

## **APLIKASI INVERSI POST-STACK DAN GEOSTATISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR FORMASI LAKOTA LAPANGAN TEAPOT, WYOMING, USA**

Bidara Kaliandra\*, Wien Lestari, Mariyanto, Firman Syaifuddin

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

\* Penulis koresponden. Alamat e-mail: [kaliandravidara@gmail.com](mailto:kaliandravidara@gmail.com)

### **Abstrak**

Penelitian menggunakan metode inversi *post-stack* dan geostatistik telah dilakukan pada Formasi Lakota Lapangan Teapot Dome, Wyoming, Amerika Serikat. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah untuk mengkarakterisasi reservoir Batupasir Formasi Lakota, hak milik Rocky Mountain Oilfield Testing Center, U.S. Department of Energy. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah inversi *post-stack* metode *model based* untuk mendapatkan nilai impedansi akustik (AI) dari volume seismik dan aplikasi geostatistik menggunakan analisis variogram, *Kriging with External Drift* dan Simulasi Gaussian bertujuan untuk mendapatkan distribusi sifat fisis reservoir secara lateral dari data sumur. Hasil inversi *model based* menunjukkan nilai impedansi Formasi Lakota berada pada rentang 28000-36000 ft/s\*g/cc yang mengindikasikan bahwa Formasi Lakota merupakan *interbedded shaly sand*. Pembuatan *Layering* reservoir dari volume AI menjadi empat *map* bertujuan untuk mendapatkan persebaran sifat fisis reservoir yang lebih akurat menggunakan metode geostatistik. Hasil dari metode geostatistik menghasilkan nilai porositas total berada pada rentang 20 – 30 % dan  $V_{shale}$  memiliki rentang nilai 10 – 40 % pada keempat *Layer Map* tersebar pada daerah Barat Laut yang termasuk ke dalam zona *tight* (nilai AI > 30000 ft\*s/g\*cc). Daerah tersebut diindikasikan sebagai area yang berprospek dan rentang nilai sifat fisis tersebut diklasifikasikan sebagai karakteristik reservoir yang baik. Reservoir batupasir yang tersaturasi gas berlokasi di sekitar sesar normal dengan orientasi Timur Laut – Barat Daya, yang dapat ditunjukkan dengan *bright amplitude* pada data seismik dan nilai impedansi rendah. Dua sesar normal mayor berorientasi Timur Laut – Barat Daya membentuk *two way dip closure trap* berperan sebagai jebakan hidrokarbon gas pada Formasi Lakota yang telah terbukti dengan adanya sumur produksi 41-2-X-3, 53-LX-3 dan 56-LX-10 berdasarkan data produksi Lapangan Teapot.

**Kata Kunci:** Formasi Lakota, Geostatistik, Inversi *Post-stack*, *Shaly-sand*

### **Abstract**

The research using post-stack inversion and geostatistical method has been conducted on Lakota Formation, Teapot Dome Field, Wyoming, USA. The aim is to obtain reservoir characteristics and physical properties of Lakota Sandstone, copyrights of Rocky Mountain Oilfield Testing Center, U.S. Department of Energy. The method used in this research consist of Post-stack inversion model based method to obtain Acoustic Impedance of seismic volume and geostatistical method using variogram analysis, *Kriging with External Drift* and also Gaussian simulation to obtain physical properties distribution laterally from well data. The result of model based inversion shows the impedance value of Lakota Formation has the range 28000-

36000 ft/s\*g/cc. It indicates that Lakota Formation has interbedded shaly-sand characteristics. The inversion result is divided into four Layers and sliced into four maps to obtain physical properties distribution of Lakota Formation more accurately. The result of geostatistical method yields Total Porosity value of four Maps on Lakota Formation has 20 – 30 % and  $V_{shale}$  10 – 40% scattered in Northwest area of Teapot Field represents a tight zone (Acoustic Impedance value  $> 30000$  ft/s\*g/cc), which is indicated as prospective area and also those physical properties values classified as good reservoir characteristics. Sandstone reservoir which saturated by gas is located around normal fault with Northeast – Southwest orientation. It can be seen by bright amplitude on seismic data and low impedance value. Two major normal fault with Northeast – Southwest orientation forming two way dip closure trap has the role of gas brine zone trap of Lakota Formation. The existing of gas zone was proven by production wells 41-2-X-3, 53-LX-3 and 56-LX-10 from Teapot Production Data.

**Keywords:** Geostatistics, Lakota Formation, Post-stack Inversion, Shaly-sand

## Pendahuluan

Karakterisasi reservoir adalah suatu teknik yang berhubungan dengan pengukuran sifat batuan dan fluida (porositas, permeabilitas, dan saturasi hidrokarbon) dari reservoir. Teknik ini mengacu pada semua informasi yang relevan yang diperlukan untuk menggambarkan reservoir dalam hal kemampuannya menyimpan dan memproduksi hidrokarbon (Chopra & Michelena, 2011). Dalam mengkarakterisasi sifat fisis suatu reservoir diperlukan integrasi data untuk mendapatkan model yang konsisten, seperti data seismik, data sumur, data *core* dan sebagainya. Jenis-jenis data ini saling melengkapi karena data sumur ditandai dengan resolusi vertikal tinggi dan resolusi horizontal rendah, sedangkan data seismik dicirikan oleh resolusi horizontal yang relatif tinggi dan resolusi vertikal yang rendah (Sacchi, et al., 2016).

Meskipun karakterisasi reservoir telah mendapat manfaat besar dari kemajuan teknologi pemrosesan seismik, kalibrasi amplitudo data seismik dengan data sumur masih merupakan tantangan karena tidak ada metode tunggal yang unik (Kumar, 2018). Data seismik konvensional yang hanya memberikan informasi amplitudo sebagai kontras impedansi antar lapisan batuan belum

bisa memberikan nilai impedansi akustik pada tiap lapisannya (Alves, et al., 2014).

Kontras impedansi yang bersifat terbatas ini digunakan dalam estimasi karakteristik reservoir dan dapat lebih ditingkatkan melalui operasi dekonvolusi, yang biasa disebut sebagai inversi. Inversi seismik merupakan teknik interpretasi yang digunakan untuk mengekstraksi sifat fisik batuan serta fluida dari data seismik (Krebs et al., 2009).

Inversi yang umum digunakan untuk memperoleh parameter impedansi akustik dari data seismik adalah Inversi *Post-stack*. Inversi ini menggunakan data seismik *post-stack* yang mengasumsikan sudut reflektivitas nol, sehingga, hasil inversi *post-stack* hanya digunakan untuk menghasilkan parameter impedansi akustik yang berhubungan dengan sifat fisis reservoir seperti porositas dan densitas. Beberapa studi baru-baru ini menunjukkan aplikasi inversi seismik *post-stack* yang berhasil pada data seismik air dalam (Kumar et al., 2016), dan dalam estimasi gas-hidrat (Chatterjee et al., 2016). Proses inversi untuk mengembalikan nilai impedansi akustik tersebut tidak hanya melibatkan data seismik saja, karena data seismik tidak memiliki acuan parameter fisis yang sesuai dengan kondisi asli di bawah

permukaan, sehingga dibutuhkan data sumur sebagai kontrol parameter fisis tersebut.

Adanya permasalahan yang telah dibahas sebelumnya, bahwa terdapat ketidakpastian yang tinggi pada bawah permukaan untuk mendapatkan karakteristik reservoir yang akurat maupun kesenjangan resolusi antara data seismik dan data sumur, maka diperlukan suatu metode untuk mengatasi masalah tersebut, yaitu dengan mengaplikasikan metode geostatistik.

Geostatistik telah mendapatkan perhatian khusus dalam beberapa tahun terakhir sebagai teknik yang mengoptimalkan data sumur, struktur reservoir, dan kontinuitas reservoir. Metode ini menghasilkan serangkaian model atau peta reservoir untuk memungkinkan analisis berbagai solusi untuk masalah inversi (Oliveira, et al., 2017). Di antara semua metode simulasi geostatistik, simulasi sekuensial gaussian (SGS) memiliki aplikasi terbanyak di industri karena memiliki lebih banyak fleksibilitas dan kesederhanaan. Metode ini memecahkan masalah efek *smoothing* dengan menghasilkan berbagai realisasi dan probabilitas yang sama sedangkan efek ini merusak estimasi kriging (Goovaerts, 1997; Deutsch & Journel, 1998; Deutsch, 2002).

Metode estimasi geostatistik lainnya, yang lebih bermanfaat untuk pemodelan permukaan, adalah Kriging dengan *drift* eksternal (KED) (Goovaerts, 1997; Deutsch, 1991). Teknik KED memiliki banyak keuntungan, yang paling penting adalah bahwa model kecepatannya sangat substansial dalam interpretasi geofisika (Coleou, 2001). Pendekatan KED memiliki aplikasi paling banyak di pemodelan reservoir pasir (khususnya gas), karena *brightspot* pada bagian seismik terdeteksi dan menganalisis permukaan akan lebih mudah

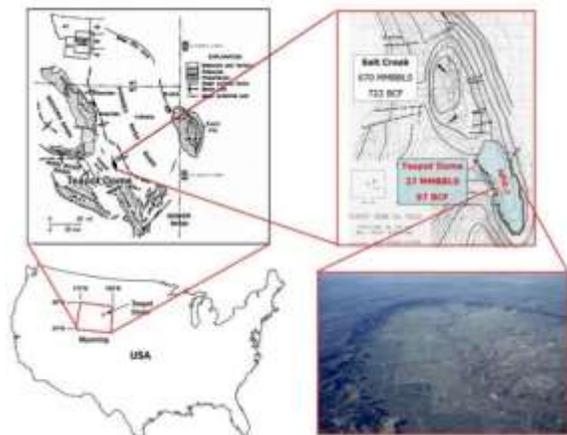
dan lebih akurat (Gastaldi et al., 1997; Filho & Castro, 2001; Caers, 2005).

Dengan demikian, penelitian ini mengaplikasikan metode geostatistik berupa Kriging dengan *drift* eksternal (KED) dan realisasi model berbasis Gaussian yang diaplikasikan untuk tiap *layer* properti fisis reservoir untuk memperoleh sebaran sifat fisis reservoir yang akurat.

Adapun fokus daerah penelitian ini adalah Lapangan Teapot, Wyoming USA. Pada lapangan ini juga pernah dilakukan penelitian sebelumnya menggunakan metode geostatistik oleh Pradana (2017). Namun, pada penelitian ini menggunakan aplikasi metode geostatistik yang berbeda dan formasi yang berbeda, yaitu Formasi Lakota.

### Geologi Daerah Penelitian

Lapangan Teapot Dome (Gambar 1) terletak di sebelah lapangan Salt Creek dan bagian dari antiklin Salt Creek di pinggiran Barat Daya Powder River Basin dengan luas 9481 hektar. Bagian terdalam dari Powder River Basin mengandung hampir 5.500 m batuan sedimen, sekitar 2.440 m di antaranya nonmarine *Upper Cretaceous* dan batuan sedimen klastik tersier yang lebih rendah yang terkait dengan orogenesis *Laramide*. Bagian Timur dan Barat Teapot Dome dibatasi oleh antiklin yang memanjang dengan arah sumbu relatif Barat Laut-Tenggara, sedangkan bagian Utara, Selatan, dan Barat Daya dibatasi oleh tinggian yang disebabkan oleh proses *uplift* (Cooper, et al., 2006).



**Gambar 1.** Lokasi penelitian berada di lapangan Teapot Dome, Wyoming, Amerika Serikat. (Cooper et. al, 2006)

Deformasi utama di Powder River Basin dimulai pada awal Eosen dan mungkin berlanjut ke Miosen. Pengaruh perubahan struktur dimulai dari gaya kompresional dari barat, menghasilkan *reverse fault*, rekahan tensional pada bagian antiklin dan bidang patahan yang relatif curam dengan *offset* yang sangat kecil pada blok yang turun (Thom & Spieker, 1931). Zona target penelitian ini mengambil Formasi Lakota yang menunjukkan area pengendapan yang luas yang diinterpetasikan oleh (Miall, 1985) dari singkapan dari tiga unit batupasir fluvial yang berbeda pada Formasi Lakota di area Barat Daya Black Hills, Dakota Selatan. Endapan fluvial tersebut terbentuk pada akhir dari rentetan pengendapan benua yang dimulai ketika laut *Jurassic Sundance* diregresi dari wilayah dan diakhiri saat *Cretaceous* awal.

### Metode Penelitian

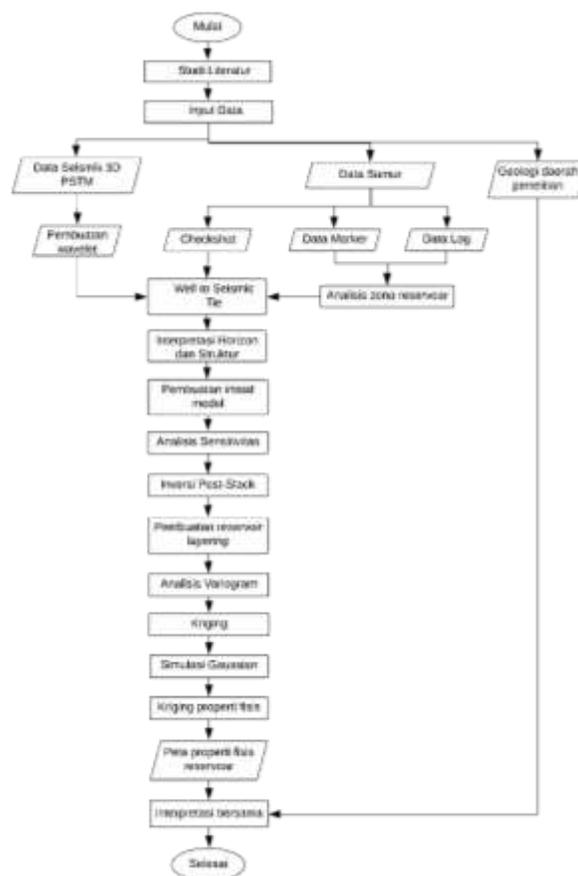
Daerah yang menjadi fokus penelitian ini adalah Formasi Lakota sebagai reservoir batupasir pada Lapangan Teapot Dome.

### Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini diantaranya:

1. Data seismik *Post-Stack Time Migration* 3D sebagai data masukan primer. Data tersebut merupakan hak milik Rocky Mountain Oilfield Testing Center, U.S. Department of Energy.
2. Data sumur yang sejumlah 8 sumur dengan pemakaian data log sesuai dengan tujuan yang dicapai, yaitu log densitas dan *P-wave* untuk mendapatkan log impedansi akustik (AI) serta parameter log *gamma ray* dan porositas untuk menentukan zona batupasir pada analisis *cross plot*.

### Alur Penelitian



**Gambar 2.** Diagram alir penelitian

Pada (Gambar 2) menunjukkan diagram alir pengerjaan pada penelitian ini. Secara garis besar, penelitian ini terbagi menjadi tiga

tahapan, yaitu analisis zona reservoir, inversi dan analisis geostatistik.

### 1. Analisis zona reservoir

Analisis reservoir bertujuan untuk menentukan kedalaman reservoir serta kemenerusannya melalui interpretasi data sumur. Pada penelitian ini analisis reservoir meliputi:

- a. Interpretasi kualitatif data log secara *quick look*
- b. Korelasi sumur, dilakukan untuk melihat kemenerusan litologi serta tren pengendapan
- c. Analisis *tuning thickness*, dilakukan untuk mengetahui besarnya ketebalan reservoir yang dapat teresolusi dengan baik oleh *wavelet* seismik dengan perhitungan teoritis.

### 2. Inversi *Post-Stack*

Metode inversi yang digunakan pada penelitian ini dengan mencoba tiap jenis metode yaitu *sparse-spike*, *maximum likelihood*, *bandlimited* dan *model based inversion* pada *software* Hampson Russell 10. Hal ini bertujuan untuk mendapatkan model dengan nilai *error* yang rendah dan menampilkan kontras persebaran nilai AI yang cukup jelas pada volume seismik.

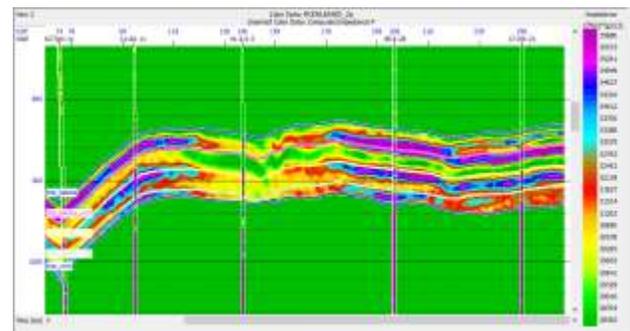
### 3. Analisis Geostatistik

Analisis geostatistik pada penelitian ini dilakukan pada program ISMAP Hampson Russell 10.0. Secara garis besar tahapannya meliputi analisis variogram yang bertujuan untuk melihat tren dari data sumur maupun seismik seiring dengan bertambahnya *offset*. Metode Kriging yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Kriging with External Drift* serta simulasi dengan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) sebanyak 50 peta. Parameter properti fisis yang digunakan adalah porositas dan  $V_{shale}$  yang di-kriging pada tiap *Map AI*, yang pada penelitian ini dibagi menjadi 4 berdasarkan

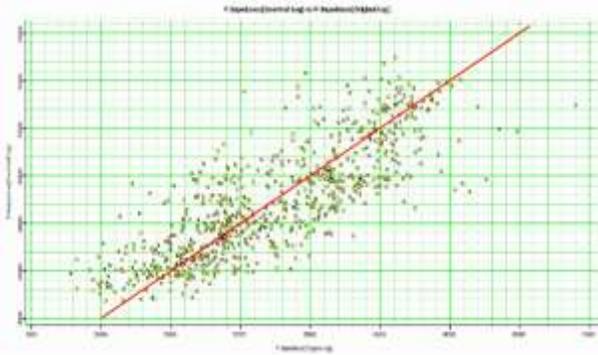
ketebalan zona reservoir ( $\pm 100$  ms), sehingga persebaran properti reservoir tersebut akan berbeda untuk tiap *layer* sehingga interpretasi juga akan dilakukan pada masing-masing *layer*.

## Hasil dan Pembahasan

Hasil inversi pada Batupasir Lakota (Gambar 3) ditunjukkan dengan nilai AI yang rendah, yaitu berkisar 34000 ft/s\*g/cc. Setelah dilakukan inversi, maka dibuat *layer* menjadi 4 dengan tiap *layer* +25 ms dari *top* Lakota. Pembuatan *layer* ini bertujuan untuk melihat hubungan tiap *layer* secara geostatistik serta untuk mendapatkan hasil interpretasi yang lebih akurat. Proses pertama dalam analisis geostatistik adalah analisis variogram untuk melihat tren data terhadap pertambahan jarak. Variogram yang digunakan untuk analisis adalah variogram sumur dan seismik. Namun, yang digunakan pada proses Kriging adalah variogram seismik karena data seismik memiliki data yang lebih *dense* dari data sumur dengan *offset* yang lebih besar pula.



**Gambar 3.** Penampang hasil inversi *model-based* pada *arbitrary line* yang melintasi sumur penelitian sebagai kontrol.



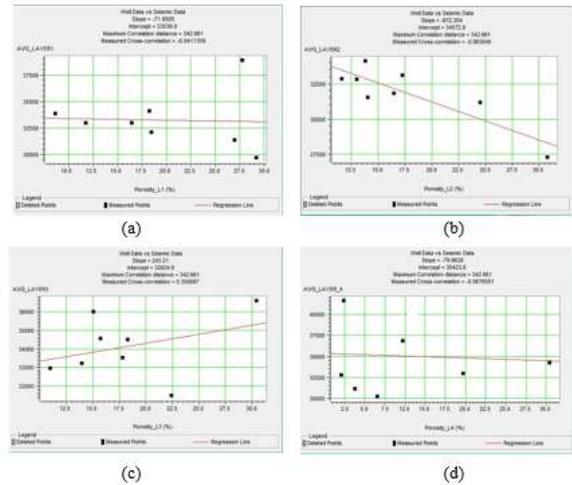
**Gambar 4.** *Cross plot* antar impedansi akustik data log (sumbu X) dengan hasil inversi (sumbu Y) memiliki gradien yang linier.

Perlu dilakukan *cross plot* dan analisis error antara hasil inversi dan nilai AI dari data log untuk mengetahui apakah nilai inversi telah mendapatkan hasil yang baik. *Cross plot* dilakukan untuk membandingkan antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik dari data sumur (Gambar 4) menunjukkan sebaran data mendekati garis regresi secara linier, maka kalkulasi inversi dinyatakan baik dan dapat mengembalikan nilai impedansi akustik.

Hasil variogram digunakan untuk tren pada *Kriging with External Drift* karena data seismik memiliki data yang lebih banyak secara lateral dibandingkan dengan data sumur yang *sparse* serta *variable* yang tersebar dari data sumur akan mengikuti tren regional dari data seismik. Setelah dilakukan *Kriging* langkah selanjutnya adalah mengaplikasikan Simulasi Gaussian (SGS) berbasis *grid*. Jumlah simulasi yang dihasilkan sebanyak 50 *maps*.

Hal ini dikarenakan makin banyak jumlah simulasi peta yang dihasilkan maka galat yang dihasilkan semakin kecil sehingga interpolasi akan semakin baik. Dari semua peta yang dihasilkan dari simulasi maka asumsi yang paling benar adalah dengan merata-ratakan semua peta tersebut (Gambar 5). Hasil rata-rata *map* tiap *layer* lalu dilakukan *Kriging* menggunakan data sumur

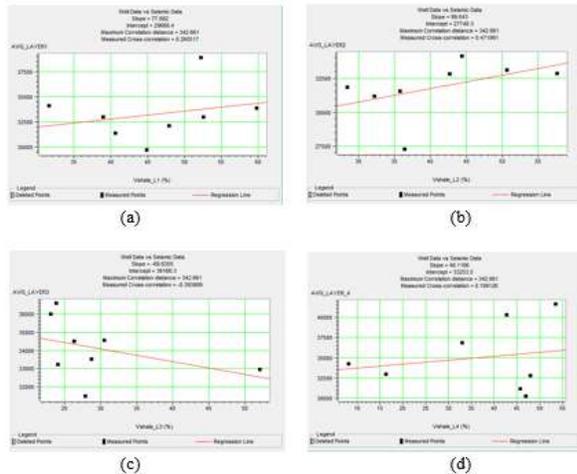
*per-map* sesuai dengan parameter fisis yang diinginkan, dalam penelitian ini properti fisis yang diinginkan adalah porositas dan  $V_{shale}$ .



**Gambar 5.** Hubungan log porositas dengan *map* AI sebagai input pada *map* 1 (a), *map* 2 (b), *map* 3 (c) dan *map* 4 (d). Titik hitam menunjukkan data pada setiap *map* (d), sedangkan garis merah menunjukkan garis regresi linier. Sumbu x merupakan nilai porositas dari log dan sumbu y merupakan *average map* AI hasil simulasi.

Berdasarkan hasil *cross plot* antara nilai korelasi log porositas dengan peta AI (Gambar 5) menunjukkan bahwa hubungan porositas dan AI berbanding terbalik. Hasil *cross plot* masing-masing *layer* menunjukkan bahwa Formasi Lakota memiliki karakteristik porositas yang berbeda-beda seiring bertambahnya kedalaman (*map* 1 – *map* 4).

Berdasarkan hasil *cross plot* pada (Gambar 6) menunjukkan nilai korelasi antara log  $V_{shale}$  dengan AI sangat rendah, hal ini menunjukkan bahwa hubungan  $V_{shale}$  dan AI tidak berbanding secara linier. Karena litologi *shale* sendiri memiliki nilai AI yang rendah. Dari *cross plot* masing-masing *layer* juga dapat dilihat bahwa Formasi Lakota memiliki rentang nilai  $V_{shale}$  yang cukup besar, yaitu mencapai 50 %.

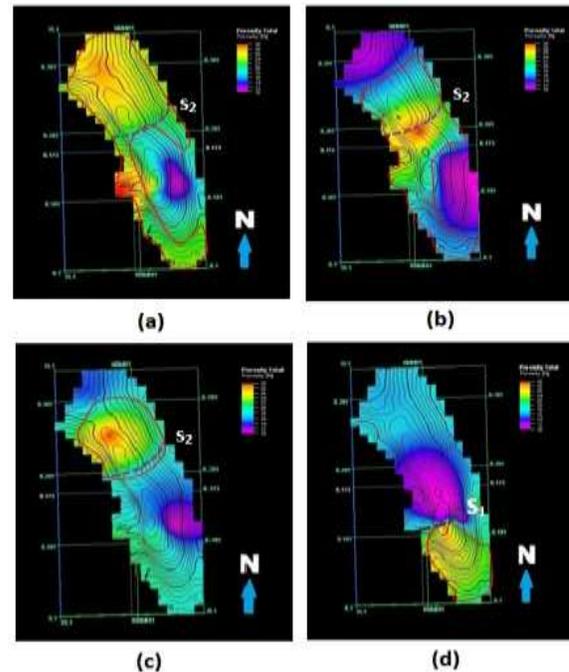


**Gambar 6.** Hubungan log  $V_{shale}$  dengan *map* AI sebagai input pada *map* 1 (a), *map* 2 (b), *map* 3 (c) dan *map* 4 (d). Titik hitam menunjukkan data pada setiap *map*, sedangkan garis merah menunjukkan garis regresi linier. Sumbu x merupakan nilai  $V_{shale}$  dari log dan sumbu y merupakan *average map* AI hasil simulasi.

### Interpretasi

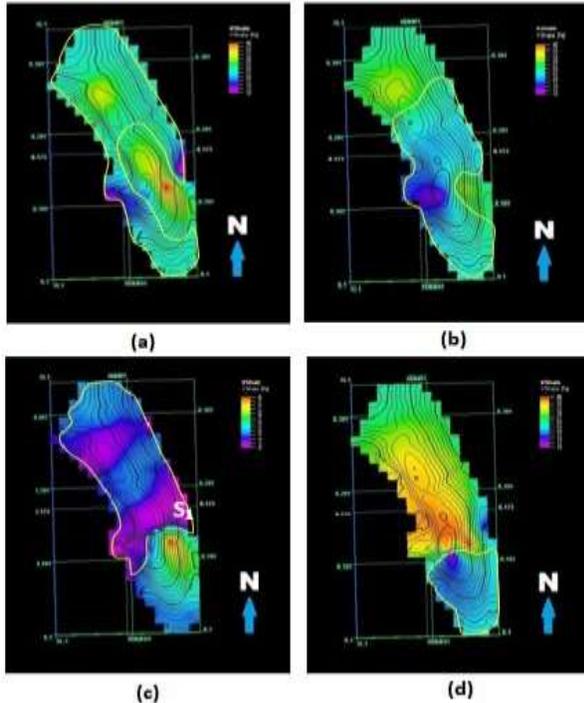
Berdasarkan hasil keempat peta persebaran porositas (Gambar 7) dan  $V_{shale}$  (Gambar 8), dapat disimpulkan bahwa pola pengendapan untuk keempat *layer* tidak berbeda secara signifikan satu sama lain. Hal tersebut dikarenakan Formasi Lakota terendapkan sebelum terjadinya patahan. Adapun rekahan dan patahan yang terjadi saat deformasi akan mempengaruhi sifat fisis reservoir tersebut. Faktor yang mempengaruhi adanya perbedaan nilai porositas yang drastis pada daerah sekitarnya dapat disebabkan oleh tekanan di bawah proses transisi batuan dari *ductile* ke *brittle* selama zona transisi, banyaknya rekahan yang terbentuk dari patahan, fragmentasi butir pada batupasir dan terjadi *pore collapse*. Selain itu, dilihat dari nilai porositas total yang tinggi namun memiliki nilai  $V_{shale}$  tinggi pada daerah yang sama dapat disebabkan karena pori batuan telah terisi oleh *shale* yang mengakibatkan lapisan batuan menjadi *shaly sand* dimana daerah tersebut merupakan zona *tight* dengan nilai impedansi yang cukup besar ( $> 30000$  ft/s\*g/cc). Dilihat dari karakter log, daerah

bagian Barat Laut memiliki ketebalan reservoir yang lebih tebal dan menipis ke arah Tenggara, hal ini sesuai jika melihat persebaran porositas dan  $V_{shale}$  pada masing-masing *map*, bahwa tren pengendapan Formasi Lakota berarah Barat Laut – Tenggara.



**Gambar 7.** Peta persebaran porositas total pada *Layer* 1 (a), *Layer* 2 (b), *Layer* 3 (c) dan *Layer* 4 (d) yang di-*overlay* dengan kontur *time structure map*. Zona yang ditandai dengan warna merah menunjukkan nilai porositas tinggi.

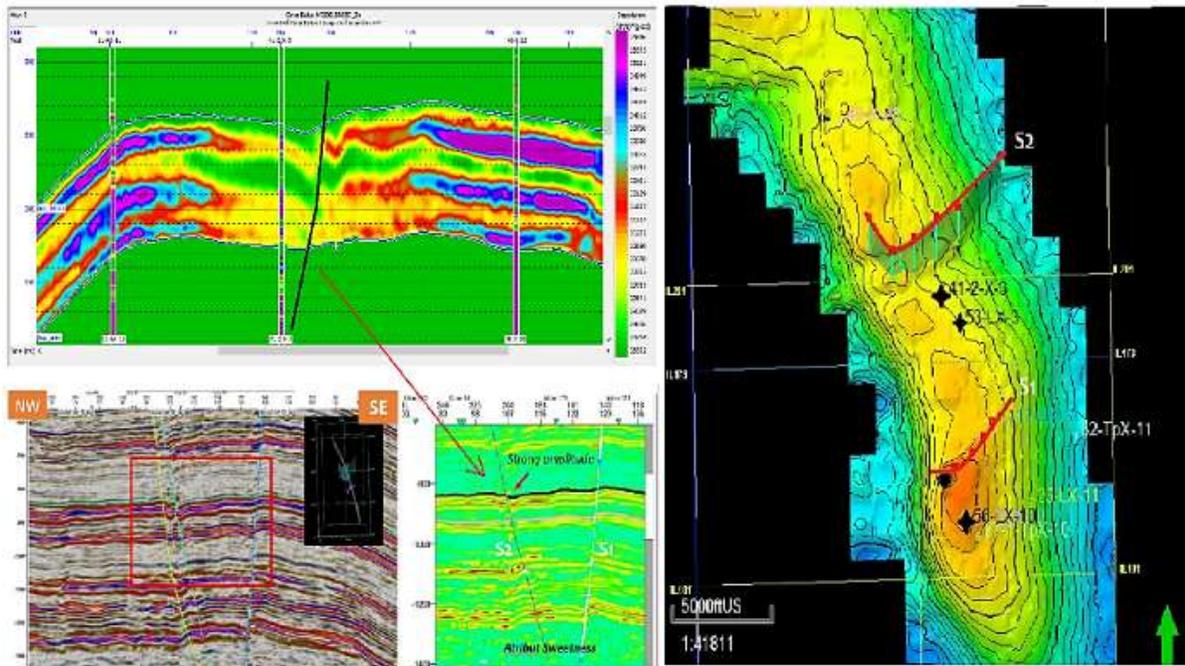
Porositas yang dianggap baik sebagai reservoir dapat dilihat pada lingkaran merah, dimana porositas total menunjukkan nilai 20 – 30 % sehingga dalam hal ini porositas total yang dimaksud pada *layer* tersebut termasuk porositas yang bersih maupun terisi oleh *shale*. Persebaran nilai  $V_{shale}$  berada pada rentang 10 – 40 %, hal ini dikarenakan Formasi Lakota merupakan *interbedded shaly sand*.



**Gambar 8.** Peta persebaran  $V_{shale}$  pada Layer 1 (a), Layer 2 (b), Layer 3 (c) dan Layer 4 (d) yang di-overlay dengan kontur time structure map. Zona yang ditandai dengan warna kuning menunjukkan nilai  $V_{shale}$  rendah.

Interpretasi antara hasil inversi, atribut *sweetness* dan struktur geologi menunjukkan daerah yang terasosiasi oleh sesar normal  $S_1$  dan  $S_2$  merupakan zona reservoir, hal ini ditunjukkan dengan nilai impedansi 28000-34000 ft/s\*g/cc di sumur produksi 41-2-X-3 pada (Gambar 9).

Adapun adanya perbedaan pada rentang nilai impedansi tersebut terjadi karena porositas Batupasir Lakota yang telah tersaturasi oleh gas, dimana sebelumnya telah dijelaskan oleh (Sukmono, 1999) bahwa porositas dan fluida pengisi pori batuan akan lebih mempengaruhi nilai impedansi akustik daripada nilai densitas batuan itu sendiri. Fenomena ini juga sesuai dengan konsep dari *petroleum system*, dimana patahan  $S_1$  dan  $S_2$  berperan sebagai jebakan hidrokarbon membentuk *two way dip closure trap*.



**Gambar 9.** Interpretasi daerah penelitian berdasarkan hasil inversi, atribut *sweetness* dan struktur geologi. Zona reservoir berasosiasi pada daerah patahan. Tanda bintang hitam merupakan sumur produksi

## Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian, hasil inversi menunjukkan nilai impedansi Formasi Lakota berada pada rentang 28000-36000 ft/s\*g/cc. Formasi ini merupakan *interbedded shaly sand*. Nilai porositas tinggi dengan  $V_{shale}$  yang juga tinggi pada daerah Barat Laut terjadi karena zona tersebut merupakan zona *tight* (nilai AI > 30000 ft\*s/g\*cc) Adanya perbedaan nilai porositas yang drastis dapat disebabkan karena pori batupasir yang telah tersaturasi oleh gas, yang dapat dilihat dengan menerapkan atribut *sweetness* menunjukkan zona *gas brine* terdapat pada daerah sesar normal di sekitar sumur 41-2-X-3 dengan nilai impedansi rendah (28000-34000 ft/s\*g/cc). Dua sesar normal mayor berorientasi Timur Laut – Barat Daya berperan sebagai jebakan hidrokarbon pada reservoir Batupasir Lakota membentuk *two way dip closure trap*. Daerah yang diapit oleh kedua patahan tersebut merupakan daerah yang telah terbukti memproduksi gas pada Formasi Lakota, yaitu pada sumur 41-2-X-3, 53-LX-3 dan 56-LX-10 berdasarkan data produksi Lapangan Teapot.

## Ucapan Terima Kasih

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada *Rocky Mountain Oilfield Testing Center* sebagai pemilik data keseluruhan yang digunakan dalam penelitian ini serta Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Sepuluh Nopember sebagai pembimbing dan fasilitator dalam menyelesaikan penelitian ini.

## Daftar Pustaka

Alves, F., Almeida J.A. and Silva, A.P. 2014. Simulation of acoustic impedance images by stochastic inversion of post-stack seismic reflection amplitudes and well data.

- Journal of Petroleum Science and Engineering. 121, pp. 52-56.
- Caers, J. 2005. Petroleum Geostatistics. Society of Petroleum Engineers.
- Chatterjee, R., Singha, D.K., Ojha, M., Sen, M. K. and Sain, K. 2016. Porosity estimation from pre-stack seismic data in gas-hydrate. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 33, pp. 562-572.
- Chopra, S. and Michelena, R.J. 2011. Introduction to this special section: Reservoir characterization. The Leading Edge, pp. 35-37.
- Coleou, T. 2001. On the use of seismic velocities in model building for depth conversion, presented at the EAGE 63<sup>rd</sup> Conference and Technical Exhibition. Europe Geoscience Engineering, Extended Abstracts.
- Cooper, S.P., Goodwin, L.B. & Lorenz, J.C. 2006. Fracture and fault patterns associated with basement-cored anticlines: The example of Teapot Dome, Wyoming. AAPG Bulletin. 90(12), pp. 1903-1920.
- Deutsch, C.V. 1991. The Relationship between Universal Kriging, Kriging with an External Drift, and Cokriging. Report 4. Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, CA.
- Deutsch, C.V. 2002. Geostatistical Reservoir Modeling.
- Deutsch, C.V. and Journel, A.G. 1998. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's guide, second ed. New York: Oxford University Press.
- Filho, I.D.A.S. and Castro, J.Q.D. 2001. Estimation of subseismic nonreservoir layers within a turbidity oilbearing sandstone, campos basin, using a geostatistical approach. Journal of Petroleum Science and Engineering. 32, pp. 79-86.
- Gastaldi, C., Biguenet, J. and Pazzis, L.D. 1997. Reservoir Characterization

- from Seismic Attributes. The Leading Edge, pp. 263–266.
- Goovaerts, P. 1997. Geostatistics for Natural Resources Evaluation. Applied Geostatistics Series. Oxford University Press.
- Krebs, J., Anderson J., Hinkley, D., Neelamani, R., Lee, S., Baumstein, A. and Lacasse M.D. 2009. Fast full-wavefield seismic inversion using encoded sources: Geophysics. 74 (6), WCC177–WCC188.
- Kumar, R., Das, B., Chatterjee, R. and Sain, K. 2016. A Methodology of Porosity Estimation from Inversion of Post-Stack Seismic Data. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 28, pp. 356-364
- Kumar, D. 2018. Seismic Amplitude Calibration for Quantitative Interpretation. GEOS Alumni Journal. p 34.
- Miall, A.D. 1985. Architectural-Element Analysis: A New Method of Facies Analysis Applied to Fluvial Deposits. Earth Science Reviews Reviews Elsevier Science Publishers. 22, pp. 261-308.
- Oliveira, G.S., Soares, A.O., Schiozer, D.J. and Maschio, C. 2017. Reducing uncertainty in reservoir parameters combining history matching. Journal of Petroleum Science and Engineering. 156, pp. 75-90.
- Sacchi, Q., Borello, S.E., Weltje, J.G. and Dalman, R. 2016. Increasing the predictive power of geostatistical reservoir models by integration of geological constraints from stratigraphic forward modeling. Marine and Petroleum Geology. 69, pp. 112-116.
- Sukmono, S. 1999. Interpretasi Seismik Refleksi. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Thom, W.T. and Spieker, E.M. 1931. The significance of geologic conditions in Naval Petroleum Reserve No. 3, Wyoming, with a section on the waters of the Salt Creek - Teapot Dome uplift, s.l. U.S Geological Survey.
- Pradana, D.R. 2017. Analisis Sebaran Reservoir Batupasir “Dakota” Dan Reservoir Shale “Niobrara” Menggunakan Metode Seismik Inversi Dan Geostatistik, Studi Kasus Lapangan Teapot, Wyoming, USA, Bachelor thesis, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.