

IDENTIFIKASI PATAHAN DAN KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK ATRIBUT DAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A

Noris Herlambang^{*1)}, Bagus Sapto Mulyanto¹⁾, Ordas Dewanto¹⁾, Franciscus Boethe Sinartio²⁾

¹⁾Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung

²⁾PT. Imbondeiro Global Solution

Jl.Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

Email*: norisherlambang8@gmail.com

ABSTRAK

Metode seismik atribut amplitudo dan *sweetness* dapat digunakan untuk mendeliniasi patahan yang menjadi perangkap potensial dalam suatu reservoir hidrokarbon. Untuk mengkarakterisasi reservoir dilakukan metode inversi seismik impedansi akustik yang dilakukan dengan menggunakan data seismik dan data sumur sebagai kontrolnya. Hasil peta atribut amplitudo dan *sweetness* menunjukkan tiga jenis patahan pada daerah penelitian yaitu *normal fault*, *reverse fault*, dan *strike slip fault*. *Strike slip fault* di sisi utara daerah penelitian bersifat *leaking* yang menjadi jalur migrasi hidrokarbon yang terperangkap oleh lapisan impermeabel di atasnya. Sifat *leaking* pada *strike slip fault* di sisi utara daerah penelitian juga diperkuat dengan besarnya nilai porositas di sekitar *strike slip fault* bila dibandingkan dengan daerah disekitarnya. Hasil inversi impedansi akustik pada formasi Tensleep menunjukkan nilai impedansi akustik yang rendah yaitu berkisar 34.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 36.000 (ft/s)*(g/cc). Pengaruh *normal fault* yang membagi daerah penelitian menjadi dua *dome* dapat terlihat pada hasil inversi yang menunjukkan nilai impedansi akustik yang lebih rendah di sisi utara daerah penelitian. Litologi yang terdapat pada formasi Tensleep terdiri dari batupasir dan sisipan *dolomite* dengan nilai porositas efektif pada sumur 25-1X-14 sebesar 0.074, sumur 48X-28 sebesar 0.108, sumur 61-2-x-15 sebesar 0.085, dan sumur 67-1-TpX-10 sebesar 0.079.

ABSTRACT

Seismic methods of amplitude attribute and *sweetness* can be used to delineate fault that becomes potential traps in a hydrocarbon reservoir. To characterize the reservoir, an acoustic impedance seismic inversion method is performed using seismic data and well data as its control. Map results attribute amplitude and *sweetness* indicate three types of faults in the research area that is normal fault, reverse fault, and strike slip fault. The strike slip fault on the north side of the leaked study area becomes the hydrocarbon migration path trapped by the impermeable layer above it. The leaking nature of the strike slip fault on the north side of the study area is also reinforced by the magnitude of the porosity around the slip fault strike when compared to the surrounding area. The result of inversion of acoustic impedance in Tensleep formation shows low acoustic impedance that is about 34.000 (ft/s)*(g/cc) to 36.000 (ft/s)*(g/cc). The effect of normal fault that divided the research area becomes two dome can be seen in the inversion result that showed a lower acoustic impedance value on the north side of the research area. The lithology present in the Tensleep formation consisted of sandstone and dolomite inserts with effective porosity at 25-1x-14 wells of 0.074, 48X-28 wells of 0.108, wells 61-2-x-15 of 0.085, and 67-1-TpX-10 wells of 0.079.

Keyword: Fault, Seismic Attribute, Acoustic Impedance

I. PENDAHULUAN

Dalam eksplorasi hidrokarbon yang

menjadi perhatian utama dalam dunia eksplorasi adalah menentukan keberadaan posisi reservoir yang berada dibawah

lapisan permukaan bumi. Hidrokarbon yang terbentuk di dalam batuan induk akan mengalami migrasi dan akan berpindah ke batuan penyimpanan yang terbentuk oleh adanya jebakan (*trap*). Informasi mengenai persebaran reservoir dan keberadaan jebakan hidrokarbon (*faults*) merupakan informasi yang sangat penting dalam penentuan lokasi pemboran.

Dalam *petroleum* sistem terdapat beberapa jenis jebakan, dan salah satu yang paling utama adalah jebakan struktural yang disebabkan oleh patahan (*fault*). Patahan merupakan bentuk struktural sekunder heterogen yang biasanya dijumpai berdampingan dengan *dome* dan lipatan. Keberadaan patahan ini mempengaruhi pembentukan, perpindahan dan sebagai perangkap potensial dalam suatu reservoir hidrokarbon (Fransisca, 2009).

Dengan menggunakan atribut seismik keberadaan patahan dapat diidentifikasi lebih jelas sehingga lokasi penentuan jebakan hidrokarbon dapat diidentifikasi lebih tepat. Selain itu untuk mendapatkan interpretasi bawah permukaan yang lebih akurat, perlu dilakukan integrasi antara data seismik dengan data log sumur.

Salah satu metode yang digunakan untuk mengintegrasikan data seismik dan data log sumur adalah metode inversi seismik impedansi akustik. Dengan metode inversi seismik impedansi akustik informasi mengenai sifat fisis batuan reservoir dapat Tujuan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengidentifikasi dan menganalisis sifat patahan yang terdapat pada Lapangan Teapot Dome Amerika Serikat berdasarkan hasil atribut seismik dan inversi impedansi akustik
2. Menganalisis persebaran reservoir menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik dan mengetahui pengaruh keberadaan patahan terhadap persebaran reservoir pada formasi

Tensleep lapangan Teapot Dome Amerika Serikat

3. Mengkorelasikan hasil atribut seismik dan inversi impedansi akustik dalam penentuan sifat patahan dan penentuan persebaran reservoir

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Geologi Regional dan Stratigrafi Daerah Penelitian

Objek penelitian yang digunakan pada penelitian ini terletak di Negara bagian Wyoming Amerika Serikat dan memiliki struktur *domes* hingga daerah ini lebih dikenal dengan *Teapot Dome*. Lapangan *Teapot Dome* terletak di Wyoming tengah, dekat dengan tepi barat daya cekungan *Powder River*. Bagian paling dalam dari cekungan *Powder River* terdiri dari hampir 5500 meter batuan sedimen, dan sekitar 2440 meter dari sedimen tersebut merupakan sedimen *non marine* yang berumur *Upper Cretaceous* dan batuan sedimen klastik tersier yang berhubungan dengan *Laramide Orogenesis* (Prayogo dkk, 2014).

Dome yang berada di utara yang posisinya lebih atas dibandingkan blok bagian selatan. Secara struktural antiklin *Teapot Dome* yang terbentuk pada umur *Laramide*, terletak memanjang dan menjam (*plunging*) ke arah utara-selatan. Bagian utara *Teapot Dome* merupakan kemenerusan dari antiklin *Salt Creek*. Dari penampang seismik barat daya-timur laut, dapat dilihat pola lipatan asimetri dan *reverse fault* memotong lipatan relatif ke arah barat laut-tenggara dengan *offset* minimum (Fransisca, 2009).

B. Stratigrafi dan Petroleum Sistem

Stratigrafi pada daerah penelitian tersusun atas lapisan *Paleozoic* yang menutupi *basement Precambrian* pada lapangan *Teapot Dome*, terdiri atas

perlapisan batupasir tipis, *limestone shale* dan sedimen laut yang terevaporasi, pada lingkungan pengendapan *marine, dune* dan *interdune*. Lapisan batupasir pada formasi *Tensleep* yang berumur *Pennsylvanian* merupakan salah satu dari tiga lapisan yang berproduksi pada lapangan Teapot Dome, sebagian terbentuk pada lingkungan *depositional eolian*, dan merupakan satu dari beberapa reservoir batupasir yang memproduksi minyak di daerah Wyoming. *Source rock* hidrokarbon pada batupasir *Tensleep* berasal dari formasi *Phosporia*, berpusat di Idaho. *Palaesoil, Opache Shale* dan *Anhydrite* (anggota *Minnekatha*) pada formasi *Goose Egg* berfungsi sebagai lapisan penutup (*cap rock*). Formasi ini juga tersusun atas *limestone*.

Pada bagian atas, terdapat formasi berumur *Paleozoic* yang tersusun atas lapisan tebal *terrigneous* berumur *Triassic* dan batuan sedimen *Jurassic*. Walaupun sedimen *Triassic* tidak produktif di lapangan *Teapot Dome*, formasi *Sundance* lingkungan laut yang berumur *Jurassic* atas, memproduksi minyak pada lapangan *Salt Creek*. Batuan sedimen *Cretaceous* bergradasi dan batupasir fluvial sampai batupasir yang mengandung *shale* laut. Dua reservoir utama lainnya yang memproduksi hidrokarbon berada formasi yang berumur *Cretaceous* atas pada lapangan *Teapot Dome*, yaitu bagian *Shanon* anggota *Chody Shale* dan *Second Wall Creek Sand* dari formasi *Frontier*. Formasi *Frontier* terdiri atas dikelompokan atas tiga *Wall Creek Sand*, dimana *Wall Creek* kedua dan ketiga memproduksi minyak dan gas. *Muddy Sandstone* mengandung gas, dan *Dakota Sandstone* mengandung minyak. *Source* hidrokarbon pada reservoir batupasir *Cretaceous, Dakota Sandstone, Muddy Sandstone*, pada formasi *Frontier (Wall Creek Sands)* dan *Shannon Sandstone* berasal dari *Mowry Shale*, dengan kontribusi minor dari *Shale* pada formasi *Niabrara*, formasi *Frontier* dan *Steele Shale* (Fransisca, 2009).

C. Karakteristik Hidrokarbon Pada Daerah Penelitian

Produksi hidrokarbon utama pada area *Teapot Dome* dapat ditemukan pada reservoir berumur *Cretaceous* dan dari reservoir batupasir yang berasal dari formasi *Tensleep* berumur *Pennsylvanian*. Hidrokarbon minyak kurang matang (*less mature*), menunjukkan lebih banyak bukti adanya biodegradasi sekunder dan mempunyai sumber campuran kerogen *terrestrial* dan *marine*. Hidrokarbon minyak pada formasi berumur *Cretaceous* terbagi atas 3 kelompok yang berbeda, reservoir batupasir *Cretaceous* atas, reservoir *shale Cretaceous* atas, dan reservoir batupasir *Cretaceous* bawah. Batupasir pertama adalah batupasir *Shannon*, kedua dan ketiga adalah batupasir *Wall Creek* yang menunjukkan perbedaan produksi gas, efek injeksi gas dan efek injeksi uap. Sedangkan hidrokarbon minyak pada formasi *Tensleep Pennsylvanian* lebih matang, adanya proses biodegradasi yang rendah, kandungan sulfur lebih tinggi, menunjukkan bukti bahwa sedimen mengalami pencucian (*water washing*), dan mengandung sumber kerogen *marine*.

Degradasi hidrokarbon pada reservoir batupasir *Cretaceous* bervariasi disepanjang struktur antiklinal *Teapot Dome* dengan intensitas *fracture* yang sangat tinggi. Cebakan hidrokarbon pada lapangan *Teapot Dome* terbagi dalam dua bagian *Dome* dengan *trend fault* timur-barat. Dari hasil penelitian sample sumur, diketahui bahwa daerah yang sangat sedikit terdegradasi terdapat dibagian Selatan *Dome*, dimana reservoir lebih dalam (batupasir *Tensleep*) dan secara umum, daerah yang umumnya terdegradasi tinggi berada di arah utara *dome*, dimana stratigrafi reservoir tersebut berada lebih dangkal (batupasir *Cretaceous*). Hidrokarbon dari formasi *Tensleep* tidak menunjukkan adanya variasi antara

lapangan *Teapot Dome* dan *Salt Creek* di bagian utara (Fransisca, 2009).

III. TEORI DASAR

A. Gelombang Seismik

Gelombang seismik juga disebut gelombang elastik karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan melawan gaya-gaya elastik. Dari interaksi ini muncul interaksi gelombang longitudinal, gelombang transversal dan kombinasi diantara keduanya. Apabila medium hanya memunculkan gelombang longitudinal saja, maka dalam kondisi ini gelombang seismik sering dianggap gelombang akustik. Pada metode seismik refleksi, jenis gelombang yang digunakan yaitu gelombang *body* terutama pada gelombang-*P* (Hidayatullah, 2010).

B. Hukum Snellius

Hukum Snellius yang menyatakan apabila sinar datang dari medium 1 ke medium 2, maka pada bidang batas lapisan sinar tersebut sebagian akan direfleksikan (dipantulkan), sebagian akan ditransmisikan (diteruskan), dan sebagian akan direfraksikan. Berdasarkan pada prinsip inilah metode seismik refleksi digunakan untuk eksplorasi bawah permukaan bumi. Caranya adalah dengan menggunakan energi yang menghasilkan gelombang suara yang dipancarkan ke dalam bumi.

$$\frac{vp}{\sin i} = \frac{vp1}{\sin \theta p} = \frac{vp2}{\sin r_p} = \frac{vs1}{\sin \theta s} = \frac{vs2}{\sin r_s} \quad (1)$$

C. Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang yang baru. Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama

energi utama. Dalam eksplorasi seismik titik-titik tersebut dapat berupa patahan, antiklin, rekahan, pembajian, dan lain-lain. Sedangkan deretan gelombang baru berupa gelombang difraksi.

D. Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menyatakan jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ketitik yang lain maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat (Hidayatullah, 2010).

E. Prinsip Dasar Inversi Seismik

Proses inversi merupakan proses pembalikan data seismik yang berupa *time* (domain waktu) menjadi model fisis yang kita inginkan. Dalam hal ini kita akan melakukan proses inversi untuk mendapatkan model impedansi akustik.

RC (*Reflectivity coefficient*) merupakan perubahan koefisien dari perubahan impedansi antar batuan. Maka untuk merubah data log sonic menjadi data sintetik seismogram diperlukan proses dekonvolusi yang merubah data log sonic (*depth domain*) menjadi data sintetik seismic (*time domain*) (Ariyanto, 2011).

Impedansi Akustik dapat digunakan dalam:

1. Sebagai indikator litologi batuan
2. Memetakan litologi dan persebarannya dengan cukup akurat
3. Sebagai indikator porositas
4. Identifikasi fasies seismik
5. Pembentukan model geologi bawah permukaan dengan berdasarkan data seismik dengan data sumur sebagai pembatas
6. Sebagai *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI)

Ada beberapa hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserved amplitude*)
2. Hasil interpretasi horizon
3. Data log sumur, minimal data log sonik dan densitas, data *checkshot*

F. Inversi seismik rekursif/bandlimited

Inversi seismik rekursif merupakan algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah trace seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* berfasa nol. Persamaan dasar dari inversi jenis ini adalah:

$$R_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \tag{2}$$

Impedansi lapisan ke-*i* + 1 dapat dihitung dari lapisan ke-*i* dengan persamaan:

$$Z_{i+1} = Z_i * \frac{I + r_i}{I - r_i} \tag{3}$$

Dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif menggunakan persamaan dibawah ini :

$$Z_n = Z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1 + R_i}{1 - R_i} \right] \tag{4}$$

G. Inversi seismik berbasis model (model based inversion)

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan oleh metode rekursif. Keuntungan menggunakan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik namun menginversi model geologinya (Ariyanto, 2011).

H. Inversi seismik spare spike

Jenis metode inversi ini mengasumsikan bahwa reflektifitas yang sebenarnya merupakan seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya spike yang besar dan yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *model based*. Input parameter tambahan dalam jenis inversi ini adalah menentukan jumlah maksimum spike yang akan dideteksi (Ariyanto, 2011).

I. Seismik Atribut

Seismik atribut adalah segala informasi yang diperoleh dari data seismik baik melalui pengukuran langsung, komputasi maupun pengalaman. Seismik atribut diperlukan untuk memperjelas anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data seismik biasa.

Secara analitik sebuah signal seismik dapat dituliskan sebagai berikut:

$$u(t) = x(t) + i y(t) \tag{5}$$

dimana $x(t)$ adalah data seismik itu sendiri (data yang biasa anda gunakan untuk interpretasi geologi). Sedangkan $y(t)$ adalah *quadrature*, yakni fasa gelombang $x(t)$ digeser 90 derajat $u(t)$ dapat diperoleh dengan menggunakan tranformasi Hilbert pada data seismik, dimana komponen realnya adalah data seismik itu sendiri dan quadratur-nya merupakan komponen imajiner.

Atribut seismik merupakan penyajian dan analisa data seismik berdasarkan informasi utama, yaitu informasi waktu, frekuensi, amplitudo dan fase pada jejak seismik kompleks. Atribut seismik memberikan informasi parameter-parameter fisis batuan bawah permukaan

seperti amplitudo dan fase yang secara tidak langsung diperoleh melalui data seismik. Informasi yang terkandung dalam amplitudo dapat diinterpretasi tersendiri dan tidak bercampur dengan informasi dari fase, demikian juga sebaliknya. Fenomena *brightspot* menjadi indikator utama perubahan litologi secara tajam yang berasosiasi dengan keberadaan zona gas.

J. Atribut Amplitudo

Atribut amplitudo merupakan atribut terdasar dari *trace* seismik yang diturunkan dari perhitungan statistik. Atribut amplitudo ini banyak digunakan untuk mengidentifikasi anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon seperti *bright spot* ataupun *dim spot*. Amplitudo seismik juga umum digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir. Perubahan lateral amplitudo sering dipakai pada studi-studi stratigrafi untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya. Misalnya secara umum lapisan-lapisan yang konkordan akan mempunyai amplitudo yang lebih tinggi, "*hummocky*" sedikit lebih rendah dan "*chaotic*" paling rendah. Lingkungan yang kaya akan pasir umumnya mempunyai amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang kaya akan serpih. Perbedaan rasio batupasir dan batuserpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo. Kegunaan atribut amplitudo adalah untuk mengidentifikasi parameter-parameter diantaranya litologi, akumulasi gas dan fluida, dan porositas batupasir (Sukmono, 2016).

K. Atribut *sweetness*

Atribut *sweetness* didefinisikan sebagai respon amplitudo dibagi dengan akar kuadrat dari respon frekuensi. Atribut *sweetness* adalah atribut seismik yang digunakan untuk mengidentifikasi spot-spot yang diprediksi merupakan minyak dan gas. Pada batuan sedimen klastik anomali *sweetness* ditandai dengan nilai amplitudo seismik yang tinggi dan

frekuensi yang rendah. Terkadang kekuatan refleksi dan nilai frekuensi sesaat digunakan sebagai pengganti respon amplitudo dan respon frekuensi. Analisis atribut *sweetness* menampilkan kekuatan refleksi yang lebih kuat dibandingkan dengan refleksi sesungguhnya.

$$s_r(t) = \frac{a_r(t)}{\sqrt{f_r(t)}} \quad (6)$$

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada tanggal 23 Januari – 20 April 2017 yang bertempat di PT. Imbondeiro Global Solution, Greenwich Park Luxmore GA-2 No-3, BSD City, Tangerang dan di Gedung L Teknik Geofisika Universitas Lampung.

B. Alat dan Bahan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Laptop
2. Software Petrel 2009
3. Software Interactive Petrophysic 3.5
4. Software Humpson Russel 8.1

C. Prosedur Penelitian

Dalam penelitian ini, ada beberapa langkah utama pengolahan data, yaitu:

1. Melakukan interpretasi horizon menggunakan picking manual, kalkulator seismik, dan seismik atribut
2. Membuat peta 2D surface atribut
3. Menginterpretasi hasil atribut seismik
4. Menganalisis data sumur
5. Mengekstraksi *wavelet* dan *well seismic tie*
6. Menganalisis sensitivitas
7. Membuat model inisial
8. Menganalisis hasil inversi
9. Memetakan porositas

10. Menginterpretasi hasil atribut dan hasil inversi seismik

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berikut ini merupakan pembahasan mengenai tahapan dalam melakukan analisis hasil penelitian, yaitu:

1. Interpretasi Horizon

Untuk mendapatkan horizon digunakan berbagai cara diantaranya adalah, *picking* horizon, perhitungan kalkulator seismik, dan perhitungan menggunakan *surface attribute*. Kalkulator seismik digunakan untuk menentukan *windowing* horizon, hasil dari perhitungan menggunakan kalkulator seismik kurang tepat dalam menginterpretasikan horizon, dimana posisi horizon tidak tepat pada minimum ataupun maksimum suatu amplitudo, oleh karena itu hasil horizon menggunakan kalkulator seismik digunakan sebagai batas atas dan batas bawah dalam perhitungan menggunakan *surface attribute*. *Surface attribute* yang digunakan untuk mendapatkan horizon adalah maksimum dan minimum amplitudo. Penggunaan *surface attribute* ini sesuai dengan horizon yang akan dicari, apabila horizon yang akan dicari berada pada reflektor *peak* maka menggunakan maksimum amplitudo, begitu pula sebaliknya.

2. Hasil Interpretasi Horizon

Hasil peta *time structure* dan peta *attribute extract value*, pada formasi Tensleep hingga *basement* menunjukkan perubahan yang lebih kompleks dibandingkan dengan formasi di atasnya. Formasi-formasi yang berada di atas formasi Tensleep cenderung mirip satu dengan lainnya. Patahan dengan arah barat daya-timur laut pada formasi Tensleep digambarkan lebih jelas bila dibandingkan dengan formasi di atasnya.

Peta *time structure* dan peta *attribute extract value* pada *basement* menunjukkan hasil peta yang berbeda jika dibandingkan dengan formasi di atasnya. Patahan besar yang berarah barat laut-tenggara menunjukkan kontras yang lebih jelas. Selain itu patahan besar yang berada dibagian selatan dengan arah barat laut-tenggara dan barat daya-timur laut merupakan patahan yang menjadi perangkat utama karena pada daerah yang dibatasi kedua daerah tersebut merupakan daerah cadangan hidrokarbon.

Normal fault pada daerah penelitian dapat dilihat jelas mulai dari formasi paling atas hingga *basement* dengan arah barat daya-timur laut. Terdapat dua patahan yang berdekatan dan memiliki arah yang sama. Bagian sebelah selatan patahan merupakan daerah yang memiliki ketinggian yang lebih rendah dan disebut juga sebagai *hangingwall*, yang bergerak relatif turun terhadap *foot wall*.

Hasil identifikasi patahan tidak menunjukkan perubahan yang signifikan mulai dari formasi *Charlisle* hingga formasi *Tensleep*, sedangkan memasuki *basement* patahan mulai tergambar kurang jelas hal ini menandakan bahwa patahan tersebut mulai melemah ketika memasuki *basement*.

Strike slip fault terlihat jelas pada formasi Tensleep, hal ini dapat dilihat pada **Gambar 3** dimana patahan ini tidak begitu terlihat pada formasi di atasnya. *Strike slip fault* berdasarkan peta *attribute extract value* menunjukkan penampakan yang sangat jelas dengan arah patahan yaitu barat daya- timur laut. Terdapat tiga *strike slip fault* pada daerah penelitian dengan arah yang sama dan bagian tengah *strike slip fault* memiliki offset yang lebih kecil.

Pada formasi Tensleep dilakukan analisis dengan membandingkan volume *attribute* yang digunakan. Peta *attribute volume sweetness* menunjukkan deliniasi patahan yang sangat jelas. Berdasarkan hasil pengamatan daerah *strike slip fault*

amplitudo *peak* yang lebih besar bila dibandingkan dengan daerah disekitarnya. Berdasarkan hasil analisis aliran sedimen berarah dari timur laut menuju barat daya. Jika diamati berdasarkan hasil peta *attribute extract value, strike slip fault* hanya berjumlah 3, sedangkan jika diamati berdasarkan hasil peta *attribute sweetness* maka terdapat 4 *strike slip fault* dengan arah yang sama. Berdasarkan gambar tersebut terdapat patahan yang terisi sedimen sebagian saja, sedangkan pada bagian barat terdapat patahan normal dimana pada patahan ini terdapat penumpukan sedimen hasil dari aliran sedimen dari patahan *strike slip fault*.

Reverse fault pada daerah penelitian merupakan patahan yang memiliki offset yang paling besar. Patahan ini membentang dari barat laut- tenggara dari daerah *dome* dibagian utara hingga *dome* dibagian selatan. Patahan ini terbentuk karena adanya tegangan yang berarah dari timur ke barat hingga suatu mengalami pemusatan energi hingga terbentuklah patahan tersebut.

3. Analisis Sumur

Analisa kurva *gamma ray* pada tiap-tiap sumur penelitian menunjukkan nilai yang rendah dari 20 API hingga 50 API yang menandakan bahwa formasi *Tensleep* merupakan lapisan yang *permeabel*. Respon kurva log *neutron porosity* dengan kurva log *density* juga menunjukkan *cross over* yang menandakan bahwa lapisan tersebut mengandung hidrokarbon. Untuk menentukan jenis litologi menggunakan kurva log *density* dan kurva log *sonic*. Kurva log *density* pada batupasir memiliki nilai yang lebih rendah dibandingkan dengan batuan *dolomite* sedangkan nilai log *sonic* pada lapisan *dolomite* memiliki nilai yang lebih rendah dibandingkan dengan batu pasir. Hasil analisis log resistivitas menunjukkan nilai resistivitas pada formasi *Tensleep* yang bervariasi mulai dari 15 ohm.m hingga 200 ohm.m.

4. Inversi Impedansi Akustik

Hasil inversi impedansi akustik model base memiliki hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan hasil inversi dengan metode yang lainnya. Hal ini dapat pada **Gambar 5** dan **Gambar 6** yang menunjukkan bahwa korelasi antara hasil impedansi akustik sumur dengan hasil impedansi akustik data seismik memiliki korelasi yang paling baik.

Peta persebaran nilai inversi impedansi akustik *spare spike* menunjukkan perbedaan dimana lokasi sumur berada mayoritas memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi kecuali sumur 25-1X-14 yang terletak pada daerah dengan impedansi akustik yang rendah dengan nilai impedansi akustik 37.000 hingga 38.000 (ft/s)*(g/cc). Sedangkan peta persebaran nilai impedansi akustik pada *base* formasi *Tensleep* memiliki nilai impedansi akustik yang rendah didaerah sekitar sumur.

Perbandingan hasil inversi dapat dilihat pada **Gambar 6** yang menunjukkan bahwa hasil impedansi akustik model *base* memiliki hasil yang lebih baik bila dibandingkan dengan hasil inversi dengan menggunakan metode *spare spike*.

Peta persebaran nilai impedansi akustik dengan menggunakan metode *bandlimited* memiliki hasil yang kurang baik bila dibandingkan dengan hasil inversi sebelumnya. Persebaran nilai impedansi akustik terlihat lebih mengelompok dan kurang bervariasi. Korelasi antara hasil inversi data seismik dengan nilai impedansi akustik pada data sumur tidak menunjukkan hasil yang lebih baik bila dibandingkan dengan hasil inversi *model base*.

Analisa cross plot antara impedansi akustik dengan porositas dilakukan untuk mengetahui *trend* dari kedua data tersebut yang nantinya digunakan dalam pemetaan porositas total pada data seismik. Hasil *cross plot* antara porositas total dan porositas efektif dengan impedansi akustik

menunjukkan *trend* yang linier sehingga apabila nilai impedansi akustik suatu data memiliki nilai yang rendah maka nilai porositas totalnya besar, begitupula sebaliknya apabila impedansi akustik suatu formasi besar maka lapisan tersebut memiliki nilai porositas total yang kecil.

Hasil regresi linier kedua data tersebut mendapatkan persamaan yang digunakan dalam pemetaan porositas pada volume hasil inversi data seismik. Hasil peta porositas efektif dan porositas total lapangan Teapot menunjukkan bahwa daerah yang terindikasi patahan merupakan porositas tertinggi terdapat pada daerah disekitar patahan yang telah dipetakan sebelumnya.

Perbandingan hasil atribut *sweetness* dengan peta persebaran nilai porositas efektif menunjukkan hasil yang saling berkorelasi, dimana pada *strike slip fault* menunjukkan nilai amplitudo yang relatif lebih besar sedangkan hasil dari peta persebaran porositas efektif menunjukkan nilai yang lebih besar bila dibandingkan dengan daerah disekitarnya yaitu 0.128. Berdasarkan teori nilai amplitudo yang besar pada atribut *sweetness* menunjukkan bahwa nilai amplitudo yang besar menunjukkan keberadaan hidrokarbon. Berdasarkan hasil peta atribut, *strike slip fault* yang berada pada utara daerah penelitian merupakan jalur migrasi hidrokarbon yang kemudian terperangkap oleh lapisan impermeabel yang berada pada formasi di atasnya. Kemungkinan hidrokarbon terperangkap dekat dengan *strike slip fault* sehingga pola *strike slip fault* terlihat lebih jelas.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. KESIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil identifikasi patahan menggunakan atribut seismik dengan menggunakan atribut amplitudo dan

atribut *sweetness* menunjukkan terdapat tiga jenis patahan yaitu *normal fault*, *reverse fault*, dan *strike slip fault* dengan *strike slip fault* di sisi utara daerah penelitian bersifat *leaking* yang ditandai dengan besarnya nilai porositas di daerah sekitar patahan

2. Hasil inversi menunjukkan metode inversi *model base* merupakan metode dengan hasil inversi terbaik. Pengaruh *normal fault* yang membagi daerah penelitian menjadi dua dome menunjukkan perbedaan nilai impedansi akustik yang rendah yaitu berkisar 34.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 36.000 (ft/s)*(g/cc) pada sisi utara dan lebih tinggi pada sisi selatan yaitu berkisar 40.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 45.000 (ft/s)*(g/cc).
3. Litologi yang terdapat pada formasi Tensleep terdiri dari batupasir dan sisipan *dolomite* dengan nilai porositas efektif pada sumur 25-1X-14 sebesar 0.074, sumur 48X-28 sebesar 0.108, sumur 61-2-x-15 sebesar 0.085, dan sumur 67-1-TpX-10 sebesar 0.079.

B. SARAN

Adapun saran pada penelitian ini, yaitu sebagai berikut:

1. Perlu dilakukan karakterisasi reservoir lebih mendalam seperti perhitungan saturasi air, dan total cadangan yang terdapat pada lapangan Teapot Dome

UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada Bapak Franciscus Boetje Sinartio (PT. Imbondeiro Global Solution) sebagai pembimbing tugas akhir, serta Bapak Bagus Sapto Mulyatno S.Si., M.T dan Bapak Dr. Ordas Dewanto S.Si., M.Si. yang telah membimbing dan memberikan

dukungan terhadap penyelesaian penelitian ini.

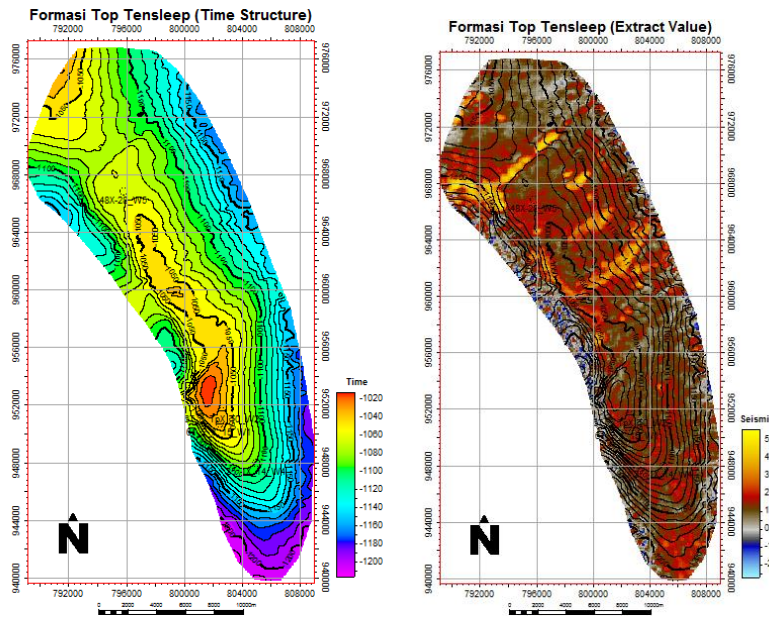
DAFTAR PUSTAKA

- Ariyanto, Y. *Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir pada Daerah 'X' Sumatra Selatan*. (Skripsi). UI. Depok.
- Asparini, D. 2011. Penerapan Metode *Stacking* Dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Di Perairan Barat Aceh. (Skripsi). IPB. Bogor.
- Fransisca, I. 2009. *Metode Efektif untuk Mendelineasi Faults Menggunakan Volume Atribut: Shaded Relief, dan Horizon Atribut: Dip, Azimut, dan Curvature Formasi Tensleep, Wyoaming*. (Tesis). UI. Depok.
- Hidayatullah, F. S. *Identifikasi Patahan Pada Lapisan Sedimen Menggunakan Metode Seismik Refleksi 2D di Sumatra Barat*. (Skripsi). Universitas IslamNagri Syarif Hidayatullah. Jakarta.
- Permana, U., Triyoso, K., dan Sanjaya, M. W. S. 2015. *Pengolahan Data Seismik Refleksi 2d Untuk Memetakan Struktur Bawah Permukaan Lapangan X Prabumulihsumatra Selatan*. Volume 2, Nomor 1, P. 2-4.
- Prayogo, L., Syahputra, R., dan Haris, A. 2014. *Evaluasi Reservoir Batupasir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Lapangan Teapot Dome*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Sukmono, S. 2016 *Seismic Inversion for Reservoir Characterization*. Jurusan Teknik Geofisika ITB. Bandung.

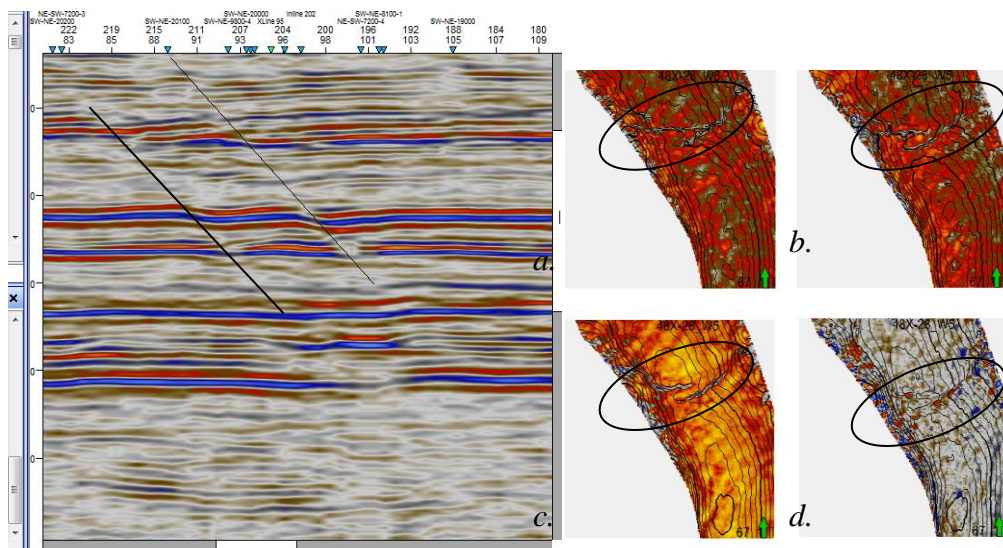
LAMPIRAN

Tabel 1. Nilai porositas efektif dan porositas total sumur penelitian

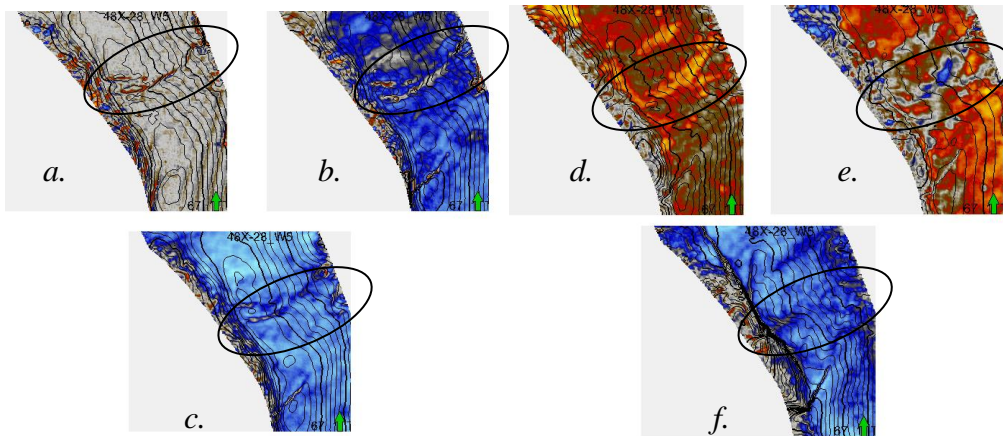
No.	Sumur	Porositas Efektif (fraction)	Porositas Total (fraction)
1.	25-1X-14	0.074	0.138
2.	48X-28	0.108	0.176
3.	61-2-X-15	0.085	0.122
4.	67-1-TpX-10	0.079	0.129



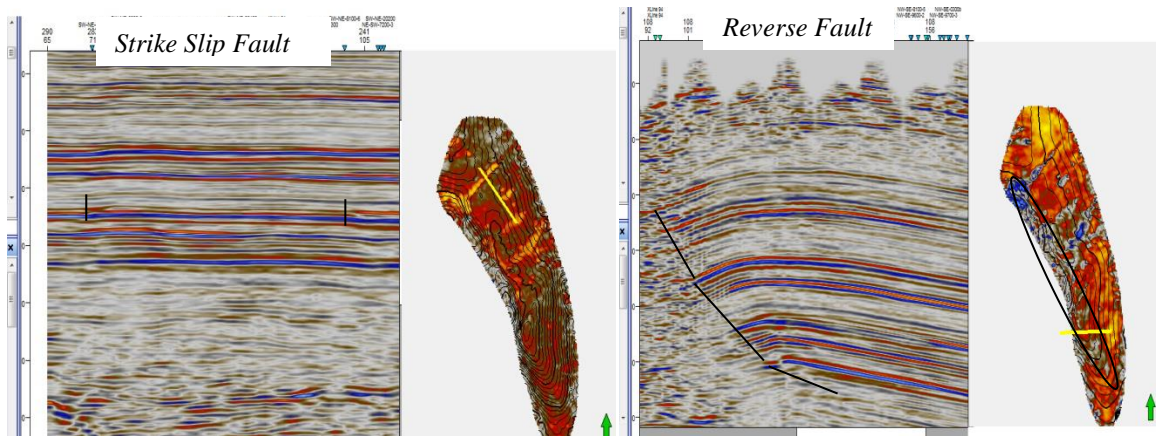
Gambar 1. Peta *time structure* dan peta *attribute extract value* formasi Top Tensleep



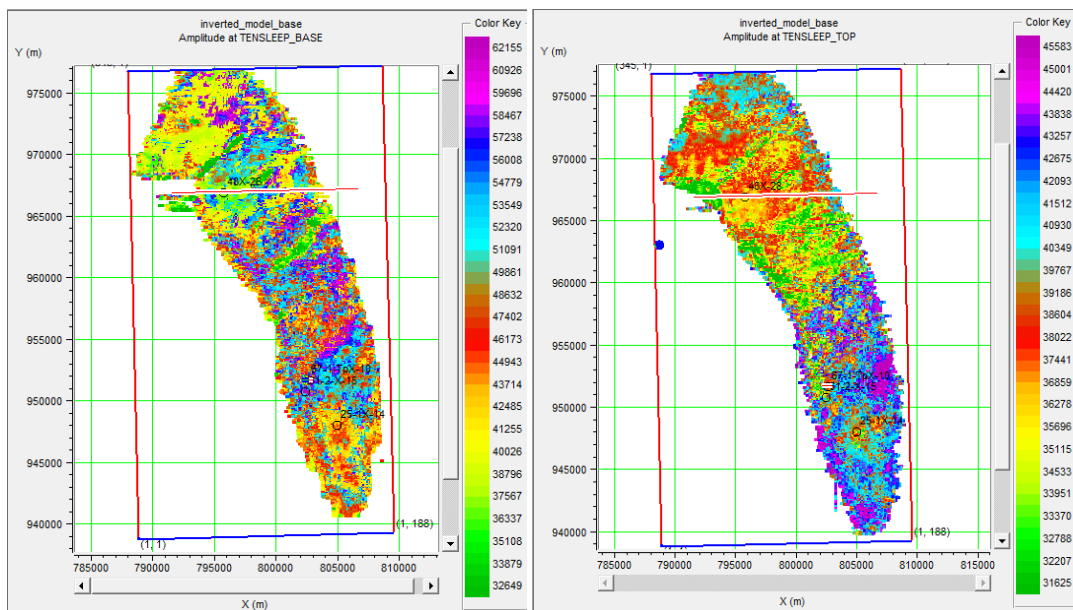
Gambar 2. Normal fault daerah penelitian



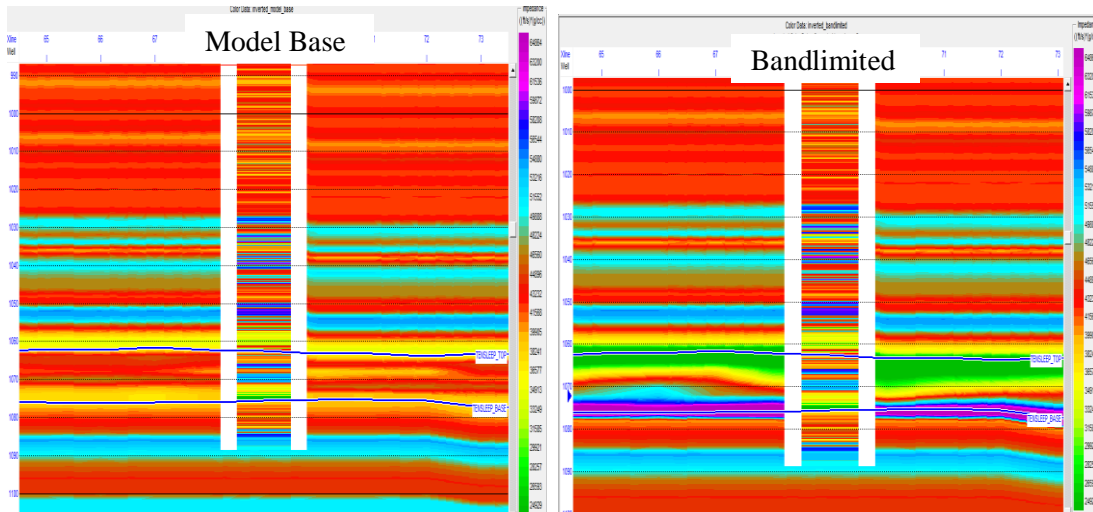
Gambar 3. Normal fault pada formasi a) Lakota Morrison, b) Crow Mountain, c) Red Peak, d) Top Tensleep, e) Base Tensleep, f) Basement



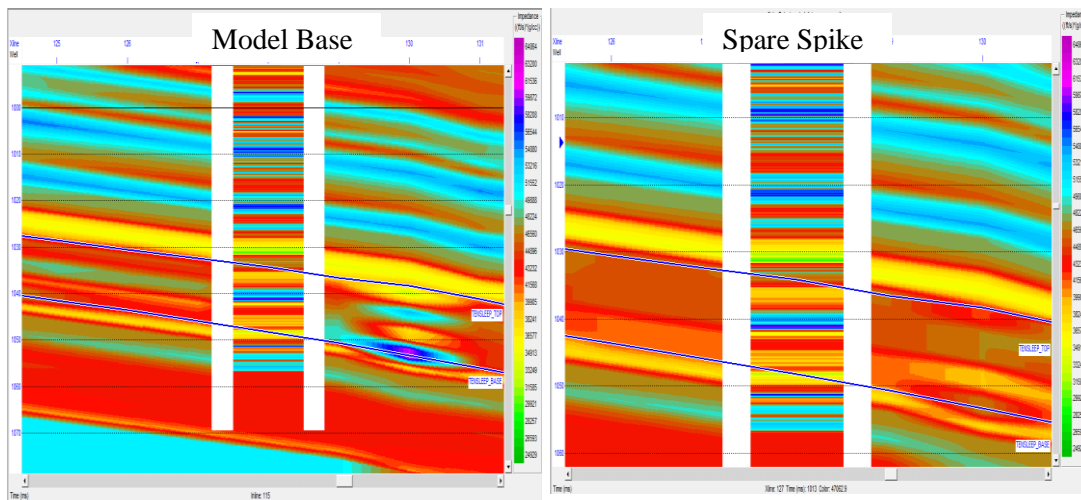
Gambar 4. Strike slip fault dan Reverse fault pada formasi Tensleep



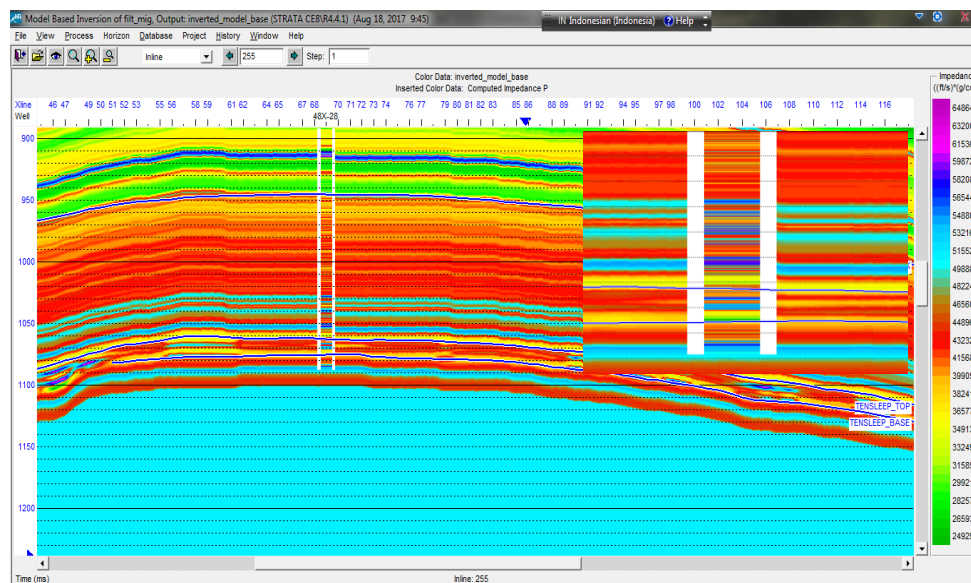
Gambar 4. Peta persebaran nilai inversi impedansi akustik *model based* formasi Tensleep



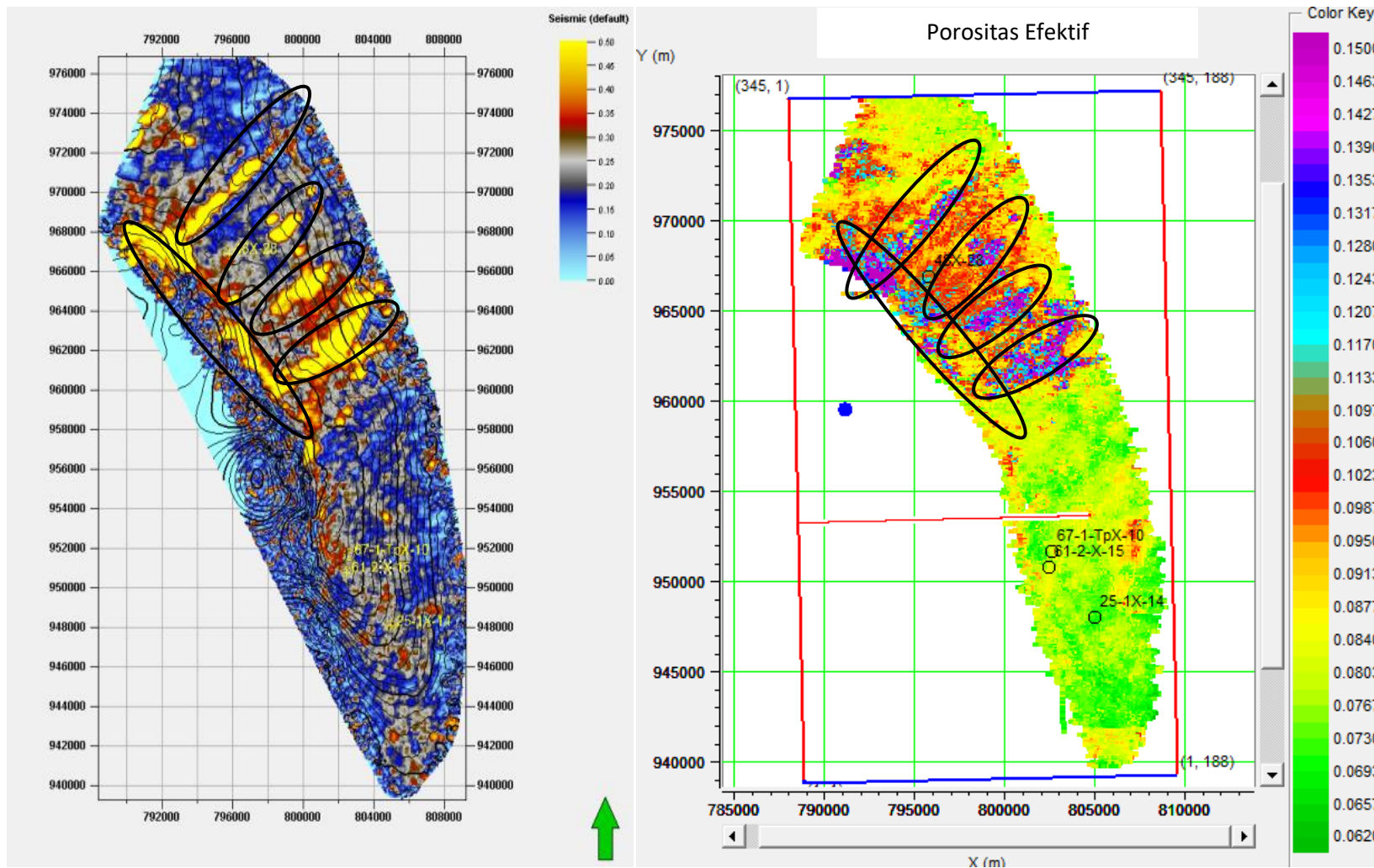
Gambar 5. Perbandingan kualitatif hasil inversi *model base* dengan *bandlimited*



Gambar 6. Perbandingan kualitatif hasil inversi *model base* dengan *spare spike*



Gambar 7. Inversi *model base* inline 255



Gambar 8. Perbandingan hasil atribut seismik dengan peta porositas efektif