

KARAKTERISASI SESAR *SEALING* DAN *NON SEALING* DENGAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN *SHALE GOUGE RATIO* PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A

Ahmad Ghifari Ardiansyah^{1*}, Bagus Sapto¹, Nandi Haerudin¹, Humbang Purba²

¹) Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung

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

²) Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral (LEMIGAS)

Jl. Ciledug Raya Kav.109 Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230

*email: ghifari94@gmail.com

ABSTRAK

Metode seismik atribut amplitude dan *extract value* dapat digunakan untuk mendeliniasi patahan yang menjadi perangkap potensial dalam suatu reservoir hidrokarbon. Untuk mengkarakterisasi sesar dilakukan metode inverse seismik impedansi akustik yang dilakukan dengan menggunakan data seismik dan data sumur sebagai kontrolnya. Hasil peta atribut *extract value* menunjukkan patahan pada daerah penelitian yaitu *reverse fault*. *Reverse fault* di sisi utara daerah penelitian bersifat *sealing* yang menjadi tempat terperangkapnya hidrokarbon oleh lapisan impermeabel di atasnya. Sifat *sealing* pada *reverse fault* di sisi utara daerah penelitian juga diperkuat dengan besarnya nilai porositas di sekitar *reverse fault* bila dibanding daerah disekitarnya. Hasil inversi impedansi akustik pada Formasi *Crow Mountain* menunjukkan nilai impedansi akustik yang rendah yaitu berkisar 35.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 38.000 (ft/s)*(g/cc). Pengaruh *reverse 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 *Crow Mountain* terdiri dari batu pasir dan sisipan *dolomite* dengan nilai porositas efektif pada sumur G-1 sebesar 0.108, sumur G-2 sebesar 0.079. Nilai *Shale Gouge Ratio* pada sesar A sebesar 58.4% dan sesar B sebesar 26.9% juga mempengaruhi bahwa sesar pada penelitian ini bersifat penyekat hidrokarbon (*Sealing*) dan dalam penelitian ini tidak terdapat sesar/patahan yang bersifat *non sealing*.

ABSTRACT

Seismic attribute methods of amplitude and extract value can be used to delineate fractures into potential traps in a hydrocarbon reservoir. To characterize fault is done using inverse seismic method of acoustic impedance which use seismic data and well data as control. The result of the extract value attribute map shows the type of fault in the research area that is reverse fault. The reverse fault on the north side of the research area has the quality of sealing that become the place where the hydrocarbon trapped by the impermeable layer above it. The characteristic of sealing on the reverse fault on the north side of the research area is also reinforced by the enormity of the porosity value around the reverse fault when compared to the surrounding area. The result of inversion of acoustic impedance in Crow Mountain Formation shows low acoustic impedance value which is about 35,000 (ft / s) * (g / cc) to 38,000 (ft / s) * (g / cc). The effect of reverse fault which divides the research area into two dome can be seen in the inversion result which shows the lower acoustic impedance value on the north side of the research area. The lithology contained in Crow Mountain Formation consists of sandstone and dolomite inserts with effective porosity value at G-1 well is 0.108, G-2 well is 0.079. Shale Gouge Ratio at A4 fault is 58.4% and B fault is 26.9% also affects that the fault in this study has the characteristic of sealing hydrocarbon and in this research there is no non sealing faults.

Keywords : *Fault, Reverse Fault, Acoustic Impedance, Shale Gouge Ratio*

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam sistem hidrokarbon terdapat salah satu komponen berupa jebakan (*trap*) yaitu bentuk dari suatu geometri atau fasies yang mampu menahan minyak dan gas bumi untuk berkumpul dan tidak berpindah lagi. Salah satu tipe jebakannya yaitu jebakan struktural, jebakan ini dipengaruhi oleh kejadian deformasi perlapisan dengan terbentuknya struktur lipatan dan sesar yang merupakan hasil dari kejadian tektonik dan merupakan perangkat yang paling umum dan perangkat yang paling penting. Pada jebakan bidang sesar, porositas dan permeabilitas akan berubah menjadi jauh lebih kecil, sehingga memungkinkan bidang sesar tersebut membentuk suatu selaput penyekat atau penyekat hidrolik yang tergantung pada kecenderungan sekatan tersebut untuk rusak/bocor (Watts,1987). Didalam geologi, bidang sesar yang membentuk penyekat dikenal dengan istilah sekatan sesar (*fault seal*).

Analisa sesar dibutuhkan untuk menentukan zona sekatan (*sealing*) sesar maupun zona penerus (*leaking*) sesar. Zona sekatan sesar pada umumnya digunakan sebagai penentu zona tersebut sebagai seal (batuan tudung reservoir). Zona ini sangat penting sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon yang bermigrasi. Hal ini seperti yang dilakukan oleh (Sahoo dkk, 2010) Pada cekungan Cambay, India Barat. Perhitungan SGR pada *juxtaposition* target reservoir diaplikasikan untuk menentukan sesar tersebut bersifat penyekat (*sealing*) atau penerus (*leaking*). Penelitian yang dilakukan tersebut menjadi acuan pada penelitian ini untuk menentukan zona sekatan (*sealing*) sesar maupun zona penerus (*leaking*) sesar pada lapangan Teapot Dome Amerika Serikat.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian sebagai berikut :

1. Dapat mengkarakterisasi sesar *sealing* dan *non sealing* dengan menggunakan metode seismik inversi.
2. Dapat mengetahui bagian yang berpotensi sebagai lapisan penyekat (seal) dan berpotensi untuk bocor (leak) dari hasil inversi impedansi akustik.
3. Dapat menganalisis sifat sesar yang ada pada daerah penelitian menggunakan metode seismik inversi dengan fokus pada formasi Crow Mountain dan Red Peak.
4. Menghitung nilai *Shale Gouge Ratio* pada sesar yang terdapat pada daerah penelitian.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional dan Stratigrafi Daerah Penelitian

Objek penelitian yang digunakan pada penelitian ini terletak di Negara bagian Wyoming Amerika Serikat dan memiliki struktur *dome* sehingga 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).

3. TEORI DASAR

3.1 Pengertian Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi mengukur waktu yang diperlukan suatu impuls suara untuk melaju dari sumber suara, terpantul oleh batas-batas formasi geologi, dan kembali ke permukaan tanah pada suatu hydrophone. Metode seismik refleksi banyak dimanfaatkan untuk keperluan eksplorasi perminyakan, penentuan sumber

gempa ataupun mendeteksi struktur lapisan tanah. Seismik refleksi mengamati gelombang pantul yang datang dari batas-batas formasi geologi. Gelombang pantul ini dapat dibagi atas beberapa jenis gelombang yakni: Gelombang-P, Gelombang-S, Gelombang Stoneley, dan Gelombang Love. Sedangkan dalam seismik pantul, analisis dikonsentrasikan pada energi yang diterima setelah getaran awal yang menjalar dan terpantulkan dari semua subsurface antar lapisan di bawah permukaan. Analisis yang dipergunakan dapat disamakan dengan echo sounding pada teknologi bawah air, kapal, dan sistem radar. Informasi tentang medium juga dapat diekstrak dari bentuk dan amplitudo gelombang pantul yang direkam. Struktur bawah permukaan dapat cukup kompleks, tetapi analisis yang dilakukan masih sama dengan seismik bias, yaitu analisis berdasarkan kontras parameter elastisitas medium (Kearns dan Boyd, 1963).

3.2 Unsur – Unsur Pada Struktur Sesar

Untuk mengetahui klasifikasi sesar, maka sebelumnya kita harus mengenal unsur-unsur sesar. Unsur-unsur dan istilah penting struktur sesar yang dapat dikenali pada penampang seismik dapat dibagi menjadi (**Gambar 1**) :

- Bidang sesar: bidang rekahan tempat terjadinya pergeseran, yang kedudukannya dinyatakan dengan jurus dan kemiringan.
- Hanging wall: bagian terpatahkan yang berada diatas bidang sesar.
- Foot wall: bagian terpatahkan yang berada dibawah bidang sesar.
- Throw: komponen vertikal dari slip/separation diukur pada bidang vertikal yang tegak lurus bidang sesar
- Heave: Komponen horizontal dari slip/separation diukur pada bidang vertikal yang tegak lurus jurus sesar.
- Slip: pergeseran relatif sebenarnya.
- Dip-Slip: komponen vertikal bidang sesar.

- Strike-Slip: komponen horizontal pada bidang sesar.
- Oblique-Slip: kombinasi kedua antara dip-slip dan strike-slip.
- Separation: pergeseran relatif semu.

3.3 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.

Dalam melakukan proses inversi kita memerlukan data log (sumur) yang harus kita korelasikan dengan data seismik, proses pengikatan data log (sumur) dengan data seismik ini memerlukan pengestraksian *wavelet* (*wavelet extracting*) yang digunakan untuk merubah data log *sonic* menjadi data sintetik seismogram.

3.4 Sekatan Sesar (*Fault Seal*)

Struktur dan komposisi dari zona sesar sangat bervariasi. Sifat dasar dari zona sesar sangat bervariasi sepanjang dari permukaan sesar, tergantung pada tipe dan jumlah litologi yang muncul. Torehan (*smear*) mungkin signifikan pada beberapa permukaan sesar tapi *cataclasis gouge* bisa berkembang dimana lapisan serpih absen. Dalam hubungan memprediksi sekatan-sesar, adalah kandungan lempung yang menjadi kontrol utama dalam perilaku sekatan sesar dalam sekuen klastik campuran (**Gambar 2**).

Sekatan (*seal*) bisa dikatakan sebagai sekatan membran atau sebagai sekatan hidrolik, tergantung dari model kegagalan sekatannya (Watts, 1987). Kontrol dominan pada kegagalan sekatan membran adalah tekanan masukan kapiler dari batuan sekatan, yang mana tekanan tersebut merupakan tekanan yang dibutuhkan oleh hidrokarbon untuk memasuki interkoneksi saluran pori (*pore throat*) yang terbesar dari sekatan (*seal*).

Saat tekanan masukan telah melewati kekuatan batuan dalam cara untuk menerobos sekatan, sekatan bisa dikatakan sebagai sekatan hidrolik.

3.5 Shale Gouge Ratio

Asumsi utama adalah material pasir dan lempung tergabung kedalam zona (*gouge*) sesar dengan proporsi yang sama (rasio) sebagaimana terdapat dalam batuan dinding (*wall rocks*) pada interval slipnya. Algoritma dasarnya menggunakan definisi 'window' sebagai *throw*-nya. *Shale Gouge Ratio* (SGR) adalah prediktor dari komposisi zona sesar, nilai SGR yang tinggi diharapkan berhubungan dengan pilosilikat yang banyak dalam zona sesar, kemudian nilai tekanan kapiler yang tinggi dan permeabilitas yang rendah. Perhitungan SGR memerlukan input dari kandungan pilosilikat (V_{sh} atau V_{clay}) untuk lapisan atau interval yang tersesarkan. Untuk perhitungan nilai SGR, terlebih dahulu dilakukan perhitungan V_{shale} atau V_{clay} pada masing-masing log sumur dengan menggunakan persamaan:

$$v_{sh} = \frac{\text{Gamma Ray}_{Log} - \text{Gamma Ray}_{Min}}{\text{Gamma Ray}_{Max} - \text{Gamma Ray}_{Min}}$$

Setelah itu dapat dihitung Shale Gouge Ratio dengan menggunakan persamaan:

$$SGR = \sum (V_{sh} \times \Delta z) / \text{Throw}$$

Perhitungan SGR yang lebih besar dari 20% dinyatakan bahwa zona sesar tersebut menjadi zona sekatan fluida (*sealing fault*). Sedangkan perhitungan nilai SGR yang kurang dari 20% menyatakan bahwa zona tersebut merupakan zona leaking dimana pada zona tersebut dapat mengalirkan fluida (Yielding dkk, 1997).

4. Metodologi Penelitian

4.1 Alat dan Bahan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini, yaitu sebagai berikut :

- Seperangkat komputer.
- Alat tulis.

- Software Hampson Russell (HRS)* versi CE8R4
- Software Petrel 2009*
- Software Interactive Petrophysics*
- Data Seismik 3D
- Data Sumur
- Data *Checkshot*
- Data Marker Geologi

4.2 Prosedur Pengolahan Data

- Interpretasi *Horizon*

Loading data pertama adalah dengan menggunakan software Petrel yaitu dengan menggunakan interpretasi horizon. Interpretasi *horizon* dilakukan menggunakan 3 cara yaitu *picking horizon*, menghitung *horizon* menggunakan kalkulator seismik, dan menggunakan *surface* atribut (minimum/maksimum amplitudo). Langkah pertama dalam interpretasi *horizon* adalah dengan melakukan *picking horizon* dengan mengikuti referensi berdasarkan data *marker* geologi. Untuk mendapatkan interpretasi *horizon* lainnya tanpa harus melakukan *picking* adalah dengan menghitung menggunakan kalkulator seismik.

- Pembuatan Peta 2D *Surface* Atribut

Pembuatan peta 2D *surface* ini dilakukan pada formasi yang telah dilakukan *picking horizon* baik mulai dari *horizon* formasi *Crow Mountain* hingga *Red Peak*, dengan tujuan untuk mengetahui perubahan pola patahan. Atribut yang digunakan adalah atribut *extract value* dengan input berupa volume seismik dan *horizon* ataupun *surface* yang telah dibuat. Dalam membuat peta 2D *surface* atribut perlu memperhatikan persebaran nilai data seismik yang digunakan, dan pengaturan warna, oleh karena itu perlu memperhatikan histogram dari data tersebut.

c. Analisis Data Sumur

Proses pengolahan data sumur dilakukan menggunakan *software Interactive Petrophysic* adapun tahapan yang dilakukan adalah melakukan interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif terhadap data sumur. Interpretasi kualitatif ini terdiri dari interpretasi litologi, reservoir, dan interpretasi lingkungan pengendapan menggunakan interpretasi sumur Gamma Ray. Sedangkan Interpretasi kuantitatif data sumur terdiri dari perhitungan volume shale.

d. Ekstraksi *Wavelet* dan *Well-Seismic Tie*

Proses *well-seismic tie* merupakan proses pengikatan antara data sumur dengan data seismik yang tujuan untuk menyamakan domain sumur berupa kedalaman dan domain seismik berupa waktu. Tujuan dari proses *well seismic tie* ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik. Pengikatan ini akan menghasilkan koefisien korelasi antara data dengan seismogram sintetik dengan nilai antara 0 sampai 1.

e. *Picking Horizon*

Tahapan ini telah dilakukan pada pembuatan peta atribut seismik, sehingga hasil *horizon* patahan yang telah diinterpretasi dapat digunakan untuk proses inversi.

f. Analisis *Cross Plot*

Sebelum memasuki tahap inversi terlebih dahulu dilakukan pengecekan zona litologi berdasarkan nilai impedansinya dengan *crossplot* antara impedansi dengan sumur yang ada pada sumur tersebut (*gamma ray*, *porosity*, dan *P-Impedance*). Setelah itu dilakukan zonasi antara zona impedansi rendah dan zona impedansi tinggi kemudian dilakukan *cross section*. Apabila nilai impedansi

dapat memisahkan zona secara tegas, kemungkinan hasil inversi mampu digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir.

g. Model Inisial

Pembuatan model inisial menggunakan data seismik dan data sumur. Adapun data sumur impedansi akustik yang didapat dari log *sonic* dengan log densitas. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol ketika melakukan inversi, oleh karena itu hasil dari model inisial ini akan menentukan bagus tidaknya hasil inversi. Dalam membuat model inisial digunakan horizon hasil interpretasi yang berguna untuk membatasi pembuatan model inisialnya dan hasil inversinya. Adapun input dari pembuatan model inisial terdiri dari semua sumur yang telah dilakukan *well seismic tie*, *horizon* yang menjadi target, dan memasukkan *high cut frequency*.

h. Analisis Hasil Inversi

Analisis dilakukan dengan menggunakan *model base inversion*, dan *band limited* yang kemudian akan didapat nilai korelasi dan *error* antara hasil inversi dengan *model inisial*. Untuk mendapat nilai korelasi yang besar dan nilai *error* yang kecil, maka dipilih suatu wavelet yang cocok untuk masing-masing sumur. Selain itu terdapat beberapa parameter yang perlu dirubah untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi diantaranya ialah *sample rate*, data log impedansi akustik pada sumur yang digunakan *horizon*, ukuran blok rata-rata, nilai pembatas (*soft constrain*), serta jumlah iterasi yang digunakan.

i. Analisis Sekatan Sesar

Analisa sekatan sesar dilakukan dengan penentuan nilai *Shale Gouge Ratio* (SGR). Nilai SGR diperoleh dari perhitungan antara nilai *volume shale* di

setiap ketebalan lapisan *juxtaposition* dengan besar loncatan sesar (*throw*). Hasil dari perhitungan SGR adalah nilai SGR yang berada pada bidang sesar. Sesar akan bersifat *sealing* jika nilainya lebih besar dari 20%. Sebaliknya nilai SGR yang lebih kecil dari 20% akan bersifat *leaking*.

5. Hasil dan Pembahasan

5.1 Interpretasi *Horizon*

Tahapan interpretasi *horizon* adalah tahapan pertama dalam proses interpretasi. Dalam kesalahan pembuatan *horizon* bisa menyebabkan kesalahan dalam melakukan interpretasi. Interpretasi dimulai dari pada Formasi *Crow Mountain* hingga *Red Peak*. Hal ini dilakukan untuk mengetahui kemenerusan patahan yang berada pada formasi tersebut. **Gambar 3** merupakan hasil interpretasi *horizon* dan patahan pada lapangan *Teapot Dome* Wyoming Amerika Serikat. Proses interpretasi dilakukan dengan melakukan *picking horizon* pada reflektor pada amplitudo negatif. Hal ini dikarenakan kemungkinan reflektor negatif (*trough*) merupakan lapisan *shale*. Lapisan *shale* ditandai dengan kemenerusan reflektor (*trough*) yang lebih menerus bila dibandingkan dengan reflector *peak*. Agar patahan bias dilihat secara detail perlu dilakukan interpretasi secara detail pada tiap reflektor, oleh karena itu peneliti menggunakan kalkulator seismik dan *surface attribute* untuk mendapat *horizon* yang lebih detail.

Untuk mendapatkan *horizon* digunakan berbagai cara diantaranya adalah *picking horizon* dan 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 reflector *peak*, maka menggunakan maksimum amplitudo, begitu pula sebaliknya. Pada **gambar 3** menunjukkan bahwa pada

lapangan *Teapot Dome* memiliki sesar *reverse fault* dengan gambar seismic pada bagian kiri merupakan *footwall* dan bagian kanan merupakan *hanging wall*. *Reverse fault* adalah patahan hasil dari gaya tegasan kompresional horizontal pada batuan yang bersifat retas, dimana "*hangingwall*" berpindah relatif ke arah atas terhadap "*footwall*".

5.2 Analisis Sumur

Analisis data sumur diawali dengan interpretasi lapisan permeabel dan impermeabel dengan menggunakan log *gamma ray*. Nilai *gamma ray* yang tinggi menunjukkan bahwa lapisan tersebut banyak mengandung unsur radioaktif. Lapisan radioaktif biasanya ditemui dalam batuan dengan ukuran butir yang kecil seperti lempung. Oleh karena itu respon kurva *gamma ray* dapat digunakan untuk menentukan lapisan yang mengandung lempung (*impermeabel*) ataupun *permeabel* (batupasir). Lapisan batupasir memiliki nilai *gamma ray* yang rendah sedangkan lapisan serpih memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi. Lapisan batupasir memiliki nilai *gamma ray* kurang dari 75 API, sedangkan lapisan serpih memiliki nilai *gamma ray* lebih dari 75 API. Untuk melihat apakah batupasir mengandung hidrokarbon atau tidak, yaitu dengan melihat log *density* dan log *neutron porosity* yang saling *cross over*. Berdasarkan hasil pengamatan pada sumur daerah penelitian, respon log *gamma ray* daerah target penelitian menunjukkan nilai *gamma ray* yang rendah, yaitu 20 hingga 40 API. Nilai *gamma ray* yang rendah pada Formasi *Crow Mountain* dan Formasi *Red Peak* menunjukkan bahwa lapisan tersebut merupakan lapisan yang sedikit mengandung lempung. Untuk menentukan keberadaan hidrokarbon dapat melihat *cross over* antara kurva log *density* dengan kurva *neutron porosity*.

5.3 Inversi Impedansi Akustik

Inversi seismik adalah pemodelan geologi pada bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrolnya. Proses inversi seismik merupakan proses pemodelan kebelakang yang dilakukan dengan membuat seismogram sintetik dengan melakukan ekstraksi *wavelet* yang kemudian dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari data seismik. Setelah didapatkan seismogram sintetik kemudian dilakukan pembuatan *earth model*, yang merupakan parameter fisis impedansi akustik suatu batuan.

Gambar 4 merupakan hasil inversi dengan menggunakan metode *model base*. Metode inversi *model base* merupakan pembuatan model impedansi akustik secara *blocky*, dimana model impedansi akustik yang dihasilkan berasal dari data seismik yang telah dikontrol sebelumnya dengan model awal yang telah dibuat. **Gambar 4** merupakan penampang hasil inversi pada *inline 255* yang bertepatan dengan posisi sumur G-1. Berdasarkan hasil inversi, korelasi nilai impedansi akustik sumur dengan impedansi akustik data seismik memiliki korelasi yang cukup baik dengan nilai 32.000 (ft/s)*(g/cc) untuk nilai impedansi akustik pada data seismik. Semakin tinggi nilai impedansi akustik maka semakin besar juga kemungkinan daerah tersebut bersifat sealing. Pada Formasi *Crow Mountain inline 255* daerah *Crow Mountain* menunjukkan nilai impedansi akustik yang tinggi bila dibandingkan dengan daerah dibawahnya. Formasi *Crow Mountain* dibagian atas menunjukkan nilai impedansi akustik dengan kisaran 35.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 37.000 (ft/s)*(g/cc) yang ditunjukkan oleh warna kuning hingga oranye.

5.4 Analisis Shale Gouge Ratio (SGR)

Perhitungan *volume shale* pada kedua sumur dilakukan terlebih dahulu untuk perhitungan SGR. Hanya dua sumur saja yang dilakukan perhitungan SGR. *Volume shale* yang didapat pada penelitian ini merupakan hasil dari rata-rata *volume shale* di kedua sumur G-1 dan G-2. Lalu dilakukan juga analisis *throw* pada seismik untuk menentukan nilai *throw* yang akan digunakan untuk perhitungan SGR. Berikut merupakan gambar analisis *throw* sesar A dan sesar B.

Hasil *throw* yang ditunjukkan pada **Gambar 5** kemudian digunakan bersama nilai *Vshale* untuk mendapatkan nilai SGR pada bidang sesar yang mengalami perselingan (*juxtaposition*) antara zona *footwall* dan *hangingwall*. Untuk sesar A menggunakan perhitungan *Vshale* pada sumur G-1 dan untuk sesar B menggunakan perhitungan *Vshale* pada sumur G-2.

$$v_{sh}G1 = \frac{140 - 10}{150 - 10} = 0.92$$

$$v_{sh}G2 = \frac{160 - 10}{120 - 10} = 0.93$$

Dari data yang dikumpulkan di dapatkan perhitungan sebagai berikut:

Sesar G-1

$$SGR = \frac{\sum(V_{sh} \times \Delta z)}{Throw} \times 100\% = \frac{(0.92 \times 76.2)}{12} \times 100\% = 58.4\%$$

Sesar G-2

$$SGR = \frac{\sum(V_{sh} \times \Delta z)}{Throw} \times 100\% = \frac{(0.93 \times 60.96)}{21} \times 100\% = 26.9\%$$

Dari hasil perhitungan diatas dapat diketahui bahwa nilai SGR pada Sesar G-1 adalah 58,4% dan pada Sesar G-2 adalah 26.9%. Yielding (2002) telah mengemukakan bahwa pada batuan silisiklastik di beberapa lapangan dunia menghasilkan batas SGR < 20% untuk kapasitas berpotensi *leaking*. Sedangkan sesar pada SGR lebih besar dari rentang batas diatas berpotensi *sealing*. Dalam

penelitian ini, Sesar A dan Sesar B pada Formasi *Crow Mountain* dan *Red Peak*, berpotensi sebagai penyekat hidrokarbon (*sealing*). Dalam penelitian ini tidak terdapat sesar/patahan yang bersifat *non sealing*.

6. Kesimpulan dan Saran

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat di simpulkan sebagai berikut :

1. Berdasarkan identifikasi patahan menggunakan atribut seismik menunjukkan jenis patahan *reverse fault* di sisi utara daerah penelitian dan sesar G-1 mempunyai nilai *Shale Gouge Ratio* sebesar 58,4% dan sesar G-2 mempunyai nilai *Shale Gouge Ratio* sebesar 26,9% yang artinya kedua sesar tersebut berpotensi sebagai penyekat hidrokarbon (*sealing*).
2. Hasil inversi menunjukan metode inversi model base merupakan metode dengan hasil inversi terbaik. Pengaruh *reverse fault* yang membagi daerah penelitian menjadi dua dome menunjukan perbedaan nilai impedansi akustik yang rendah yaitu berkisar 35.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 38.000 (ft/s)*(g/cc) pada sisi utara dan pada sisi selatan yaitu berkisar 29.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 32.000 (ft/s)*(g/cc).
3. Litologi yang terdapat pada Formasi *Crow Mountain* dan Formasi *Red Peak* terdiri dari batupasir dan sisipan dolomite dengan nilai porositas efektif pada sumur G-1 sebesar 0.108, sumur G-2 sebesar 0.079.
4. Dalam penelitian ini tidak terdapat sesar/patahan yang bersifat *non sealing*.

6.2 Saran

Saran yang dapat diberikan penelitian tersebut adalah :

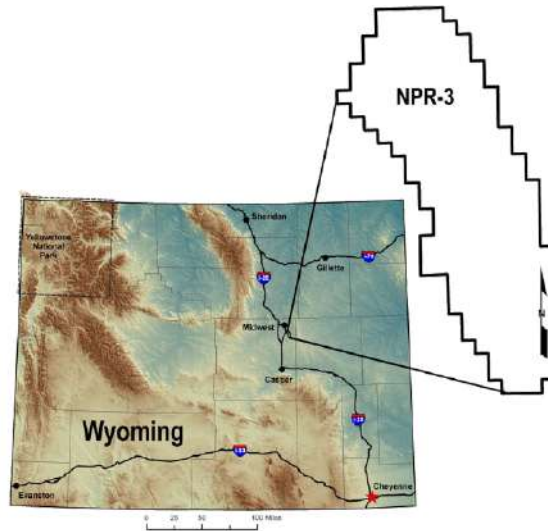
1. Diperlukan software lain agar identifikasi sesar dapat terlihat jelas dan dapat menghasilkan model sesar yang lebih baik.

DAFTAR PUSTAKA

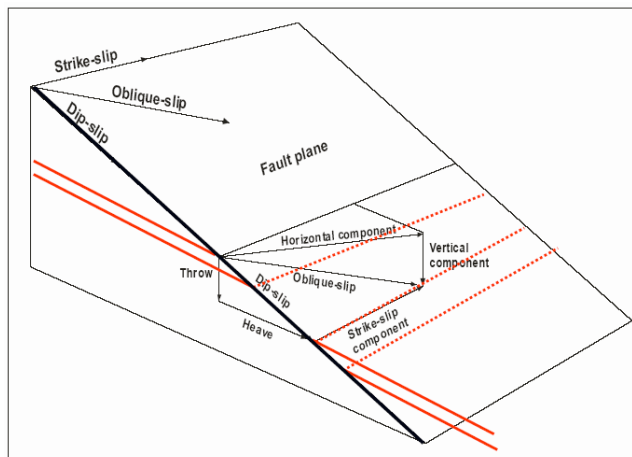
- Ariyanto, Y., 2011. *Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir pada Daerah 'X' Sumatra Selatan*. (Skripsi). UI. Depok.
- Ayoro, A. O. O. 2007. *An Approach To Mapping Shallow Petroleum Reservoirs Using Integrated Conventional 3d And Shallow P-And Sh-Wave Seismic Reflection Methods, Teapot Dome Field, Casper, Wyoming*. (Tesis). Brigham Young University. Provo.
- Black, B.J., Anderson, T. C., dan Jane, Ng. *Characterizing the Lakota Sandstone using 3D Seismic Data and Well Data: Teapot Dome, Wyoming*. (Poster). AAPG.
- Bouvier, J.D., Kaars-Sijpesteijn, C.H., Kluesner, D.F., Onyejekwe, C.C., dan van der Pal, R.C., 1989. *Three-dimensional seismic interpretation and fault sealing investigation, Nun River Field, Nigeria: AAPG Bulletin*, v.73.
- Davis, G.H., dan Reynolds, S.J., 1996. *Structural Geology of Rock and Region*, John Wiley & Sons Inc., New York, USA.
- Dee, S., 2005. *Fault Seal Analysis Training Course: Badley, TT 5.2*, Jakarta.
- Fransisca, I. 2009. *Metode Efektif untuk Mendeliniasi Faults Menggunakan*

- Volume Attribute: Shaded Relief, dan Horizon Attribute: Dip, Azimuth, dan Curvature Formasi Tensleep, Wyoming.* (Tesis). UI. Depok.
- Gadallah, R. M., dan Fisher, R. 2009. *Exploration Geophysics*. Springer. Berlin.
- Jnanaparama, M. A. 2017. *Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Data Log Dan Core Pada Lapangan Md, Formasi Tensleep, Powder River Basin, Wyoming U.S.A.* (Skripsi). Universitas Lampung. Bandar Lampung.
- Kearns, R dan F.C.Boyd., 1963. *The Effect of a Marine Seismic Exploration on Fish Population in British Columbia*. Vancouver, Canada.
- Knipe, R.J., 1997. *Juxtaposition and Seal Diagram to Help Analyze Fault Seal in Hydrocarbon Reservoir*: AAPG Bulletin, v.81, p. 187-195.
- Kunto, Tri Widy., 2005.
- Lindsay, N.G., Murphy, E.C., Walsh, J.J., dan Watterson, J., 1993. *Outcrop studies of shale smears on fault surface*. International Association of Sedimentology.
- Mulhadiono., 1982. *Besitang River Sand as the First Turbidite Reservoir in Indonesia*. Indonesia Pet. Assoc., 11th Annual Convention, Jakarta.
- Prayogo, L., Syahputra, R., dan Haris, A. 2014. *Evaluasi Reservoir Batupasir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Lapangan Teapot Dome*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Sahoo, T.R., Nayak, S., Senapati, S., dan Singh, Y.N., 2010. *Fault Seal Analysis: A method to reduce uncertainty in Hydrocarbon Exploration. Case Study: Northern part of Cambay Basin*. 8th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, India.
- Singhal, B.B.S., dan Gupta, R.P., 2010. *Applied Hydrogeology of Fractured Rocks* (2nded). New York: Springer Science+Business Media B.V.
- Smith, D.A., 1980. *Sealing and non-sealing fault in Louisiana Gulf Coast Salt basin*: AAPG Bulletin, v. 64.
- Sukmono, S., 1999. Interpretasi Seismik Refleksi. ITB, Bandung.
- Yielding, G., 2002. *Shale Gouge Ratio – calibration by geohistory*: NPF Special Publication 11.

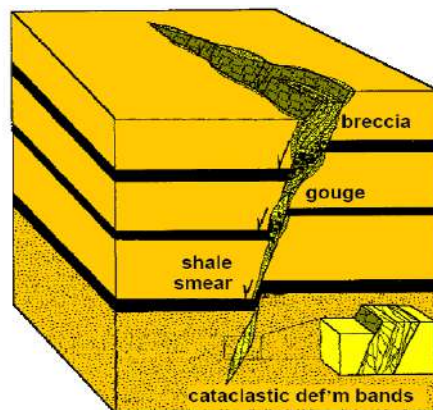
LAMPIRAN



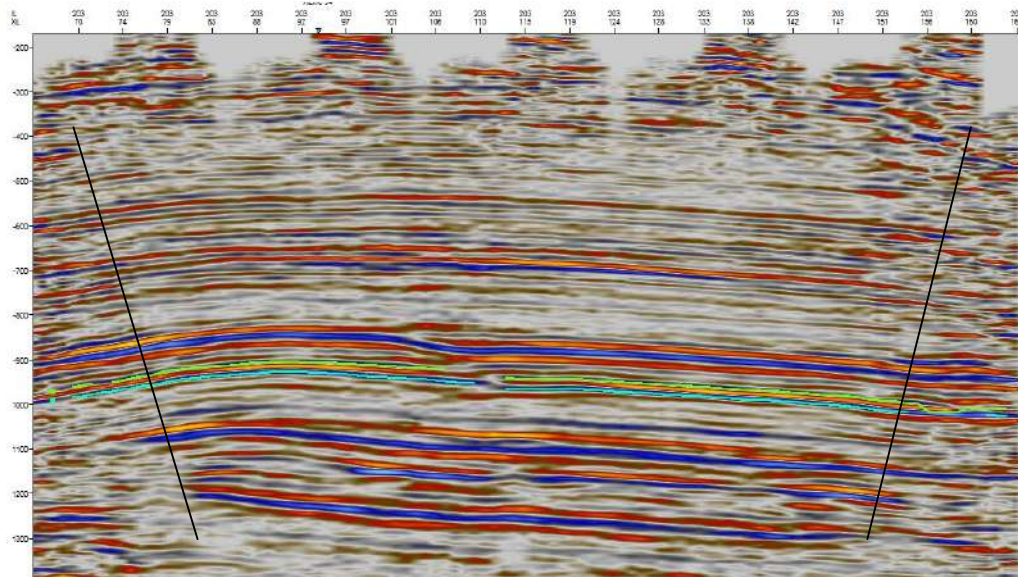
Gambar 1 Lokasi penelitian yang terletak di *Teapot Dome* Wyoming USA (Black dkk, 2014)



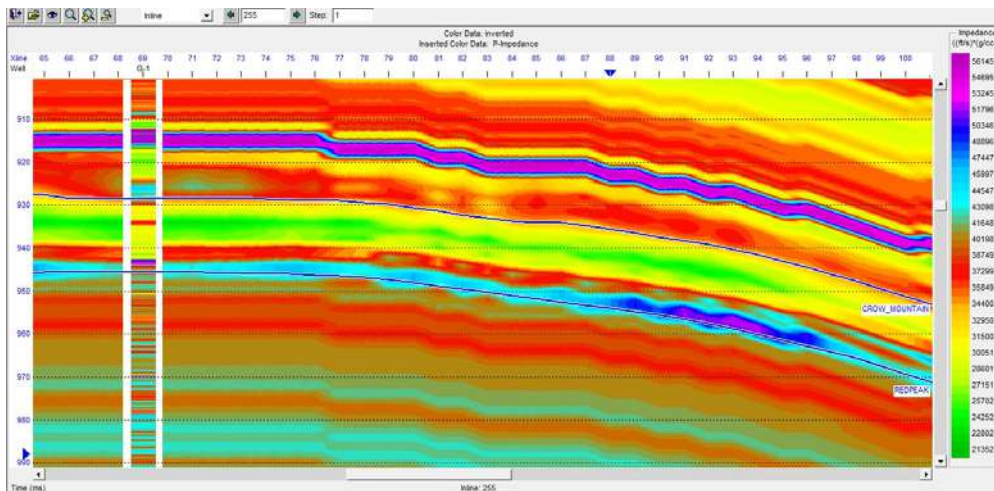
Gambar 2 Komponen geometri pada bidang sesar (Twiss dan Moore, 1992).



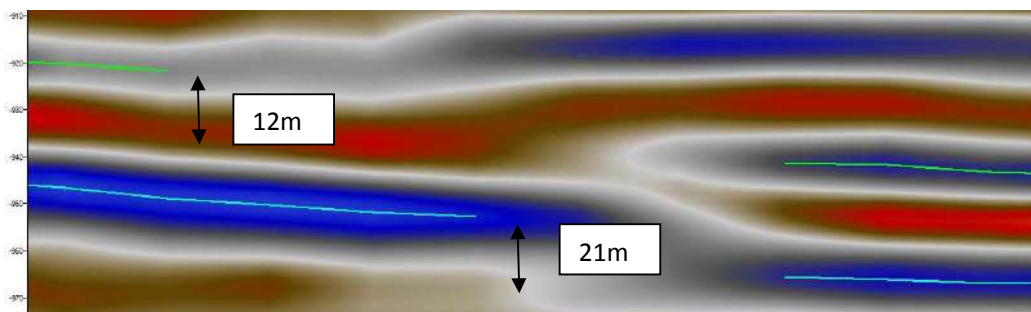
Gambar 3 Zona sesar di bawah permukaan bumi (Dee, 2005).



Gambar 4 Hasil horizon formasi pada Lapangan Teapot Dome



Gambar 5 Inversi model base inline 255



Gambar 6 Analisis *Throw* Sesar A dan Sesar B

Tabel 1. Data Sumur

Sumur	GR	Caliper	SP	NPHI	RHOB	DT	Resistivitas
G-1	v	v	v	v	v	v	v
G-2	v	v		v	v	v	v

Tabel 2. Nilai porositas efektif dan porositas total sumur penelitian

No.	Sumur	Porositas Efektif <i>(fraction)</i>	Porositas Total <i>(fraction)</i>
1.	G-1	0.108	0.176
2.	G-2	0.079	0.129