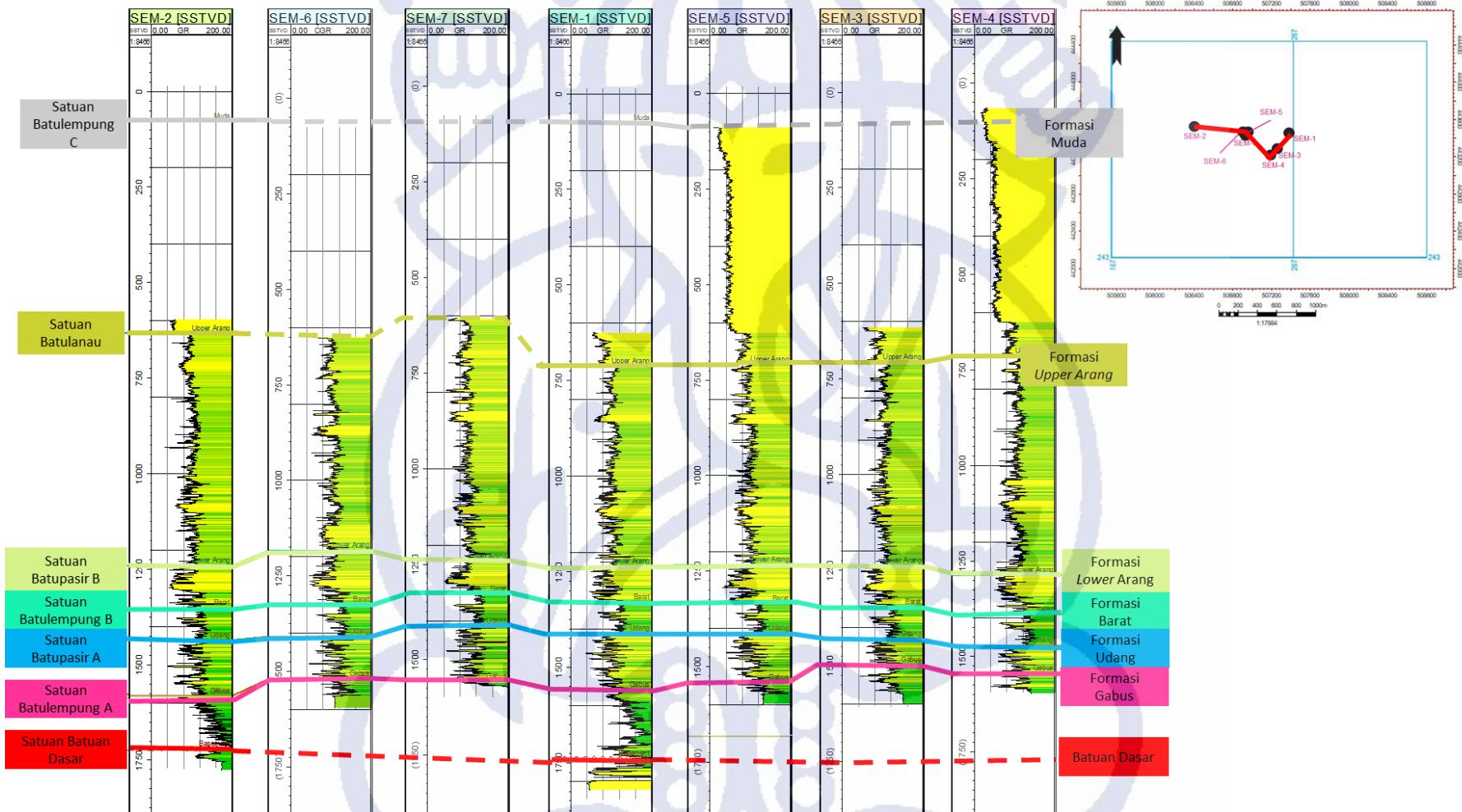
g. Satuan Batulempung C

Secara litologi, Satuan Batulempung C terdiri dari batulempung dan batulanau, yang secara umum berwarna hijau terang/abu-abu, lunak, *gummy clay*, beberapa bagian bersifat karbonatan, umumnya terdapat fragmen cangkang dan mikrofosil, beberapa bagian bersifat lignitik dengan batupasir halus lanauan. Berdasarkan data log sinar gamma, interval ini kurang terekam dengan baik. Berdasarkan laporan biostratigrafi, *Globigerina bulloides* mengindikasikan umur Miosen Akhir-Resen. Kehadiran *Ammonia umbonata* dan *Elphidium* spp. Menunjukkan lingkungan pengendapan laut dangkal (litoral/*inner neritic*). Satuan ini diasumsikan satuan termuda dalam daerah penelitian. Satuan ini disetarakan dengan Formasi Muda.

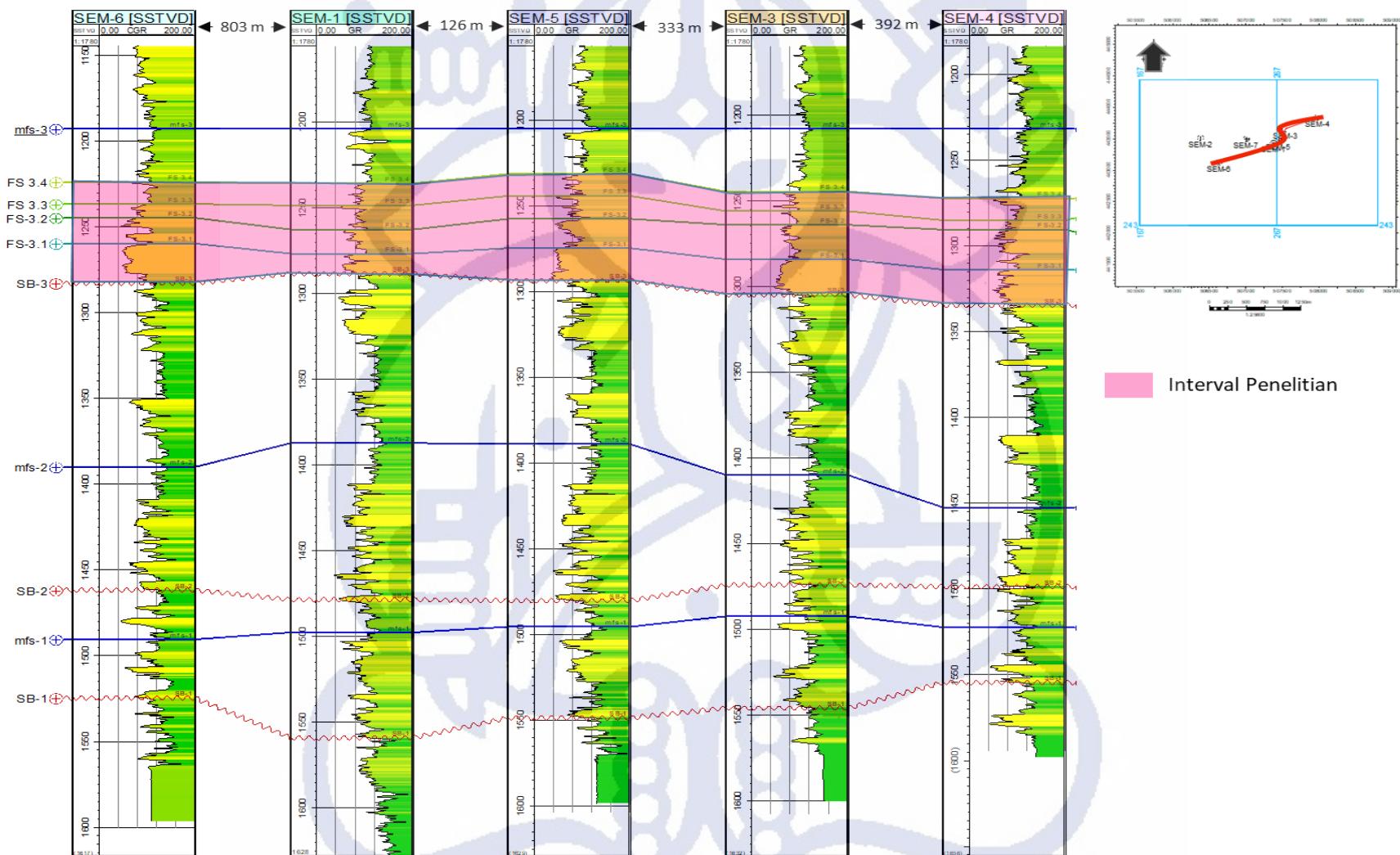
3.1.2 Analisis stratigrafi sekuen

Seperti yang telah dijelaskan pada **Sub Bab 2.2.1.** Stratigrafi sekuen merupakan metode korelasi berdasarkan kesamaan waktu. Korelasi sumur ini bertujuan untuk menentukan kemenerusan atau kontinuitas suatu lapisan reservoir atau batuan. Marker-marker sekuen yang digunakan pada korelasi ini adalah *Sequence Boundary* (SB), *Maximum Flooding Surface* (MFS) dan *Flooding Surface* (FS).

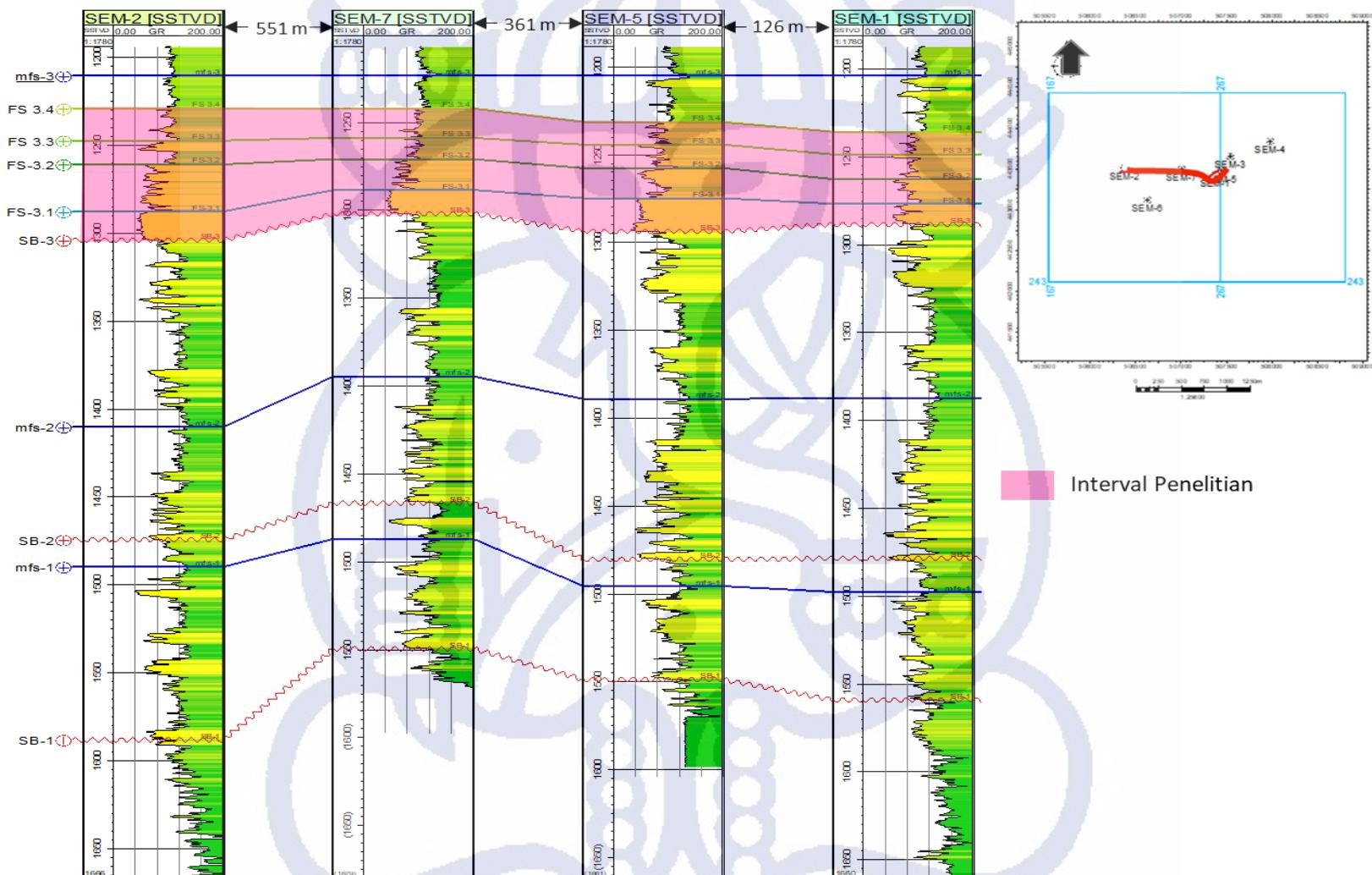
Gambar 3.2 dan **Gambar 3.3** memperlihatkan hasil korelasi dengan pendekatan sekuen stratigrafi. Pada daerah penelitian terdapat 3 marker SB dan 3 marker MFS. Marker SB-1 terletak pada interval Formasi Gabus; SB-2 pada interval Formasi Udang; dan SB-3 pada interval Formasi *Lower Arang*. Marker MFS-1 terletak pada interval Formasi Udang, MFS-2 pada interval Formasi Barat, dan MFS-3 pada interval Formasi *Upper Arang*. SB-3 dipilih menjadi batas bawah interval reservoir tertua karena posisinya ada pada Formasi *Lower Arang* yang merupakan fokus dari penelitian ini. Kemudian dari titik SB-3, pada sepanjang interval Formasi *Lower Arang* ditentukan marker FS yakni FS 3.1; FS 3.2; FS 3.3; dan FS 3.4 yang dijadikan batas/puncak masing-masing reservoir. Satu unit parasekuen (SB-FS) dianggap sebagai satu unit pengendapan.



Gambar 3.1 Kesebandingan litostratigrafi pada daerah penelitian terhadap stratigrafi regional.



Gambar 3.2 Korelasi sekuen stratigrafi timurlaut-baratdaya (*flattening* pada MFS-3).



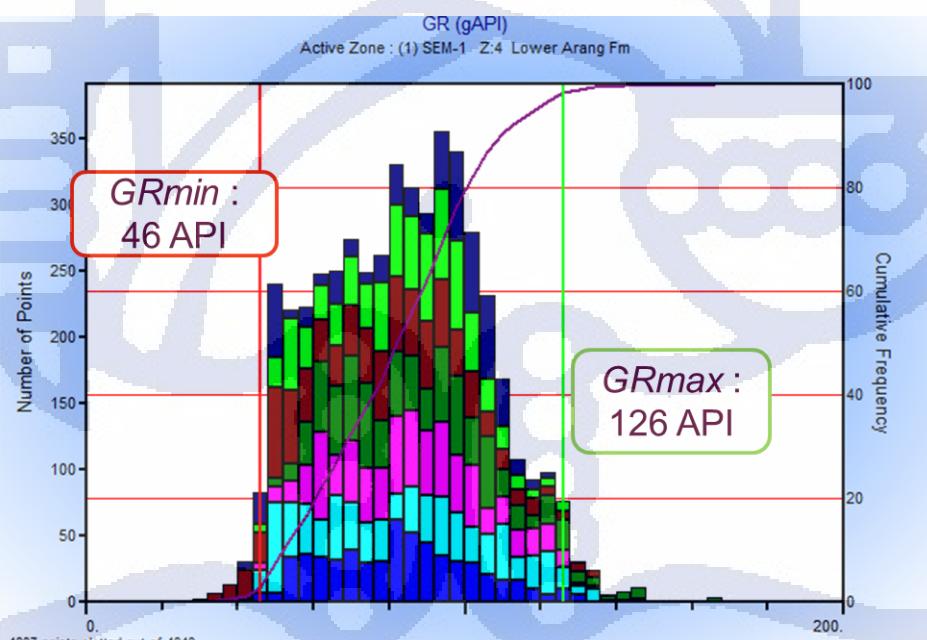
Gambar 3.3 Korelasi sekuen stratigrafi barat-timur (flattening pada MFS-3).

3.1.3 Analisis Petrofisika

Pengolahan data log tali kawat menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysic 3.5* bertujuan untuk mengetahui parameter petrofisika dari interval reservoir yang menjadi fokus studi. Analisis tersebut dilakukan pada tiga properti petrofisika yaitu volume serpih, porositas, dan saturasi air. Ketiga parameter tersebut merupakan parameter yang dibutuhkan dalam perhitungan cadangan hidrokarbon di tempat.

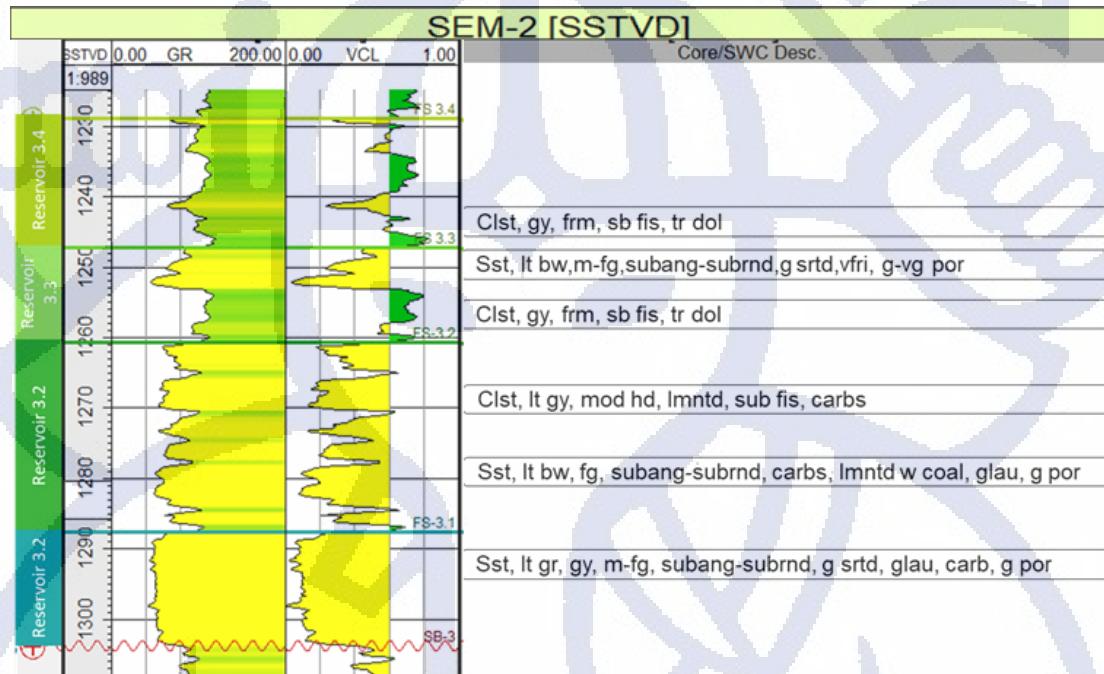
a. Volume Serpih

Perhitungan volume serpih berguna untuk memnentukan zona reservoir dan reservoir. Mengacu pada persamaan 2.1 (**Bab 2**), perhitungan volume serpih membutuhkan nilai sinar gamma maksimum (GR_{max}) dan minimum (GR_{min}). Penentuan nilai GR_{max} dan GR_{min} dilakukan dengan memerhatikan histogram log sinar gamma. GR_{max} didapatkan dari pencilan atas dan GR_{min} dari pencilan bawah berdasarkan data statistik. Berdasarkan histogram sinar gamma dari seluruh sumur pada seluruh interval Reservoir Formasi *Lower Arang*, didapatkan nilai GR_{min} sebesar 45 API dan GR_{max} sebesar 126 API (**Gambar 3.4**).



Gambar 3.4 Histogram log sinar gamma yang menunjukkan nilai maksimum dan minimum.

Contoh hasil perhitungan volume serpih pada SEM-2 untuk masing-masing reservoir ditunjukkan pada **Gambar 3.5**. Hasil dari perhitungan V_{sh} pada sumur lain ditampilkan pada **Lampiran D**.



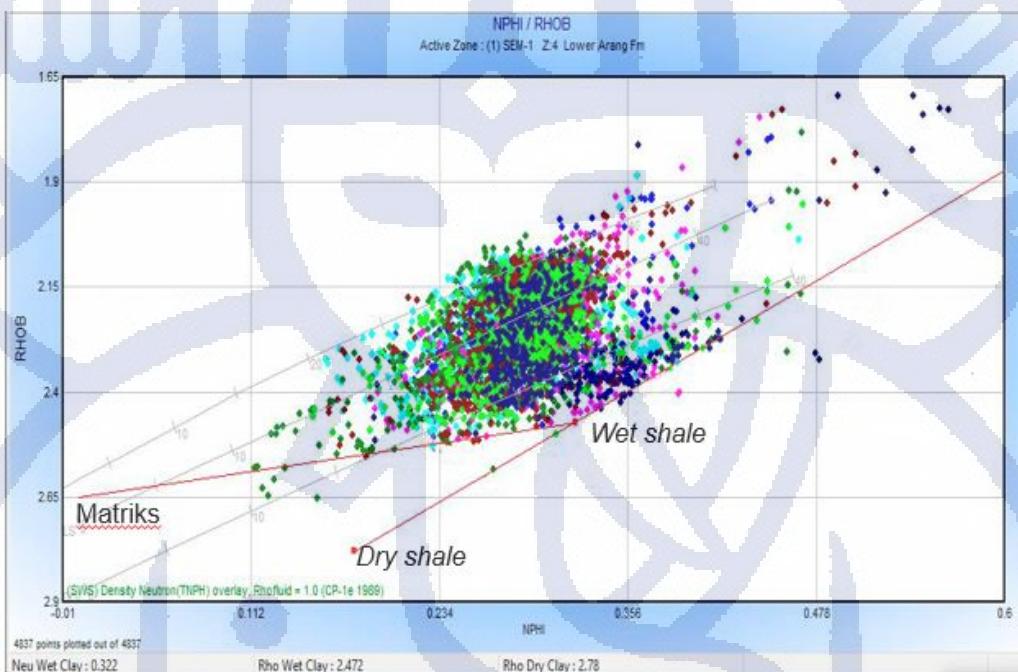
Gambar 3.5 Contoh hasil perhitungan nilai volume serpih (V_{sh}) tiap reservoir dari sumur SEM-2 divalidasi dengan data deskripsi batuan (keratan bor dan batuan inti).

b. Porositas

Seperti yang telah dibahas pada **Bab 2**, perhitungan porositas meliputi porositas total dan porositas efektif dengan metode densitas neutron. Mengacu pada persamaan 2.2-2.5, diperlukan beberapa parameter untuk melakukan perhitungan seperti nilai matriks, nilai densitas dan neutron *wet shale*, serta nilai densitas dan neutron *dry shale*. Parameter tersebut ditentukan dengan melakukan plot silang antara log densitas dengan log porositas neutron (**Gambar 3.6**)

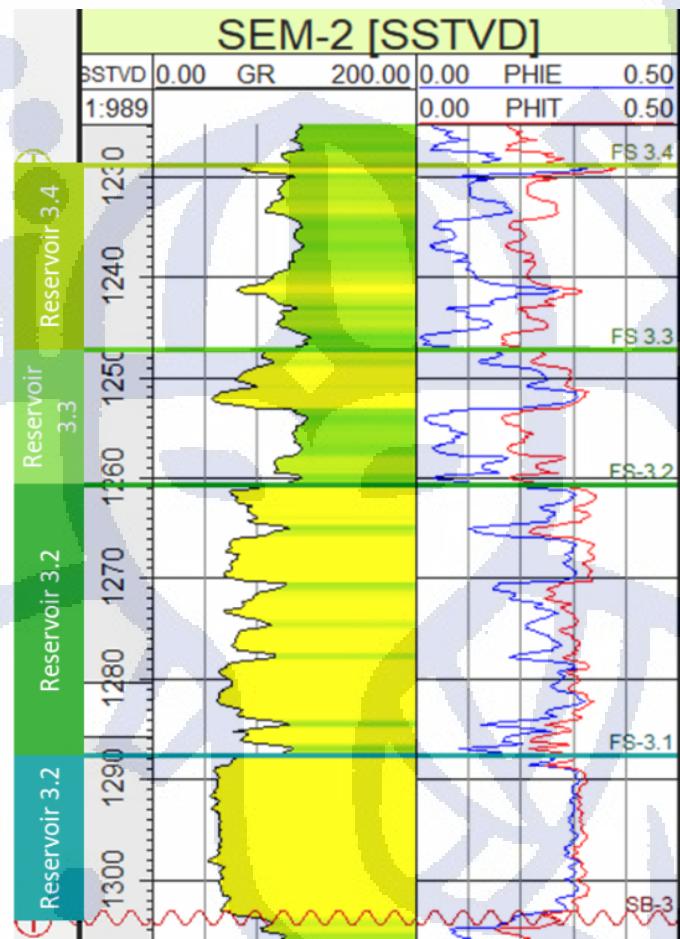
Titik matriks ditentukan berdasarkan jenis matriks pada reservoir yang tidak lain adalah kuarsa dengan densitas sebesar $2,65 \text{ gr/cm}^3$. Hal ini didasari asumsi bahwa batuan tersebut bersifat *non-porous* sehingga densitas batuan sama dengan densitas matriksnya. Titik *shale* atau *wet shale* merupakan titik dengan nilai densitas yang umum namun memiliki nilai porositas neutron yang tinggi. Sementara titik *dry shale* merupakan titik perpanjangan dari garis yang dibentuk antara titik air dan titik *wet shale*. Nilai titik *dry shale* biasanya didapatkan menggunakan analisis kandungan

mineral lempung lebih lanjut seperti analisis menggunakan XRD. Karena keterbatasan data, nilai titik densitas *dry shale* ditentukan secara *default*, yaitu sebesar $2,78 \text{ gr/cm}^3$. Pada analisis plot silang antara log densitas dengan log porositas neutron Formasi Lower Arang dari tujuh sumur menghasilkan nilai neutron *wet shale* $0,322 \text{ (v/v)}$ dan densitas *wet shale* $2,472 \text{ gr/cm}^3$.



Gambar 3.6 Plot silang antara log densitas dan neutron porositas

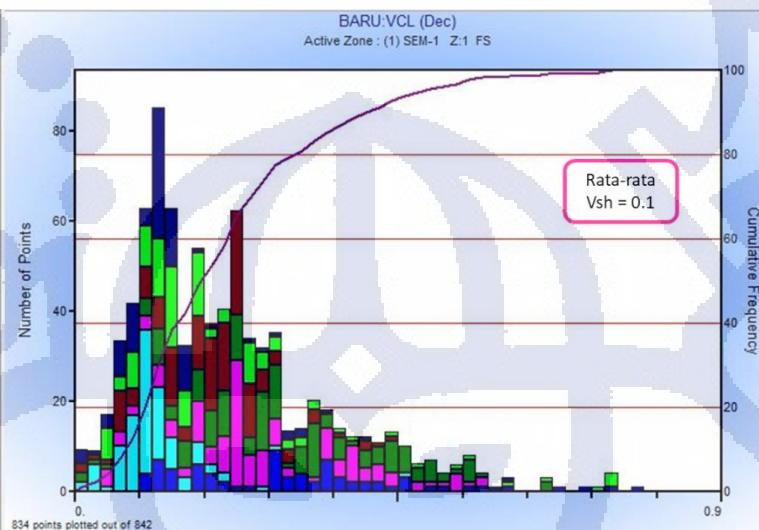
Gambar 3.7 menunjukkan contoh hasil perhitungan porositas pada sumur SEM-2 menggunakan metode porositas densitas-neutron. Sebaiknya hasil perhitungan porositas divalidasi dengan data uji laboratorium, tetapi karena keterbatasan data maka validasi tidak dapat dilakukan. Metode porositas densitas-neutron dianggap metode standar yang umum digunakan pada praktik industri migas, karena secara umum log neutron memiliki hasil yang optimistik karena memiliki prinsip membaca kandungan hidrogen yang bisa terdapat dimana saja. Kemudian *error* tersebut diharapkan dapat terkontrol dengan log densitas. Hasil dari perhitungan porositas pada sumur lain ditampilkan pada **Lampiran D**.



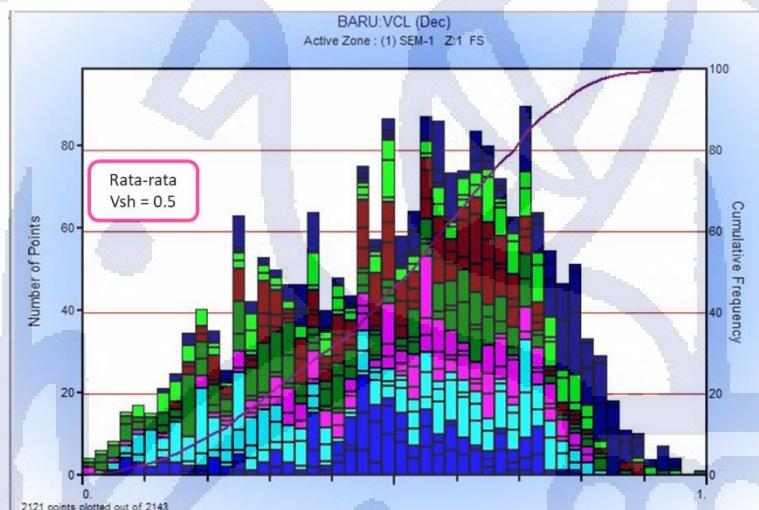
Gambar 3.7 Contoh hasil perhitungan porositas pada sumur SEM-2. Kurva merah menunjukkan hasil perhitungan porositas total (PHIT); kurva biru menunjukkan hasil perhitungan porositas efektif (PHIE).

c. Saturasi air

Pada analisis petrofisika ini, perhitungan saturasi air menggunakan metode *modified Simandoux* dan *Archie*. Metode *modified Simandoux* digunakan untuk batupasir yang memiliki kategori *shaly sand* atau seperti yang dijelaskan pada bab sebelumnya yaitu memiliki kandungan volume serpih $>0,1$ (**Gambar 3.9**). Sementara metode *Archie* digunakan untuk batupasir yang termasuk *clean sand* atau memiliki kandungan volume serpih $<0,1$ (**Gambar 3.8**). Untuk reservoir 3.1 menggunakan metode *Archie* sedangkan reservoir lainnya menggunakan metode *modified Simandoux*. Mengacu pada persamaan 2.6-2.7 (**Bab 2**), perhitungan saturasi air memerlukan beberapa parameter. Salah satunya adalah resistivitas air formasi. Resistivitas air formasi ditentukan dengan metode *pickett plot* kemudian divalidasi dengan *formation water test*.



Gambar 3.8 Histogram nilai volume serpih reservoir 3.1 menunjukkan rata-rata sebesar 0,1 sehingga termasuk kategori *clean sand*.



Gambar 3.9 Histogram nilai volume serpih reservoir 3.2; 3.3; 3.4 menunjukkan rata-rata secara umum sebesar 0,5 sehingga termasuk kategori *shaly sand*.

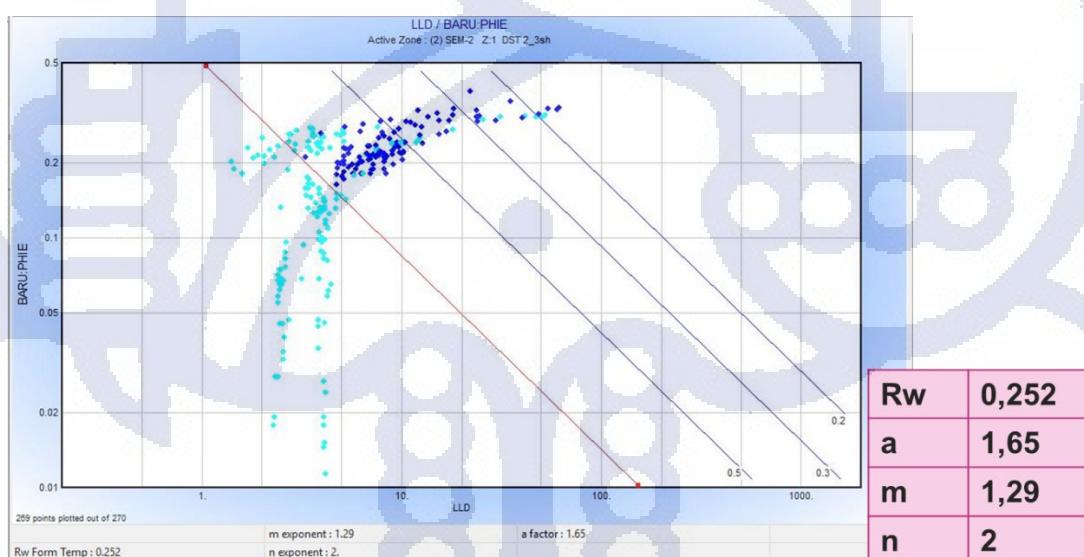
- Penentuan resistivitas air formasi (Rw)

Resistivitas air formasi (Rw) merupakan salah satu parameter yang harus ditentukan sebelum melakukan perhitungan saturasi air karena merupakan *input* dalam perhitungan saturasi air. Terdapat berbagai macam metode dalam penentuan Rw, yaitu metode rasio, metode Rwa, metode *self-potensial* (SP), metode *pickett plot*, dan metode *formation water test*. Pada penelitian ini, Rw ditentukan dengan metode *pickett plot* kemudian divalidasi dengan *formation water test*.

Metode *pickett plot* merupakan metode yang didasari pada asumsi *true resistivity* (R_t) merupakan fungsi dari porositas (ϕ), saturasi air (S_w), dan faktor sementasi (m). Metode ini dilakukan dengan cara membuat plot silang antara nilai *deep resistivity* (LLD) dan nilai porositas efektif (PHIE). Metode *pickett plot* ini akan menghasilkan nilai resistivitas air formasi (R_w), faktor turtuositas (a), dan faktor sementasi (m).

Penentuan nilai R_w , a , m , dan n dengan metode *pickett plot* dilakukan pada Formasi *Lower Arang* menggunakan data *deep resistivity* (LLD) dan data porositas efektif (PHIE). Penentuan garis $S_w = 100\%$ dilakukan dengan cara menandai interval-interval pada data tes yang menunjukkan keterdapatannya air dan keterdapatannya hidrokarbon.

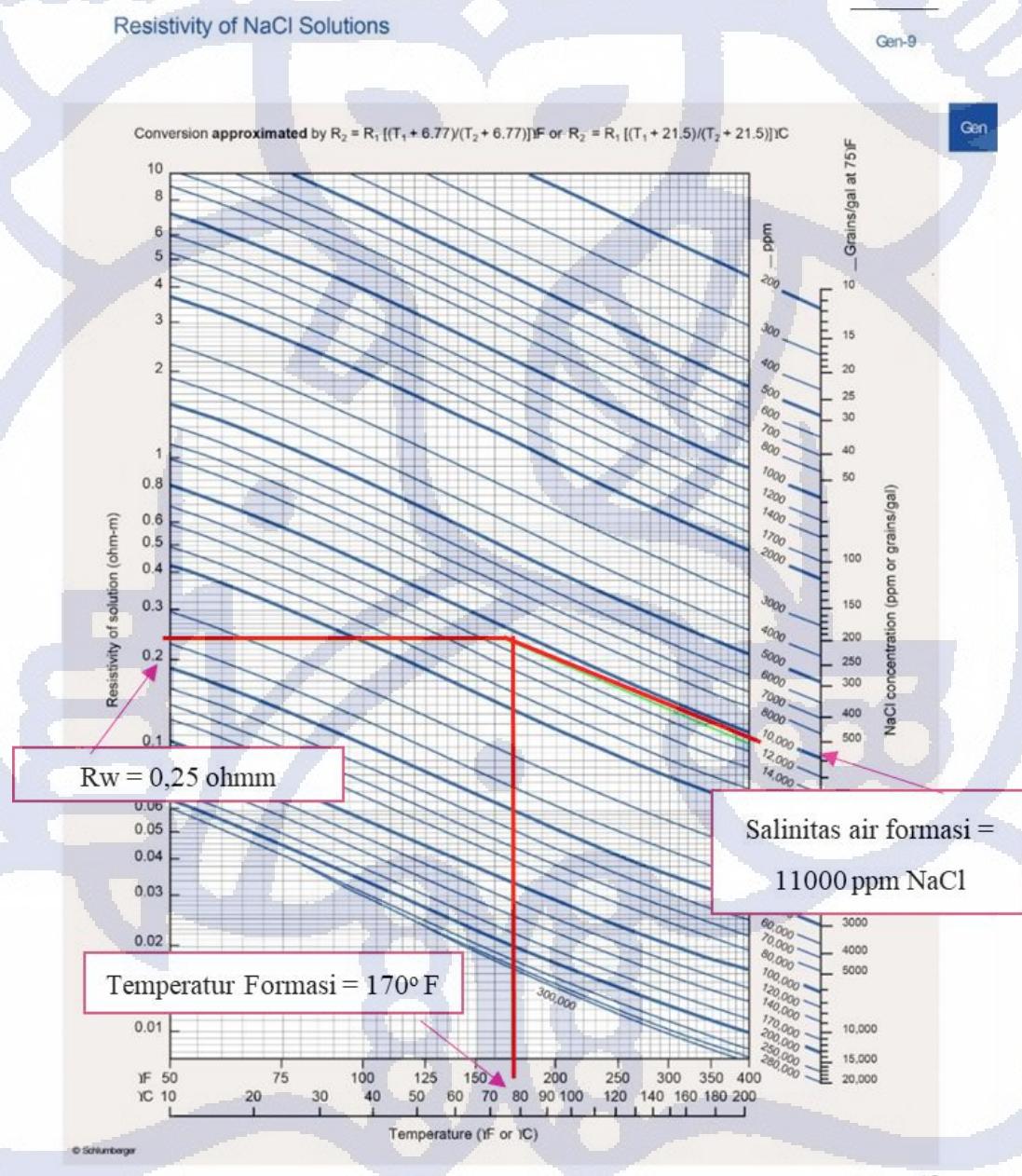
Garis $S_w = 100\%$ kemudian diletakkan pada posisi titik-titik yang menandakan bahwa hidrokarbon berada di sebelah kanan garis $S_w = 100\%$ dan air berada di sebelah kiri garis $S_w = 100\%$. Penentuan posisi dari garis $S_w = 100\%$ dibantu oleh data DST yang tersedia. Berdasarkan metode *pickett plot* pada **Gambar 3.10**, didapatkan nilai R_w sebesar 0,305 ohm.m; nilai a sebesar 1,65; dan nilai m sebesar 1,25.



Gambar 3.10 Metode *pickett plot* menggunakan data DST.

Hasil penentuan R_w dari metode *pickett plot* selanjutnya akan divalidasi dengan metode *formation water test*. Metode tersebut merupakan metode penentuan R_w yang didasarkan pada kandungan NaCl air formasi yang

telah dites pada sumur SEM-1. Kemudian dilakukan penentuan kadar Na^+ dan Cl^- (dalam ppm) dan diplot pada *Resistivity of NaCl Solution Chart* untuk mendapatkan nilai R_w (**Gambar 3.11**). Berdasarkan data tes sumur SEM-1, air formasi pada interval formasi Lower Arang (1300 mTVDSS) mempunyai salinitas sebesar 11000 ppm NaCl dengan temperatur interval tes sebesar 170° F.

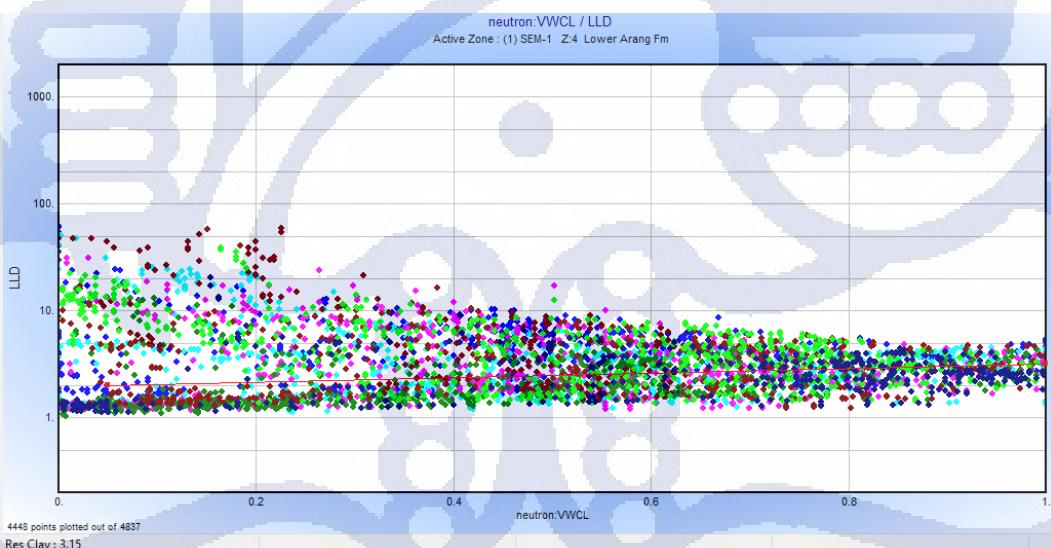


Gambar 3.11 Grafik Gen-9 Schlumberger yang menunjukkan hubungan resistivitas air formasi dengan konsentrasi NaCl dan temperatur formasi (*Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009*).

- Perhitungan Saturasi Air (Sw)

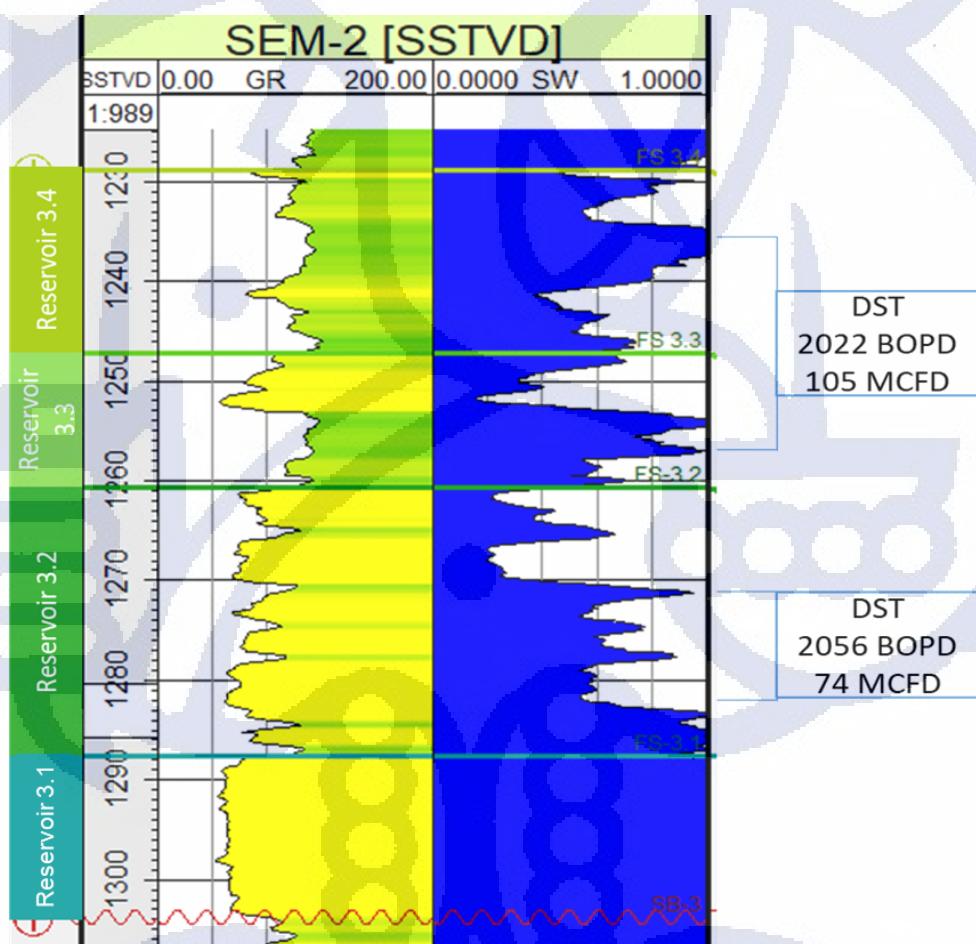
Perhitungan nilai saturasi air (Sw) akan dilakukan menggunakan persamaan Archie dan *modified* Simandoux. Persamaan Archie (Persamaan 2.7) dilakukan pada interval reservoir 3.1 mengingat rata-rata volume serpihnya sekitar 0,1 sehingga masuk kategori *clean sand*. Sedangkan 3 reservoir lainnya menggunakan *modified* Simandoux (Persamaan 2.6) karena termasuk kategori *shaly sand*. Pada interval penelitian ini, penentuan saturasi air dilakukan dengan mengombinasikan log porositas dengan log resistivitas (Rt yang merupakan bacaan resistivitas dalam dan Rw yang merupakan nilai parameter resistivitas air formasi), serta membutuhkan beberapa faktor formasi seperti faktor turtuositas (a), faktor sementasi (m), dan eksponen saturasi (n) yang telah ditentukan pada pembahasan sebelumnya.

Pada persamaan *modified* Simandoux, parameter yang belum diidentifikasi adalah Rsh (resistivitas serpih) yang merupakan bacaan log Rt pada zona dengan kandungan serpih hampir 100%. Pada penelitian ini, nilai resistivitas serpih didapatkan dari perpotongan garis regresi hasil plot silang Vsh-resistivitas dengan garis $V_{sh} = 100\%$ (**Gambar 3.12**). Dari plot silang tersebut, didapatkan nilai resistivitas serpih untuk interval Formasi *Lower Arang* adalah 3,15 ohm.m.



Gambar 3.12 Plot silang antara *deep resistivity* (LLD) pada sumbu-y dan volume serpih pada sumbu-x.

Gambar 3.13 menunjukkan contoh hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur SEM-2 menggunakan metode Archie pada reservoir 3.1 dan reservoir lainnya dengan *modified Simandoux*. Hasil perhitungan nilai saturasi air kemudian divalidasi oleh keberadaan minyak dari data tes sumur yang menunjukkan bahwa nilai perhitungan saturasi air sudah sesuai dengan data tes yang tersedia. Hasil perhitungan nilai saturasi air pada sumur yang lain ditampilkan pada **Lampiran D**. Pada reservoir 3.1 variasi nilai saturasi air hampir mencapai 1, hal ini kemungkinan letak reservoir 3.1 mendekati atau bahkan berada dibawah batas kontak air-minyak. Sementara pada reservoir lainnya memiliki saturasi air yang cukup baik dan dibuktikan dengan kehadiran hidrokarbon pada tes produksi.



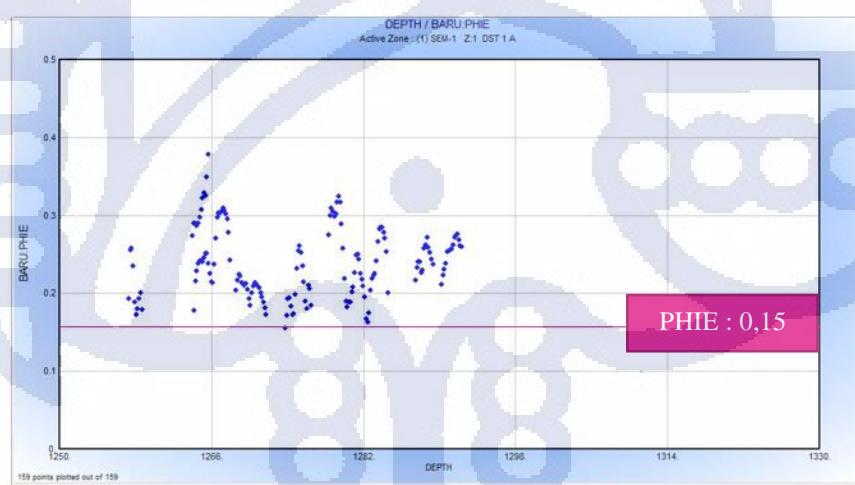
Gambar 3.13 Contoh hasil perhitungan saturasi air dengan metode *Archie* untuk reservoir 3.1 dan *modified Simandoux* untuk reservoir lainnya.

d. Analisis harga pancung (*cut off*)

Setelah dilakukan perhitungan properti petrofisika berupa volume serpih, porositas, dan saturasi air, selanjutnya dilakukan penentuan harga pancung sebagai batas ambang interval reservoir untuk dapat diperhitungkan sebagai zona *pay*. Penentuan harga pancung dilakukan pada ketiga properti petrofisika, yaitu porositas, volume serpih dan saturasi air. Analisis harga pancung dilakukan dengan nilai hasil tes sumur yang menghasilkan hidrokarbon (minyak) yang tersedia pada sumur SEM-1 dan SEM-2.

- Harga Pancung Porositas

Pada umumnya harga pancung porositas ditentukan menggunakan plot data porositas dan permeabilitas dari sumur produksi tapi hal tersebut tidak dapat dilakukan karena keterbatasan data. Perhitungan harga pancung dilakukan dengan membuat *scatter plot* antara kedalaman dan porositas dengan data sumur tes yang menghasilkan hidrokarbon (minyak) seperti pada **Gambar 3.14**. Nilai pancung didapatkan sebesar 0,15 (v/v), meskipun angka tersebut melebihi angka kelaziman yang digunakan pada industri migas di Indonesia (0,1 v/v), tetapi hal ini masih mungkin dipertimbangkan karena litologi *shaly sand*.

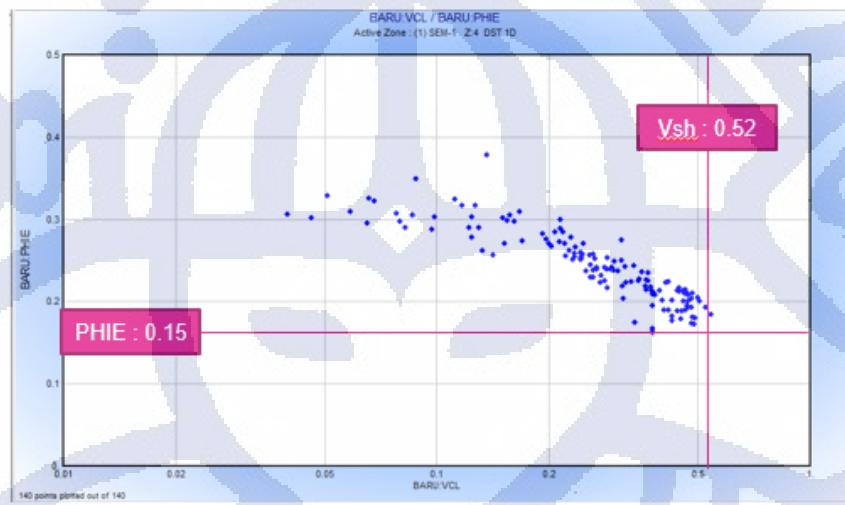


Gambar 3.14 Harga pancung porositas sebesar 0,15 (v/v) dengan plot nilai data tes sumur yang menghasilkan minyak

- Harga Pancung Volume Serpih

Penentuan harga pancung volume serpih dilakukan dengan plot silang antara porositas efektif dan volume serpih. Dengan hal tersebut, diperoleh batas

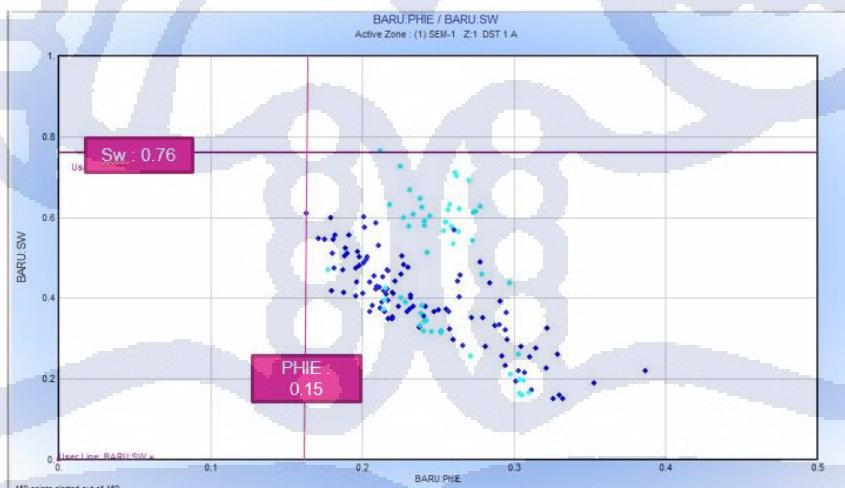
nilai volume serpih sebesar 0,52 yang menghasilkan hidrokarbon dengan porositas efektif minimal 0,15.



Gambar 3.15 Penentuan harga pancung volume serpih dengan plot silang antara volume serpih dan porositas.

- Harga Pancung Saturasi Air

Penentuan harga pancung saturasi air dilakukan dengan *scatter plot* antara saturasi air dan porositas efektif. Harga pancung porositas tetap digunakan dalam menentukan harga pancung saturasi air. Dengan hal tersebut, diperoleh batas nilai saturasi air sebesar 0,76 yang menghasilkan hidrokarbon dengan porositas efektif minimal 0,15.



Gambar 3.16 Penentuan harga pancung saturasi air dengan plot silang antara saturasi air dan porositas.

3.2 Pengolahan dan Analisis Data Seismik

Pengolahan data seismik bertujuan untuk memperoleh informasi mengenai kondisi struktural, distribusi ketebalan, dan sebagai kerangka dasar pembuatan model reservoir. Secara umum tahapan dalam pengolahan data seismik terdiri dari tahap pengikatan data sumur dan tahap interpretasi horizon dan sesar.

a. Pengikatan Data Sumur

Pengikatan data sumur merupakan metode untuk menyesuaikan data log tali kawat yang memiliki domain kedalaman dengan data seismik yang memiliki domain waktu. Untuk melakukan metode ini dibutuhkan data *checkshot*, log *sonic*, dan marker stratigrafi. Data *checkshot* tersedia pada sumur 1 dan sumur 2. Selain data *checkshot*, data *marker* yakni batas satuan juga dibutuhkan untuk melakukan penngikatan data sumur. *Marker* atau batas sekuen yang digunakan adalah *marker* formasi yang telah ditentukan sebelumnya.

Hal pertama yang dilakukan dalam pengikatan data sumur adalah proses ekstraksi *wavelet*. Ekstraksi *wavelet* merupakan prosedur untuk menentukan *wavelet* yang akan digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik dari hasil konvolusi dengan koefisien refleksi dari data lain (misal data log sumur). Data sumur kemudian dikonversi dari kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Proses ekstraksi *wavelet* tersebut dilakukan secara berulang (*try and error*) hingga menghasilkan korelasi yang baik. Korelasi dalam hal ini adalah metode untuk mengetahui tingkat keterkaitan antara dua peubah atau lebih yang digambarkan oleh besarnya koefisien korelasi. Koefisien korelasi adalah koefisien yang menggambarkan tingkat keeratan hubungan antar dua peubah atau lebih. *Wavelet* hasil estimasi ini kemudian dikonvolusikan dengan impedansi akustik menggunakan persamaan:

$$Z = \rho * Vp \quad \dots \dots \dots \quad (3.1)$$

Z = Impedansi Akustik

ρ = Densitas (gr/cm³)

Vp = Kecepatan gelombang P

Hal tersebut dilakukan untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well tie*. Sebelum melakukan proses *well tie*, data sumur (log

sonic) akan dikonversikan terlebih dahulu dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan menggunakan data *checkshot*. Proses *well tie* pada dasarnya banyak dipengaruhi oleh proses *stretch/squeeze* dengan toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*. Proses pemilihan *wavelet* sangat mempengaruhi nilai korelasi yang didapatkan pada saat proses *well tie*. Korelasi yang baik antara seismogram sintetik yang dihasilkan *wavelet* pilihan dengan *trace* seismik dapat memudahkan dalam proses *picking* horizon pada tahap selanjutnya.

Hasil pengikatan sumur menunjukkan koefisien korelasi maksimum pada sumur SEM-1 sebesar 0,645 (**Gambar 3.18**) dan SEM-2 sebesar 0,667 (**Gambar 3.19**) dengan *time shift* sebesar 0 ms. Hal ini sesuai dengan syarat pengikatan data sumur yaitu koefisien korelasi minimal 0,6 dan *time shift* maksimal 10 ms dan hasilnya dapat digunakan untuk proses selanjutnya.

b. Interpretasi Data Seismik

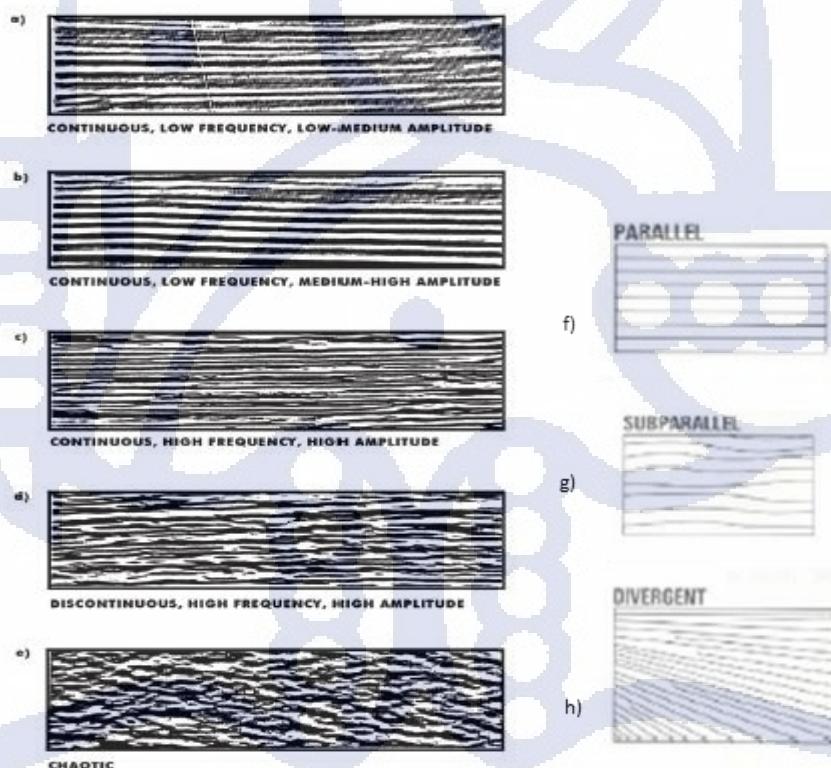
Setelah dilakukan pengikatan data sumur dengan data seismik, interpretasi data seismik dapat dilakukan. Dua hal yang diinterpretasi dari penampang seismik adalah sesar dan horizon. Interpretasi struktur sesar dilakukan terlebih dahulu untuk dijadikan kontrol dari kemenerusan setiap horizon.

Terdapat dua macam horizon yang akan diinterpretasi dalam penelitian, yaitu horizon puncak satuan batuan/formasi dan horizon dari puncak tiap reservoir. Interpretasi puncak satuan formasi dilakukan untuk memahami karakter seismik tiap formasi dalam daerah penelitian. Menurut Veeken (2014), fitur reflektor seismik yang dapat mendeskripsi karakter seismik adalah :

- Konfigurasi reflektor. Hal ini berhubungan dengan geometri perlapisan yang dibagi menjadi paralel/ sub-paralel, divergen, *chaotic* (tidak beraturan) dan lain-lain (**Gambar 3.17**).
- Amplitudo. Hal ini berhubungan dengan kekuatan refleksi, kontras litologi, spasi perlapisan, dan konten fluida (**Gambar 3.17**).
- Frekuensi. Hal ini mampu memberikan estimasi mengenai ketebalan dan konten fluida (**Gambar 3.17**).

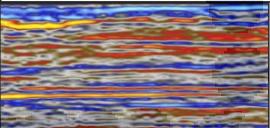
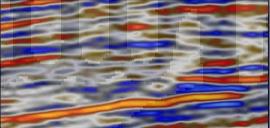
- Kontinuitas. Hal ini menunjukkan kemenerusan dari suatu lapisan yang secara langsung berhubungan dengan proses sedimentasi (**Gambar 3.17**).

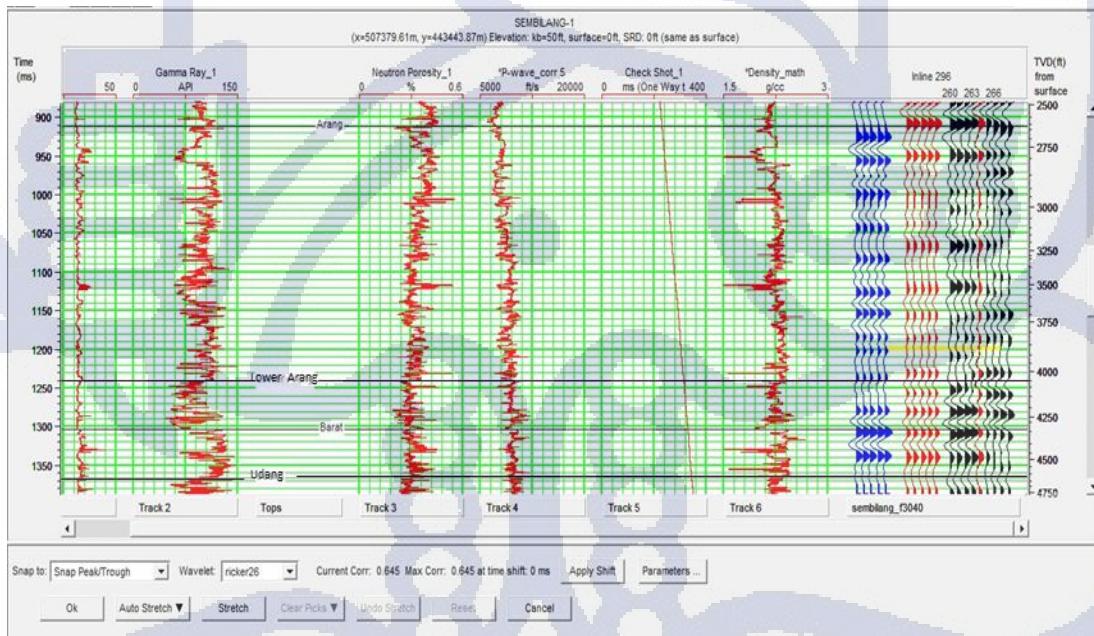
Tabel 3.1 merupakan hasil karakterisasi dari reflektor seismik tiap satuan/formasi yang ada di daerah penelitian. **Gambar 3.20 - Gambar 3.22** merupakan contoh interpretasi sesar dengan horizon berupa puncak tiap reservoir. **Gambar 3.20** merupakan contoh penampang seismik *inline* atau barat-timur yang memperlihatkan adanya sesar-sesar normal pada daerah yang relatif utara. **Gambar 3.21** merupakan contoh penampang seismik *crossline* (utara-selatan) yang memperlihatkan adanya struktur antiklin berasosiasi dengan sesar naik. Apabila dilihat penampang berarah baratlaut-tenggara, terlihat hubungan sesar normal dan sesar naik (**Gambar 3.22**). **Gambar 3.23** merupakan contoh penampang seismik *arbitrary* yang melewati tiap sumur dengan horizon berupa ounck tiap formasi. Sementara pada **Gambar 3.24** teramati ketidakselarasan pada batas Formasi *Upper Arang* dengan Formasi Muda.



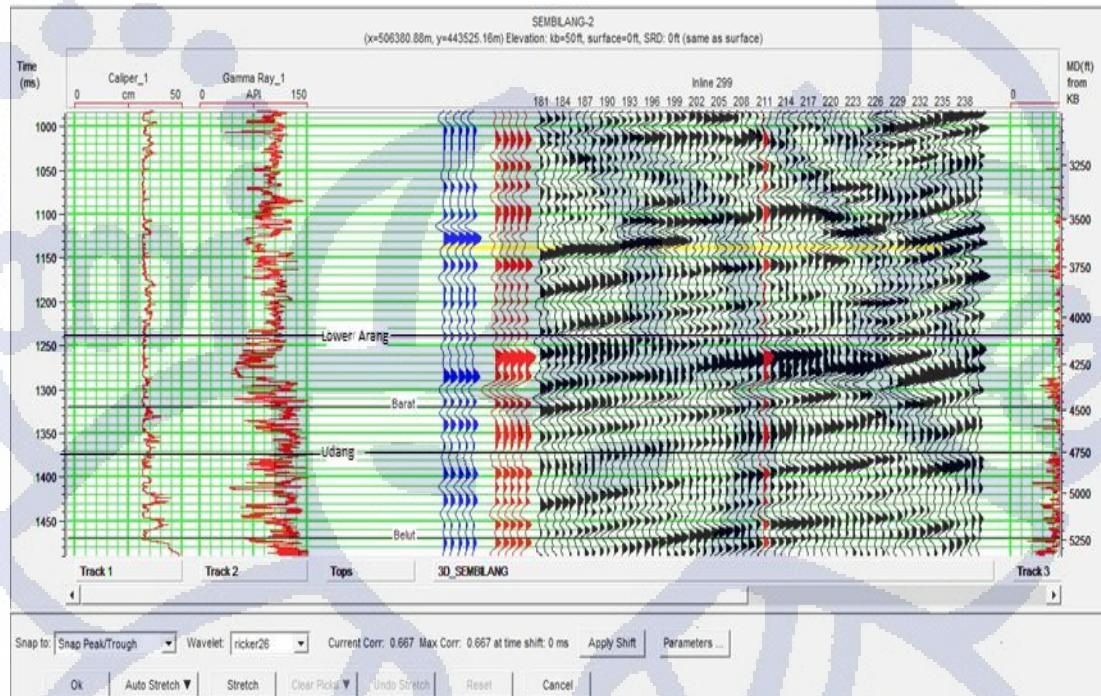
Gambar 3.17 Contoh karakter reflektor seismik dengan fitur kontinuitas, frekuensi, amplitudo (a-e), dan konfigurasi (f-h). (Veeken, 2014)

Tabel 3.1 Karakter reflektor seismik pada tiap formasi daerah penelitian.

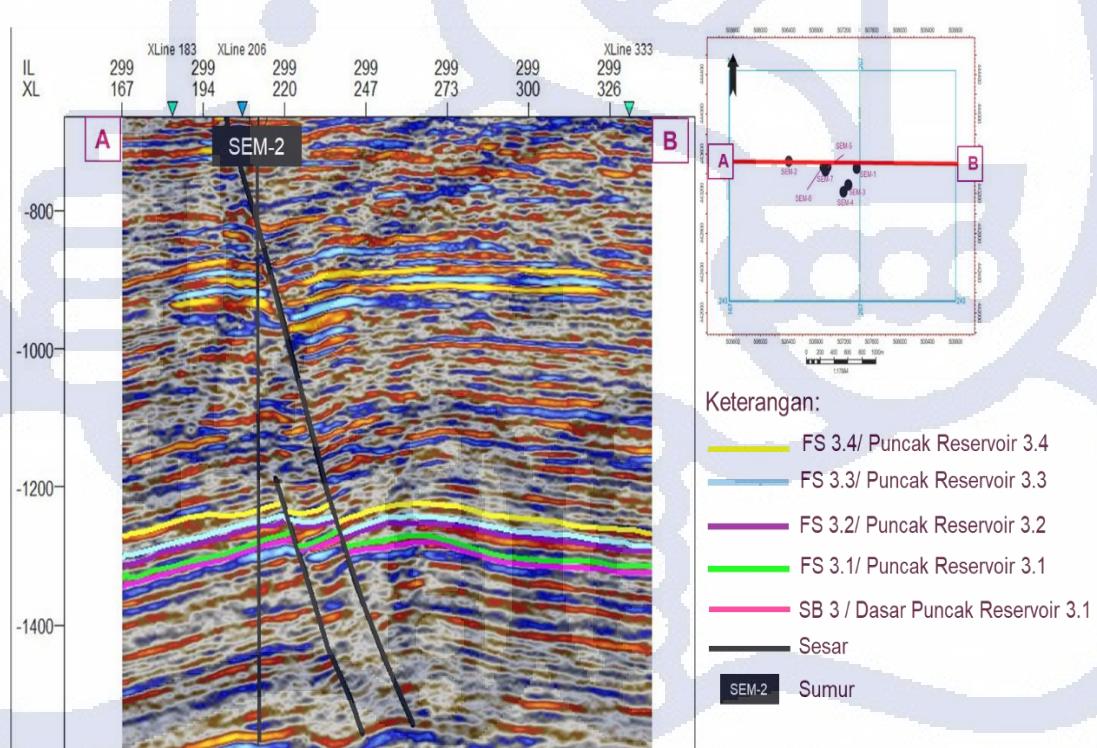
Reflektor	Satuan/Formasi	Karakter Reflektor
	Satuan Batulempung C/ Formasi Muda	<i>Continuous, high frequency, low-high amplitude, sub-parallel</i>
	Satuan Batulanau/ Formasi Upper Arang	<i>Sub-continuous, high frequency, low-medium amplitude, sub-parallel</i>
	Satuan Batupasir B/ Formasi Lower Arang	<i>Continuous, low frequency, medium-high amplitude, sub-parallel</i>
	Satuan Batulempung B/ Formasi Barat	<i>Sub-continuous, low frequency, low-medium amplitude, sub-parallel</i>
	Satuan Batupasir A/ Formasi Udang	<i>Sub-continuous, medium frequency, low-medium amplitude, sub-parallel</i>
	Satuan Batupasir B/ Formasi Gabus	<i>Continuous, low frequency, medium amplitude, sub-parallel</i>
	Batuan Dasar	<i>chaotic</i>



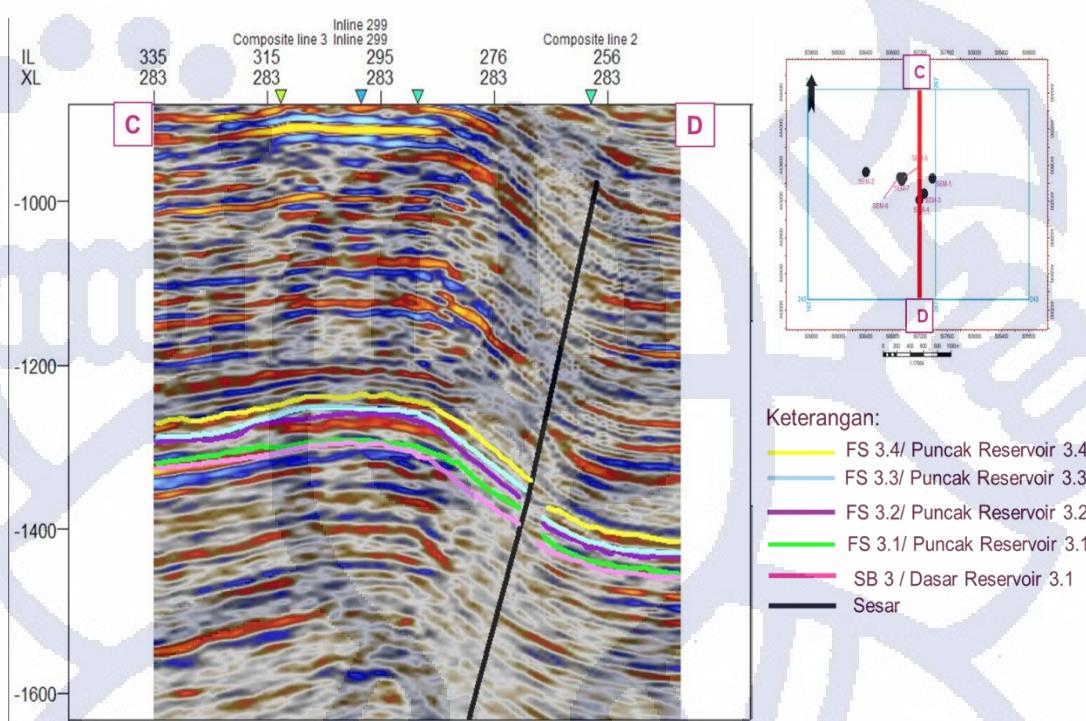
Gambar 3.18 Pengikatan data sumur dengan data seismik pada sumur SEM-1 menghasilkan koefisien korelasi sebesar 0,645.



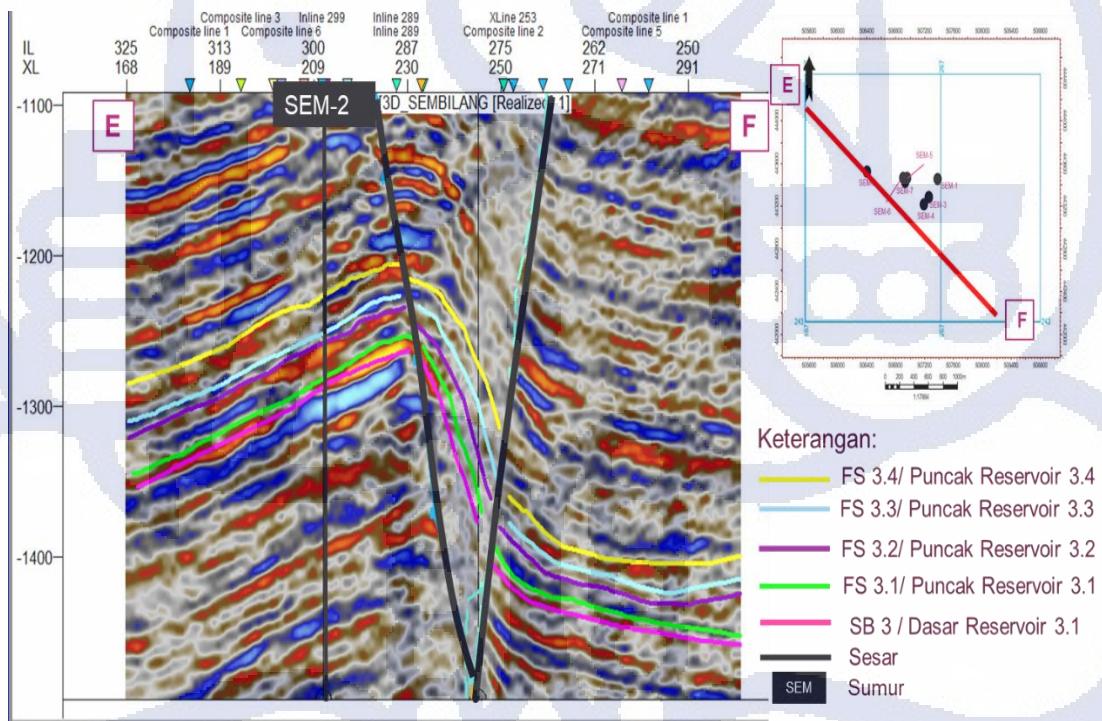
Gambar 3.19 Pengikatan data sumur dengan data seismik pada sumur SEM-2 menghasilkan koefisien korelasi sebesar 0,667.



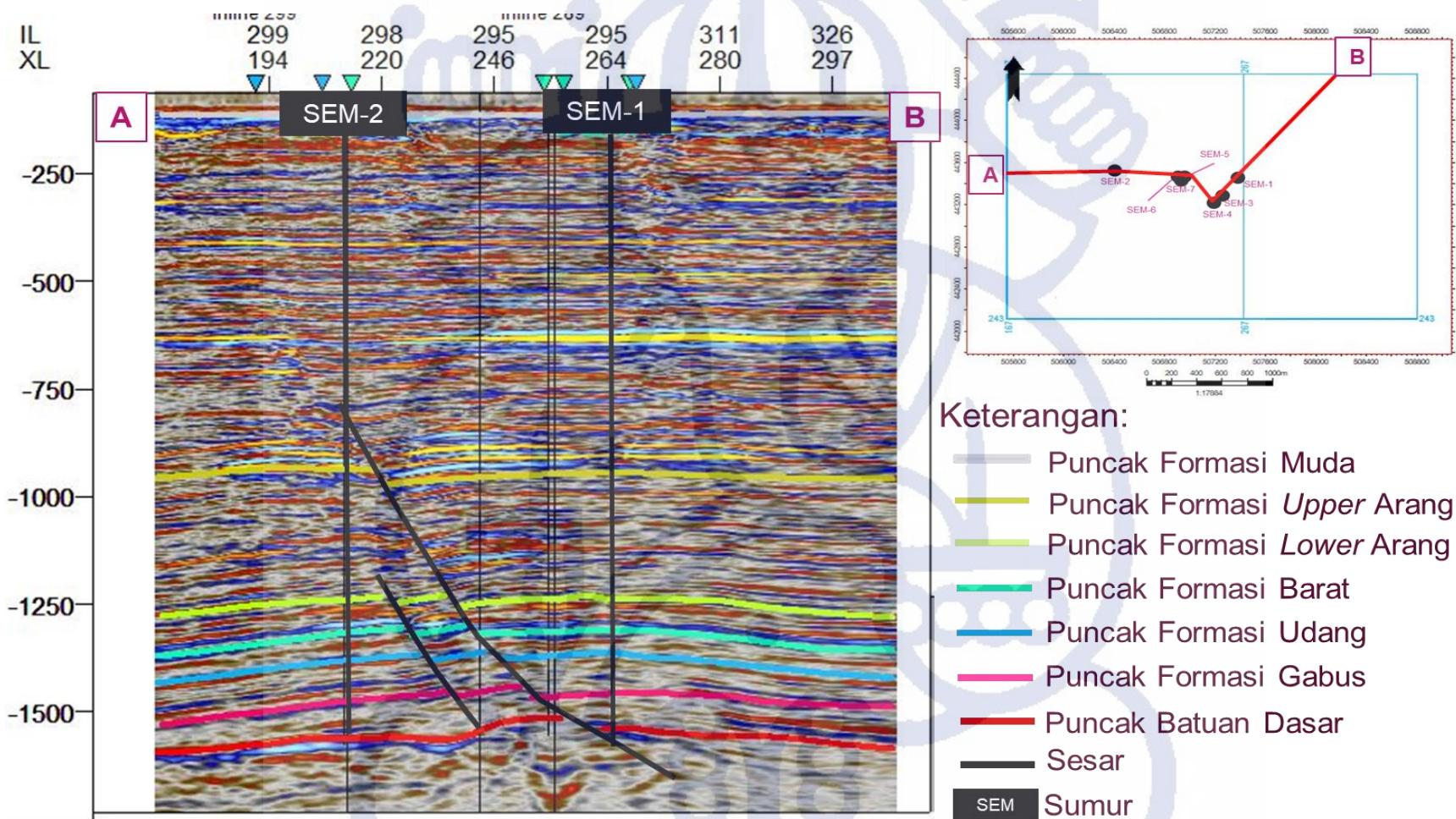
Gambar 3.20 Contoh penampang *inline* 299 (barat-timur) memperlihatkan struktur sesar normal dengan horizon berupa puncak tiap reservoir.



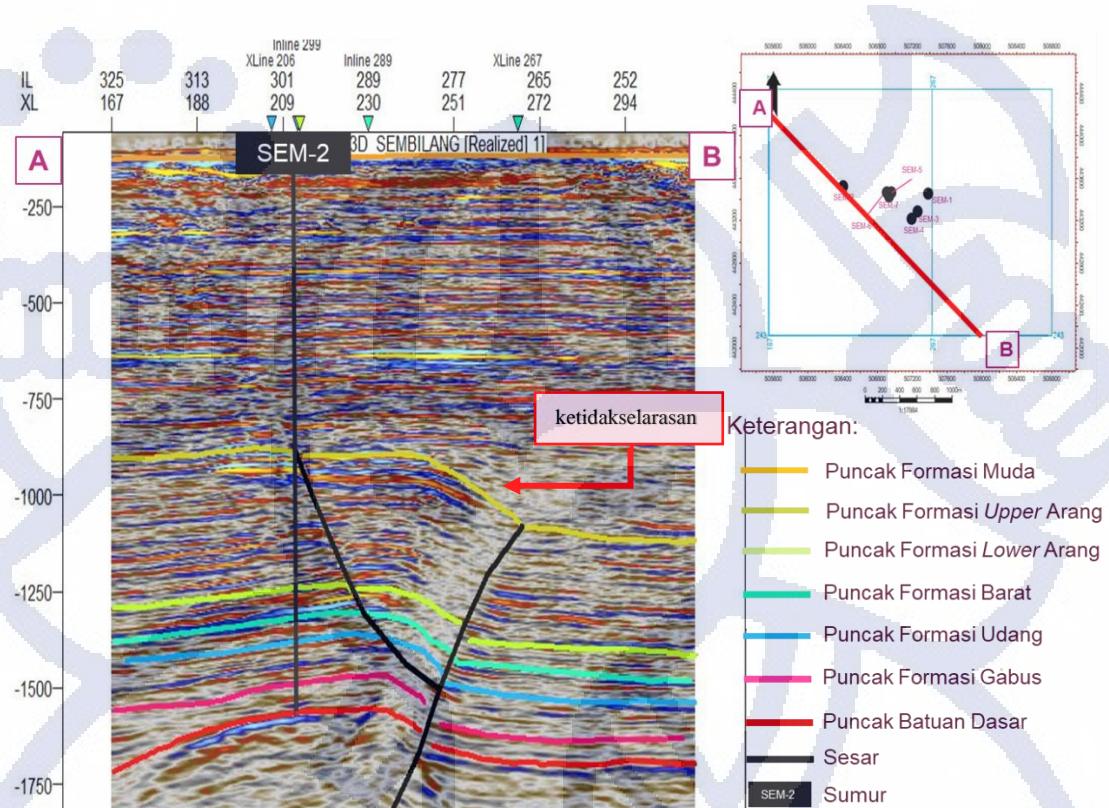
Gambar 3.21 Contoh penampang crossline 283 (utara-selatan) memperlihatkan struktur sesar naik dengan horizon berupa puncak tiap reservoir.



Gambar 3.22 Contoh penampang barat laut-tenggara memperlihatkan hubungan antara sesar normal dan sesar naik dengan horizon berupa puncak tiap reservoir.



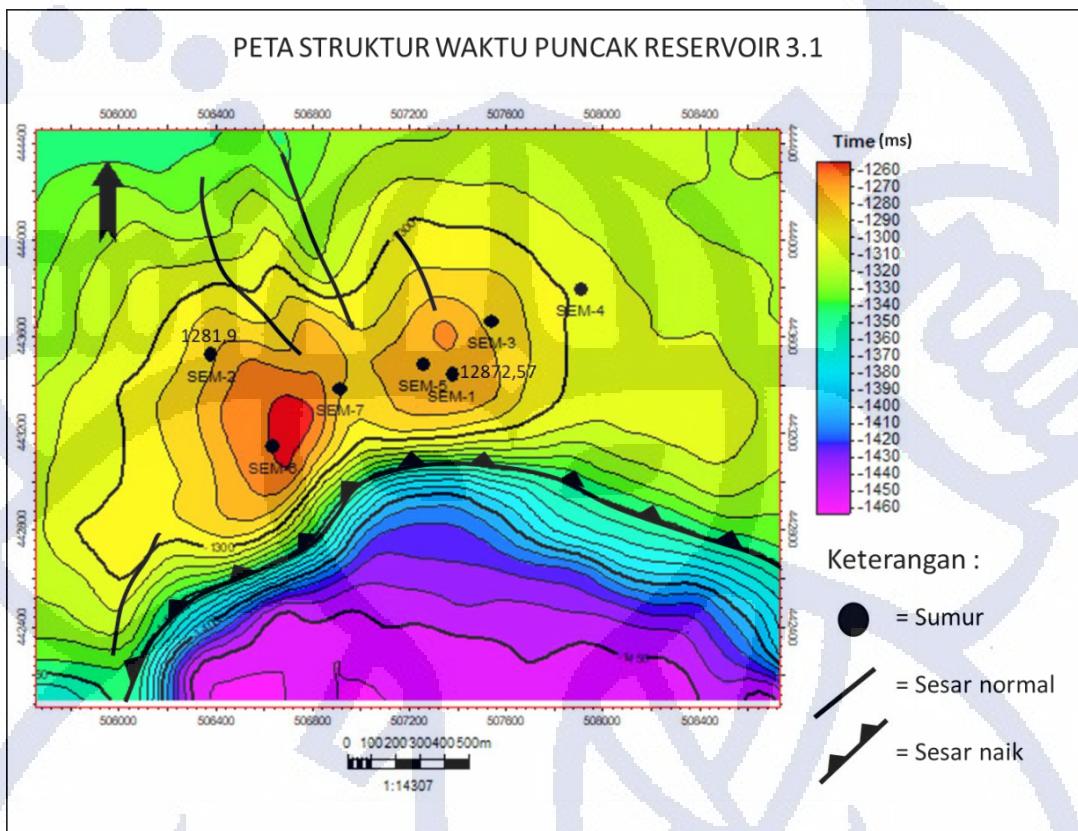
Gambar 3.23 Contoh penampang seismik *arbitrary* yang melewati tiap sumur dan menunjukkan hasil interpretasi satuan formasi.



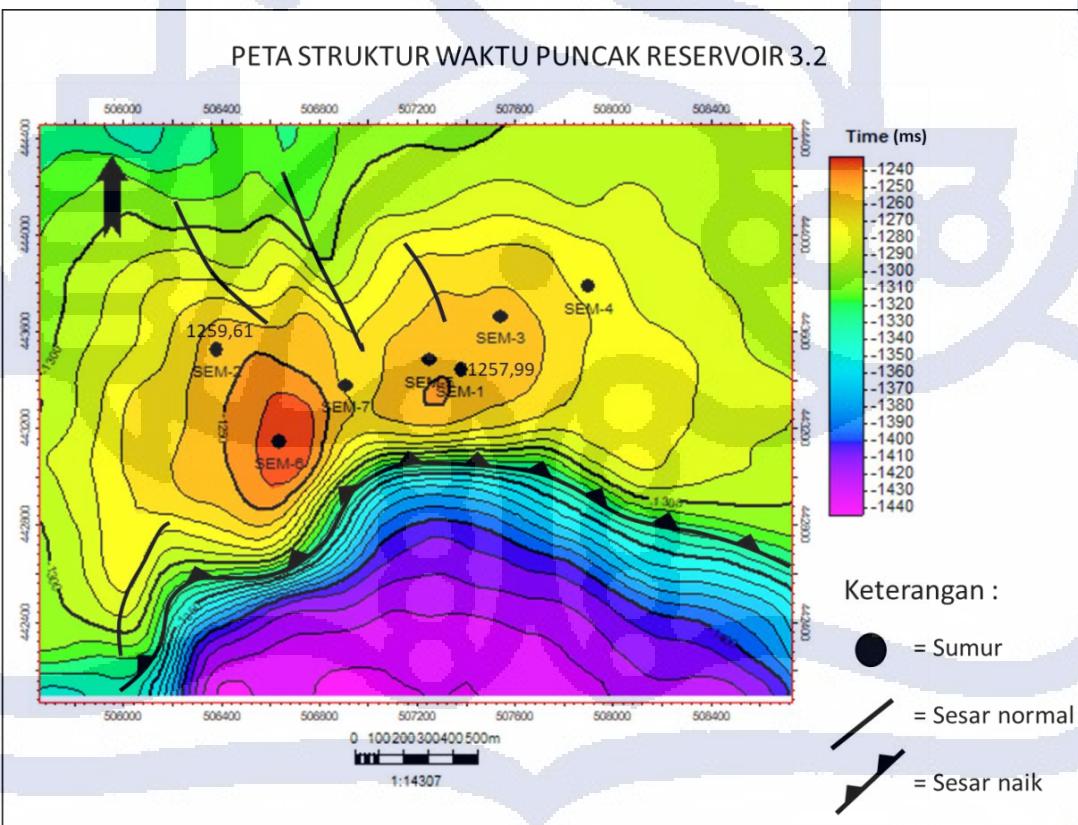
Gambar 3.24 Contoh penampang seismik baratlaut-tenggara yang menunjukkan horizon formasi daerah penelitian dan terlihat bukti ketidakselarasan.

3.2.1 Pembuatan Peta Struktur Kedalaman

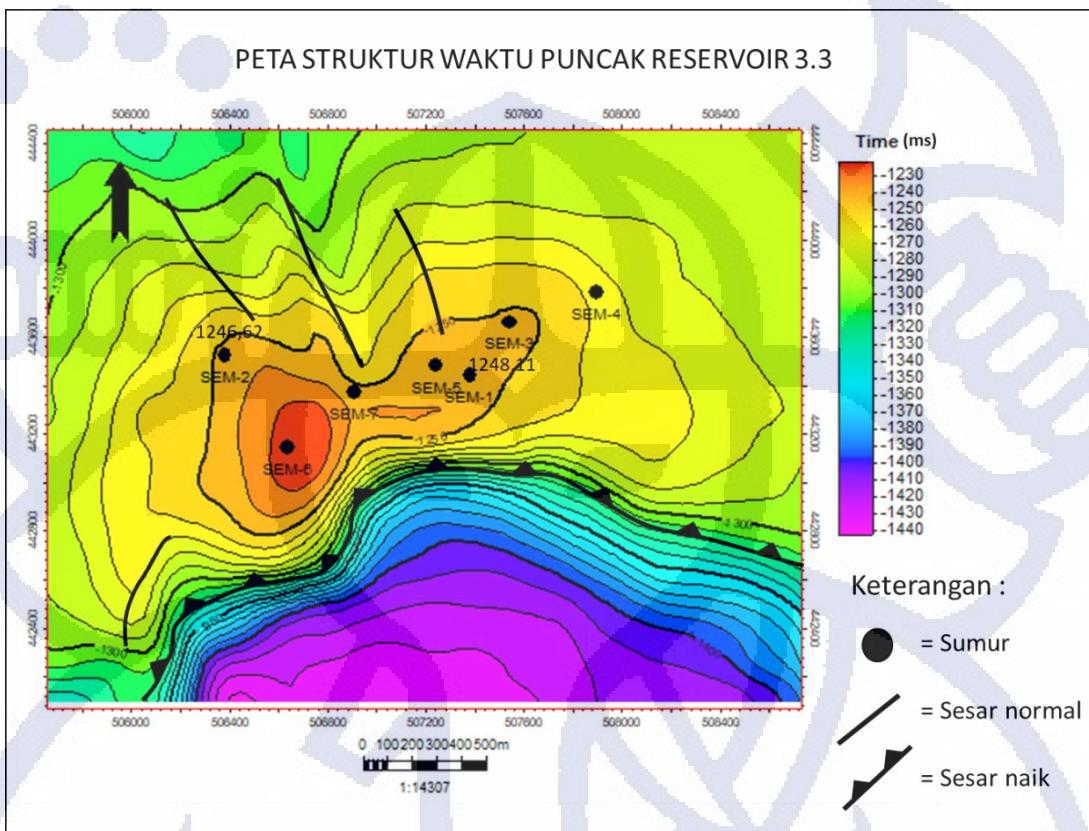
Peta struktur kedalaman didapatkan melalui hasil konversi dari peta struktur waktu. Peta struktur waktu tersebut merupakan peta permukaan dari horizon yang telah diinterpretasi oleh penulis sebelumnya. Peta struktur waktu ini diperoleh melalui proses *make/edit surface* menggunakan *input* hasil interpretasi horizon pada penampang seismik dari proses sebelumnya. **Gambar 3.25 - Gambar 3.28** masing-masing menunjukkan peta struktur waktu puncak tiap reservoir. **Gambar 3.29 - Gambar 3.32** adalah peta struktur kedalaman yang dihasilkan pada masing-masing horizon puncak reservoir. Peta struktur kedalaman tersebut akan digunakan untuk penentuan model struktur tiga dimensi dari setiap interval reservoir.



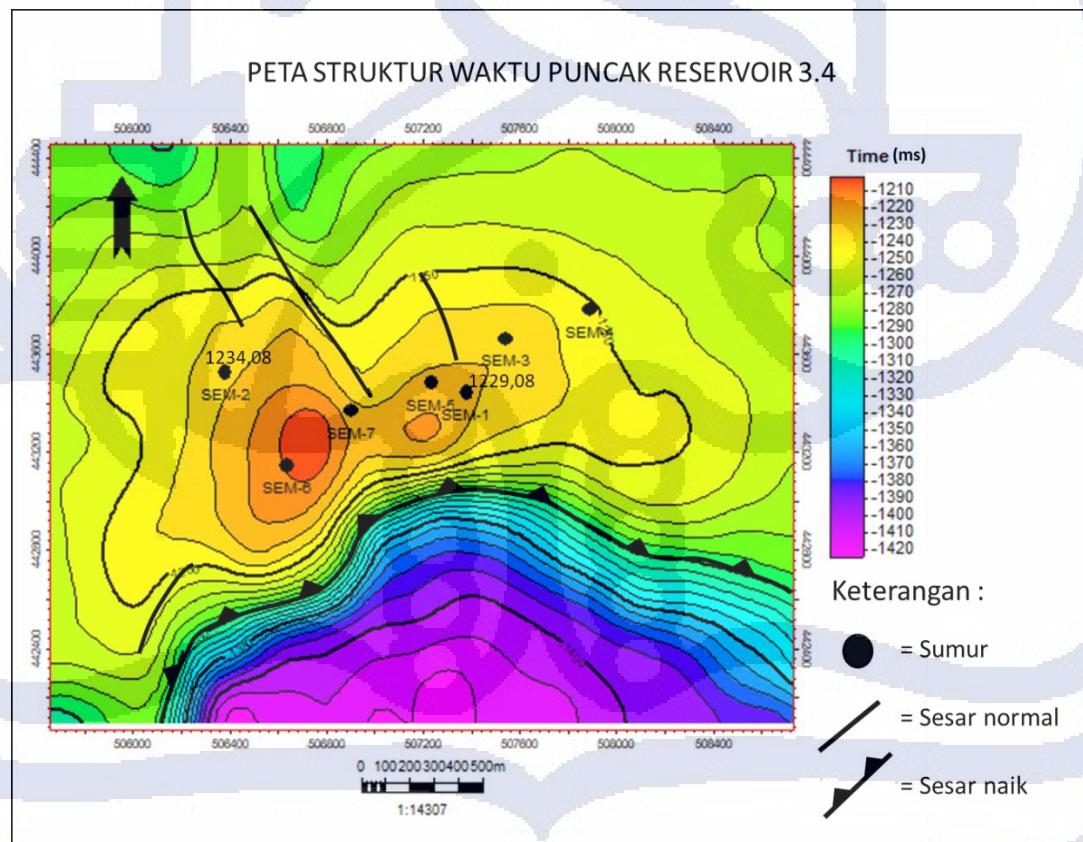
Gambar 3.25 Peta struktur waktu puncak reservoir 3.1.



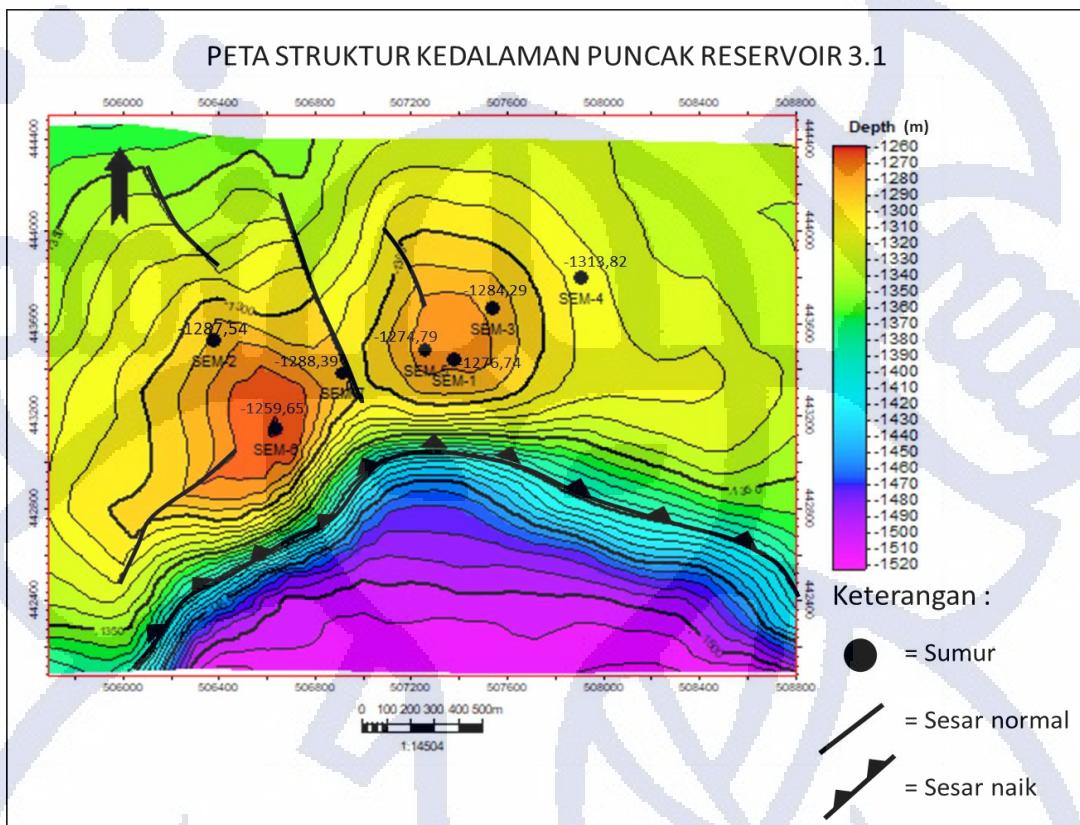
Gambar 3.26 Peta struktur puncak waktu reservoir 3.2.



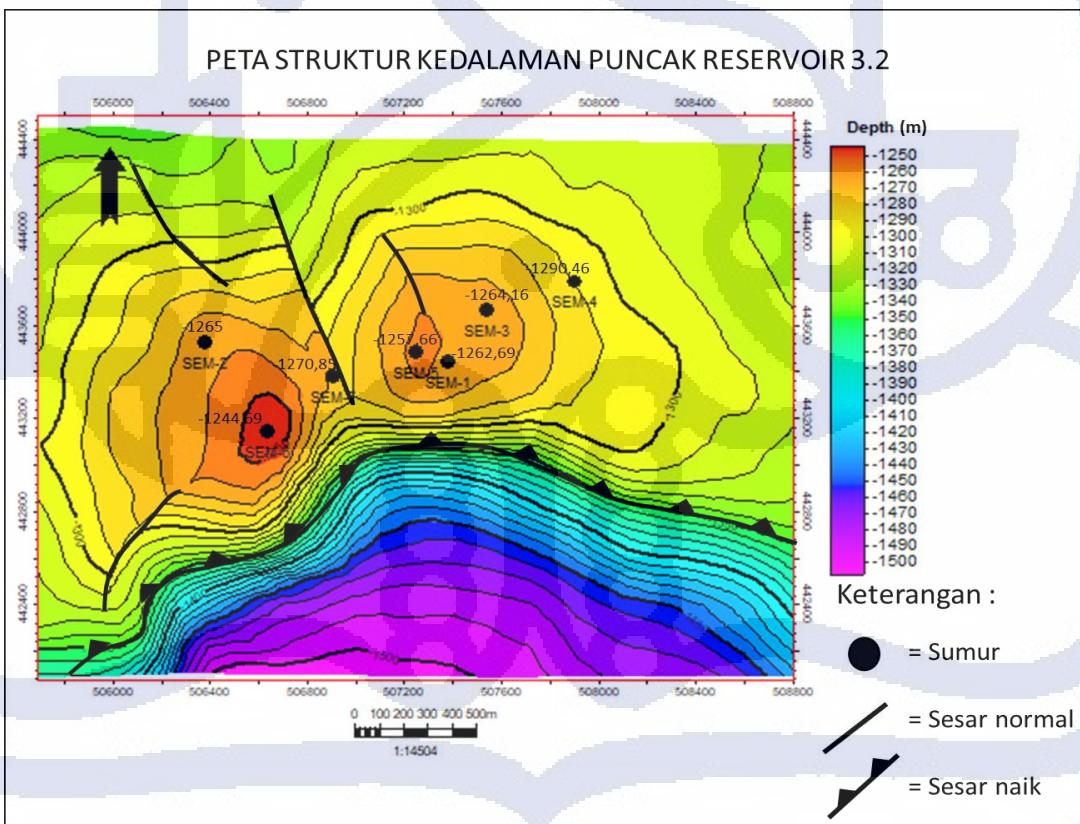
Gambar 3.27 Peta struktur waktu puncak reservoir 3.3.



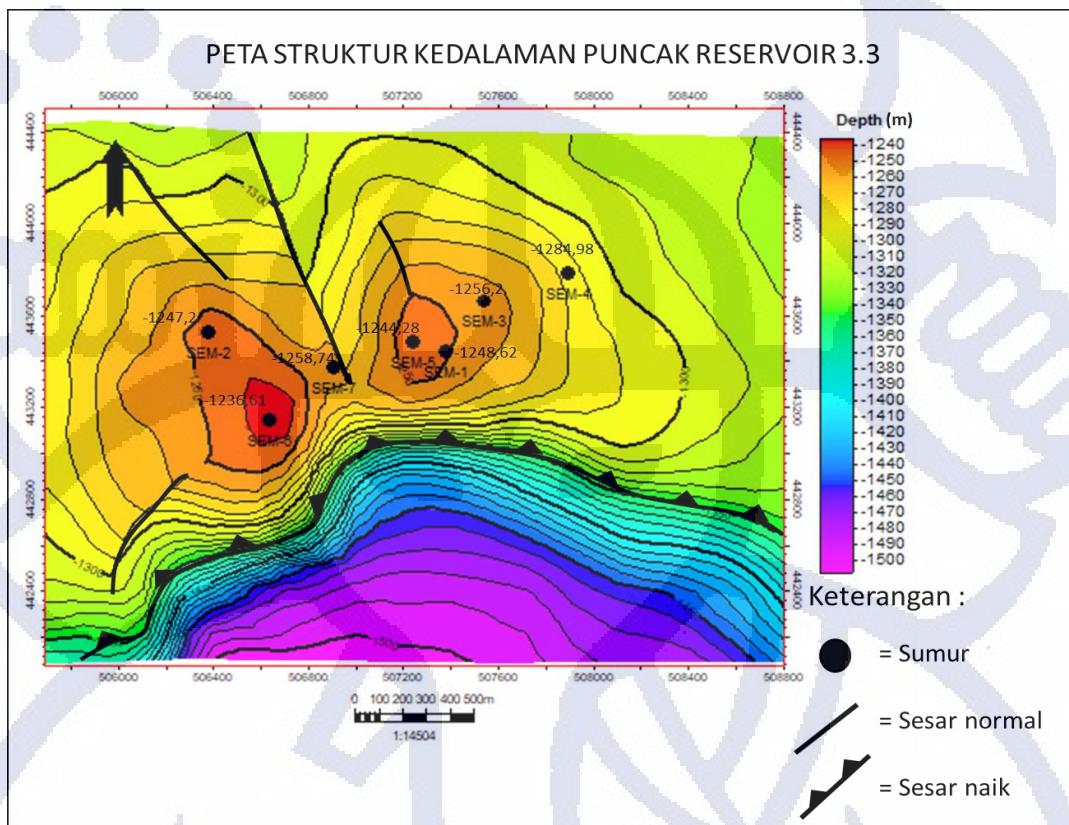
Gambar 3.28 Peta struktur waktu puncak reservoir 3.4.



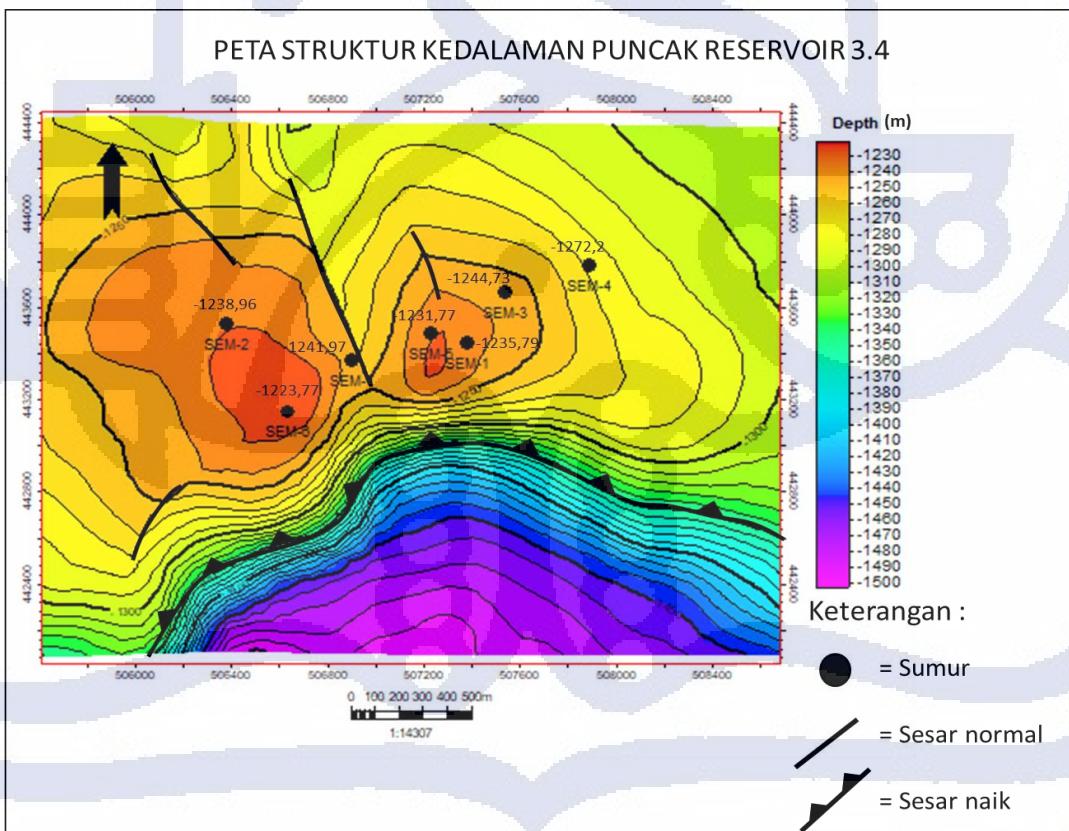
Gambar 3.29 Peta struktur kedalaman puncak reservoir 3.1.



Gambar 3.30 Peta struktur kedalaman puncak reservoir 3.2.



Gambar 3.31 Peta struktur kedalaman puncak reservoir 3.3.



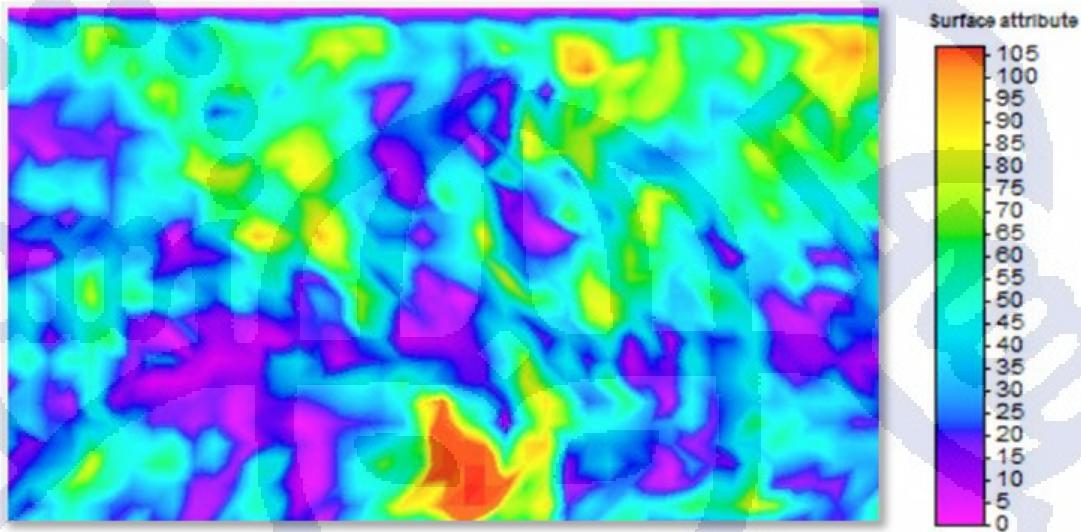
Gambar 3.32 Peta struktur kedalaman puncak reservoir 3.4.

3.2.2 Pembuatan Atribut Seismik

Data seismik juga dapat digunakan untuk mengetahui penyebaran batuan reservoir secara lateral, terlebih lagi data seismik tiga dimensi yang cakupannya menyeluruh pada area penelitian. Metode yang dimaksud ialah atribut seismik. Atribut seismik adalah segala informasi yang bisa didapatkan dari data seismik melalui pengukuran secara langsung maupun dengan melakukan analisis berdasarkan pengalaman (Taner, 2001). Atribut seismik memiliki banyak jenisnya dan tiap atribut tersebut saling berhubungan satu sama lain. Beberapa atribut memiliki sensitivitas terhadap sifat litologi tertentu dan beberapa atribut lainnya lebih baik di dalam menampilkan informasi ataupun anomali bawah permukaan yang pada awalnya tidak teridentifikasi oleh data konvensional.

Pada penelitian ini analisis atribut seismik yang dilakukan adalah analisis atribut amplitudo. Atribut amplitudo merupakan atribut paling dasar dari rekaman seismik. Amplitudo memiliki makna secara geologi, yaitu berkaitan dengan densitas batuan. Jenis atribut amplitudo yang digunakan pada penelitian kali ini adalah *Root Mean Square (RMS) amplitude*. *RMS amplitude* adalah akar kuadrat dari penjumlahan kuadrat amplitudo data seismik.

Pembuatan peta *RMS amplitude* dilakukan dengan cara memroses atribut permukaan (*surface attributes*) berupa *RMS amplitude* dari horizon seismik di interval batas jendela atas dan jendela bawah. Interval ketebalan yang dipilih merupakan interval ketebalan *gross sand* dari interval reservoir. Akan tetapi hasil dari pemetaan *RMS amplitude* tidak dapat digunakan untuk seluruh daerah penelitian, karena di beberapa bagian atribut seismik terpengaruh oleh sesar. Oleh karena itu, peta *RMS amplitude* tidak dapat menjelaskan geometri dari tubuh batupasir seluruh daerah penelitian. Akan tetapi peta ini menunjukkan orientasi umum yang berarah baratlaut-tenggara (**Gambar 3.33**).



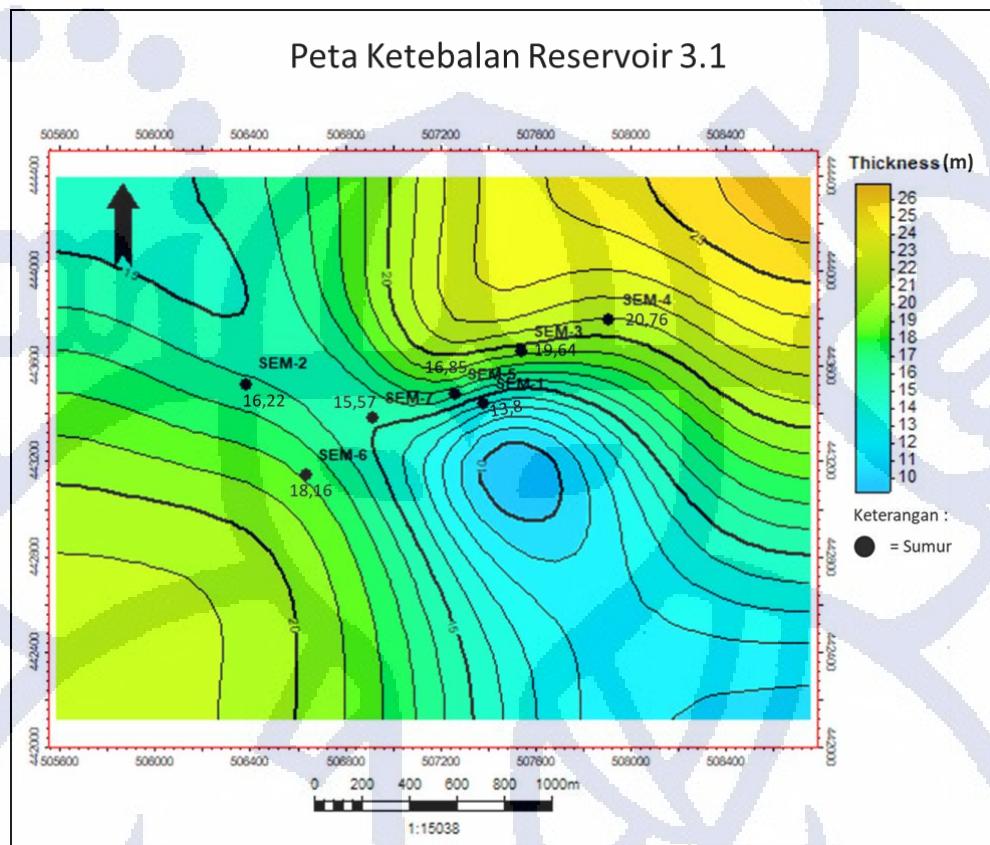
Gambar 3.33 Peta hasil atribut seismik *RMS amplitude* yang menunjukkan sebaran batupasir berorientasi barat laut-tenggara

3.2.3 Analisis Hasil Pengolahan Data Seismik

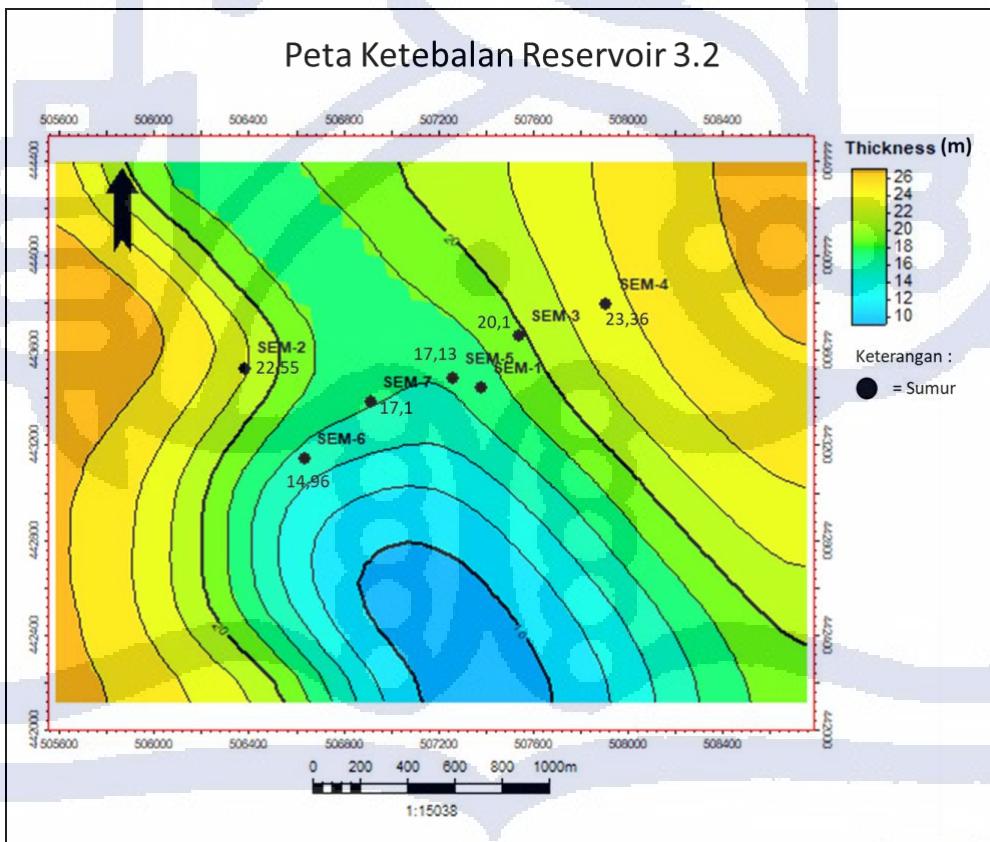
Pengolahan data seismik disertai pengolahan data sumur yang sebelumnya dilakukan, dihasilkan peta struktur kedalaman disertai dengan sesar-sesar yang juga sudah dalam domain kedalaman. Berdasarkan peta struktur kedalaman yang dihasilkan, dapat terlihat perkiraan *closure* di tengah daerah penelitian yang terpotong oleh sesar normal berarah barat laut-tenggara. Kemudian terdapat struktur sesar naik pada selatan daerah penelitian yang berasosiasi dengan antiklin berarah timur laut-barat daya. Pengolahan atribut seismik dengan metode *RMS amplitude* menunjukkan adanya orientasi penyebaran batupasir yang berarah barat laut-tenggara.

3.2.4 Pembuatan Peta Ketebalan

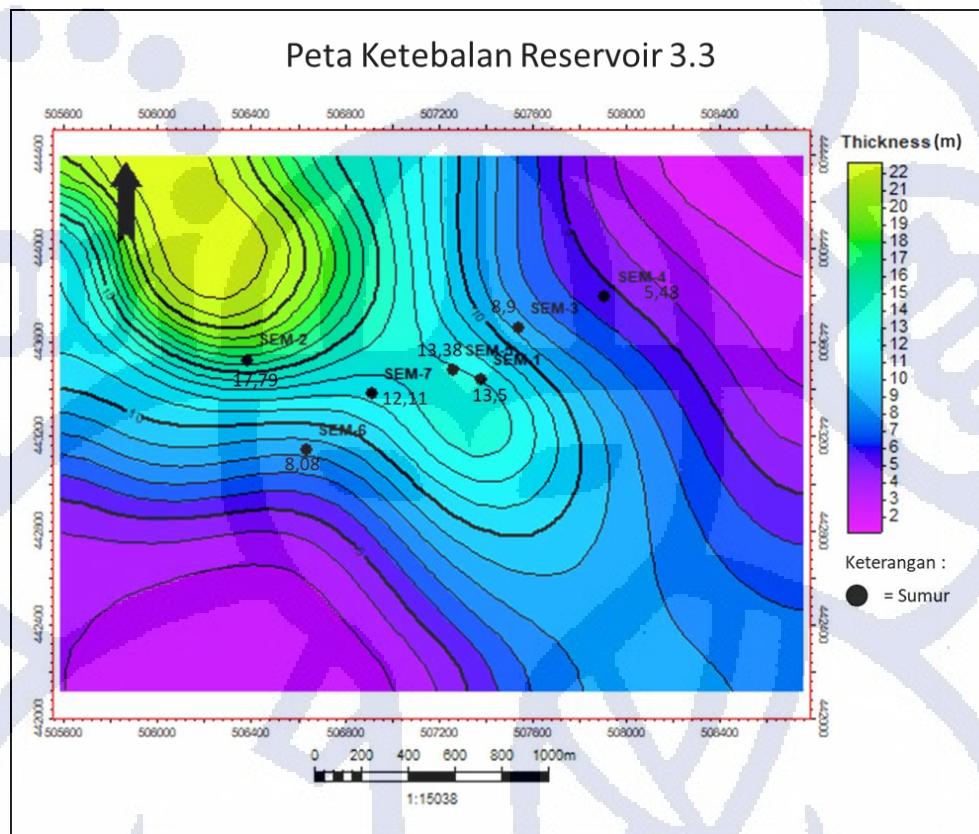
Peta ketebalan dibuat manual oleh penulis dengan metode kontur. Kontur dilakukan berdasarkan data ketebalan (*gross sand*) tiap sumur dengan acuan orientasi yang dihasilkan dari metode atribut seismik *RMS amplitude*. Orientasi sebaran batupasir dari *RMS amplitude* yang berarah barat laut-tenggara diimanfaatkan untuk menjadi panduan dalam membuat peta ketebalan. **Gambar 3.34** sampai **Gambar 3.37** berturut-turut memperlihatkan peta ketebalan dari reservoir 3.1; 3.2; 3.3; dan 3.4.



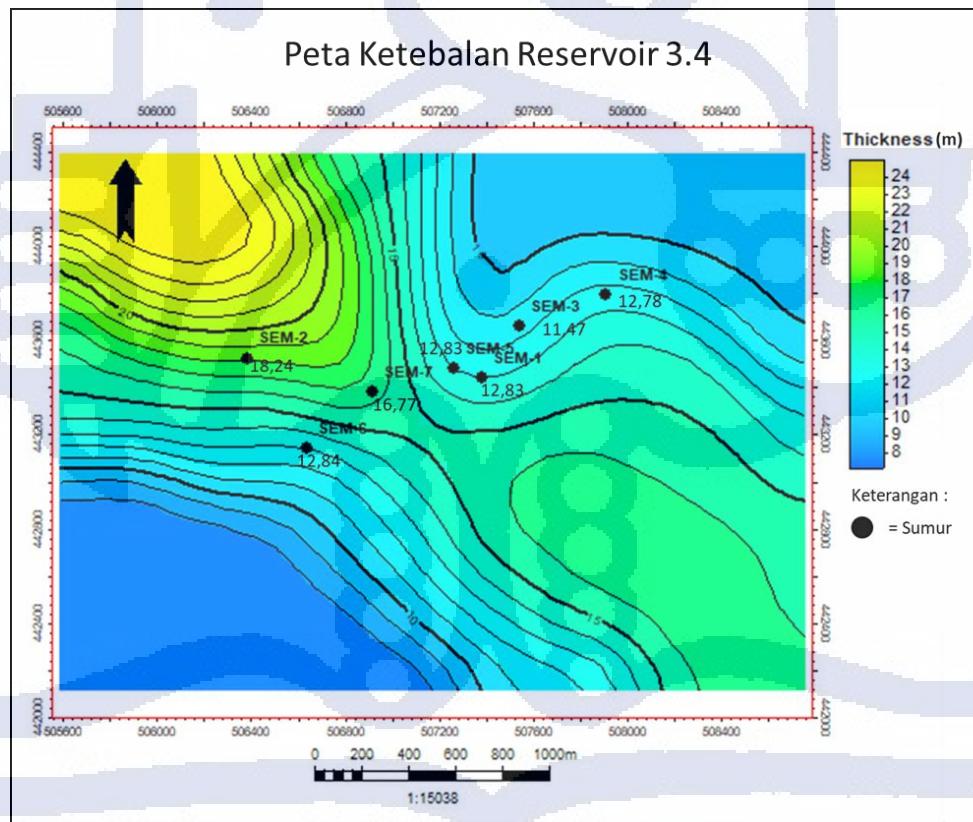
Gambar 3.34 Peta ketebalan reservoir 3.1.



Gambar 3.35 Peta ketebalan reservoir 3.2.



Gambar 3.36 Peta ketebalan reservoir 3.3.



Gambar 3.37 Peta ketebalan reservoir 3.4.