

ANALISIS PENYEBARAN SIFAT FISIS BATUAN RESERVOIR DENGAN METODE GEOSTATISTIK (STUDI KASUS: LAPANGAN BOONSVILLE, TEXAS, AMERIKA SERIKAT)

Claudia Dewi Puspita Sari^{2,*}, Piter Lepong^{1,2}, Adrianus Inu Natalisanto^{1,3}

¹Program Studi Fisika, Fakultas MIPA, Universitas Mulawarman

²Laboratorium Geofisika, Fakultas MIPA, Universitas Mulawarman

³Laboratorium Fisika Dasar, Fakultas MIPA, Universitas Mulawarman

*Corresponding Author: claudial.dewi@gmail.com

ABSTRACT

Physical properties of reservoir rocks are very important in hydrocarbon production. This study analyzes the physical properties of porosity value in reservoir rocks. The aim was to estimate the distribution of porosity in the reservoir rocks. There are several methods available in estimating the reservoir properties distribution. This study uses the geostatistical method to estimate the distribution of porosity value in three different wells in Boonsville Field. Semivariogram analysis is essential steps in geostatistical method in analysis the autocorrelation the the petrophysical data of geophysical logging. The experimental semivariogram with spherical model obtained the sill value 14,94; nugget value 7,85; and range value 1646. The value use as input data in estimate the distribution of porosity value by ordinary kriging. Result of estimation using geostatistical method shown in around well area of IG Yates 31 and IG Yates 19 have the most optimal physical properties as reservoir rocks.

Keywords: Fort Worth Basin, Geostatistical Method, Semivariogram, Properties Reservoir

1. PENDAHULUAN

Semakin menipisnya cadangan minyak bumi dan semakin sempitnya daerah eksplorasi merupakan tantangan untuk mengoptimalkan pencarian dan perolehan minyak bumi dan pengembangan metode-metode tertentu. Keterbatasan data adalah suatu permasalahan yang dapat diatasi dengan mengintegrasikan data-data dari segala aspek (geofisika, geologi dan reservoir) kemudian dengan metode tertentu dapat menggambarkan karakteristik reservoir suatu lapangan (Indarto, 2013).

Informasi atau data geologi merupakan input penting dalam model karakterisasi reservoir. Pada industri minyak dan gas bumi dalam memodelkan karakterisasi reservoir

menggunakan program berbasis geostatistik. Geostatistik merupakan ilmu gabungan antara geologi, teknik, matematika dan statistika. Teknik analisis geostatistika didasarkan pada variabel random pada data spasial (A, Noviana Ervin N, 2015)

Analisis geostatistik dalam ilmu kebumihan khususnya dalam karakterisasi reservoir dilakukan tiga tahapan, yaitu asumsi stasioner, pemodelan hubungan spasial dan menaksir data petrofisika pada daerah yang tidak tersampel. Kemudian hasil pemodelan ini digunakan untuk estimasi variabel pada titik yang tidak dilakukan sampling.

Pada beberapa penelitian terdahulu, banyak yang telah melakukan penelitian dengan berbagai macam metode

geostatistik dalam mengembangkan pencarian minyak dan gas bumi dengan mengkarakterisasi reservoir. Salah satu penelitian tersebut adalah melakukan analisis penyebaran sifat fisis reservoir pada petrophysical modelling di lokasi X Papua Barat dengan metode geostatistik yaitu universal kriging, yang dilakukan oleh Mohammad Hatta Rafsanjani, dkk. Dalam penelitian tersebut pengaplikasian metode geostatistik dapat memberikan hasil analisis yang baik secara geologi karena interpolasi sifat fisis reservoir primer dilakukan dengan memasukkan trend jenis batuan (facies) sebagai kontrol sehingga penyebaran memiliki interpretasi yang kuat secara geologi.

Oleh karena itu dalam melakukan rencana penelitian ini diharapkan dapat mendukung berbagai pengembangan kegiatan eksplorasi hidrokarbon, dengan mengetahui parameter dari sifat fisis reservoir dari keterbatasan data yang diperoleh dan melakukan analisis secara geostatistik. Sehingga hasil penelitian ini dapat memberikan rekomendasi terhadap pengembangan yang diperlukan dalam pemodelan geologi karena kebutuhan biaya eksplorasi yang cukup banyak dan tidak memungkinkan dalam melakukan pemetaan secara keseluruhan karena keterbatasan data yang didapat saat pengukuran.

2. TEORI

Sifat fisis batuan reservoir merupakan sifat penting batuan reservoir dan hubungannya dengan fluida reservoir yang mengisinya dalam kondisi statis dan dinamis (apabila ada aliran)^[1]. Parameter utama untuk menganalisis penyebaran sifat fisis reservoir pada penelitian ini adalah porositas.

Porositas (\emptyset) didefinisikan sebagai fraksi atau persen dari volume ruang pori-pori terhadap volume batuan total. Besar kecilnya porositas suatu batuan akan menentukan kapasitas

penyimpanan fluida reservoir (A, Firyal Athif, 2016)

$$\emptyset = \frac{\text{volume pori} - \text{pori total}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (1)$$

(Firyal Athif A, 2016).

Dalam menentukan estimasi penyebaran sifat fisis (porositas) reservoir dalam penelitian ini digunakan metode geostatistik. Geostatistik merupakan cabang ilmu statistik yang digunakan untuk menganalisis dan memprediksi variable (nilai) yang berkaitan dengan karakteristik spasial atau spasio-temporal suatu fenomena. Jadi geostatistik mengintegrasikan dimensi atau koordinat spasial data yang dianalisis (Purnamasari, Rosy, 2008). Metode geostatistik memiliki beberapa bagian analisis untuk melakukan estimasi nilai. Bagian analisis tersebut adalah semivariogram, yang merupakan metoda untuk mendeskripsikan variasi spasial dari sifat fisis reservoir yang berdasarkan pada prinsip bahwa sampel yang terpisah secara dekat memiliki nilai korelasi yang lebih besar dibanding dengan data yang jauh dari data lainnya atau dari data yang telah mencapai nilai korelasi minimum. Terdapat beberapa tahapan yang perlu dilakukan dalam menentukan model semivariogram.

Tahap awal yang dilakukan adalah analisis semivariogram ekperimental. Semivariogram ekperimental didefinisikan sebagai berikut :

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(s_i + h) - z(s_i)]^2 \quad (2)$$

(Safitri Wijaya, 2008)

dengan:

$\gamma(h)$ = nilai semivariogram antara titik s dengan s_i+h

$z(s_i+h)$ = nilai pengamatan di titik s_i+h

$z(s_i)$ = nilai pengamatan di titik s_i

$N(h)$ = banyak pasangan titik pada jarak h

Dari semivariogram eksperimental dilakukan tahap analisis lebih lanjut, yaitu mencocokkan hasil semivariogram eksperimental dengan model semivariogram teoritis. Terdapat beberapa jenis semivariogram teoritis, di antaranya adalah:

1. Model *Spherical*

Bentuk model *spherical* dapat dituliskan dalam persamaan berikut:

$$\gamma(h) = \begin{cases} c \left[\left(\frac{3h}{2a} \right) - \left(\frac{h}{2a} \right)^2 \right], & \text{untuk } h \leq a \\ c, & \text{untuk } h > a \end{cases} \quad (3)$$

(Awali, 2013).

2. Model Eksponensial

Bentuk model eksponensial dapat dituliskan dalam persamaan berikut:

$$\gamma(h) = c \left[1 - \exp\left(-\frac{h}{a}\right) \right] \quad (4)$$

(Awali, 2013).

3. Model *Gaussian*

Bentuk model *gasussian* dapat dituliskan dalam persamaan berikut:

$$\gamma(h) = c \left[1 - \exp\left(-\frac{h}{a}\right)^3 \right] \quad (5)$$

(Awali, 2013).

Pada semivariogram terdapat beberapa parameter yang diperlukan untuk mendeskripsikan variogram, yaitu:

1. *Nugget* (C_0), merupakan pendekatan nilai semivariogram pada jarak nol.
2. *Sill* (C), adalah nilai semivariogram pada saat semivariogram mencapai titik konstan atau tidak berubah lagi (ditandai garis mendatar/hampir datar pada grafik) sehingga nilai penambahan pada jarak separasi tidak lagi mempengaruhi nilai semivariogram).
3. *Range* (a), yaitu jarak lag (h) ketika kurva variogram mulai naik dan mencapai sill.

Tahap selanjutnya, nilai parameter hasil analisis semivariogram digunakan

sebagai data input dalam estimasi dengan *ordinary kriging*. *Ordinary kriging* dikenal sebagai teknik kriging linier terbobot dari data yang tersedia untuk proses estimasi. Metode *ordinary kriging* memiliki asumsi bahwa variabel tereregional $Z(x)$ adalah stasioner dan nilai rata-rata tidak diketahui dan bernilai konstan. Pada metode *ordinary kriging* untuk menaksir sembarang titik yang tidak tersampel (x_0) dapat menggunakan kombinasi linier dari variabel acak $Z(x_i)$, dan nilai bobot kriging (λ_i) masing-masing, yang secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\hat{Z}(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) \quad (6)$$

(John Maspupu, 2014).

dimana:

λ_i = bobot dari $Z(x_i)$ untuk $i=1,2,\dots,n$

$Z(x_i)$ = nilai pengamatan ke- i

dengan $\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1$.

Untuk mencari nilai bobot λ_i sistem persamaan *ordinary kriging* dapat dituliskan dalam bentuk matriks sebagai berikut:

$$C \cdot \lambda = D$$

$$\begin{bmatrix} C_{11} & \dots & C_{1n} & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ C_{n1} & \dots & C_{nn} & 1 \\ 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_n \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{10} \\ \vdots \\ C_{n0} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

(John Maspupu, 2014).

dimana:

C = matriks kovariansi antar pasangan lokasi/titik ke- i dan ke- j

λ = bobot kriging ke- i

D = kovariansi terhadap jarak antara lokasi/titik yang diduga dengan lokasi pengamatan yang ada.

Sebelum model interpolasi digunakan, perlu diketahui terlebih dahulu seberapa akuratkah model yang digunakan. Salah satu cara untuk menguji keakuratan suatu model adalah dengan menggunakan validasi silang (*cross validation*). Ukuran yang dapat

digunakan untuk membandingkan keakuratan model adalah *Root Mean Square Error (RMSE)*. Ukuran ini yang paling sering digunakan untuk membandingkan akurasi antara dua atau lebih model dalam analisis spasial. Semakin kecil nilai *RMSE* suatu model menandakan semakin akurat model tersebut. *RMSE* didefinisikan sebagai berikut:

$$RMSE = \sqrt{\frac{SSE}{n}} \quad (8)$$

dimana

$$SSE = \sum_{i=1}^{N(h)} [z(s_i + h) - z(s_i)]^2 \quad (9)$$

(John Maspupu, 2014).

3. METODE

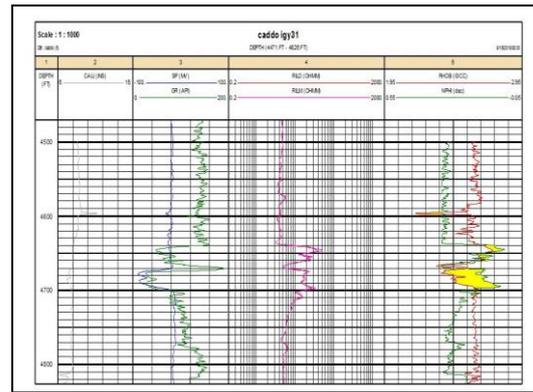
Penelitian ini dilaksanakan kurang lebih mulai bulan Juni – September 2018 di Laboratorium Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Mulawarman.

Pengolahan dan Analisis Data

Pada penelitian ini dilakukan beberapa proses Pengolahan dan Analisis Data:

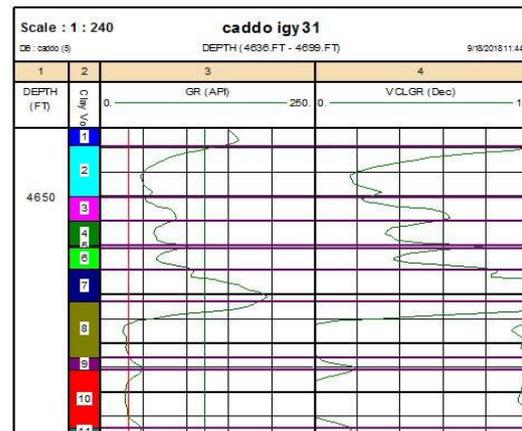
1. Pengumpulan Data
2. Pengolahan Data
3. Analisa dan Interpretasi

Pengumpulan data dilakukan pada data *well log* dalam format *.LAS* pada sumur IG Yates 31, IG Yates 19 dan B Yates 13. Dari data tersebut selanjutnya diinput dalam bentuk *log triple combo*, tampilannya sebagai berikut:

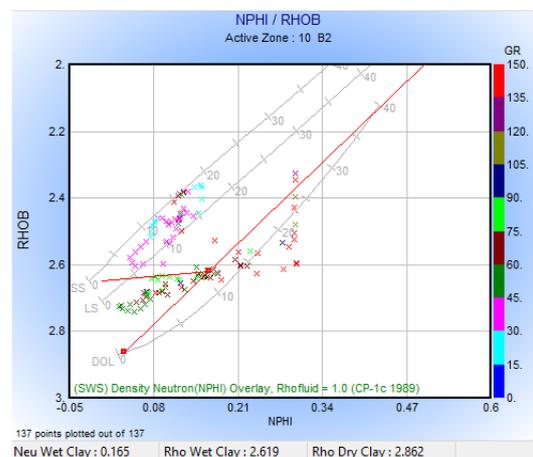


Gambar 1. Log Triple Combo

Pengolahan data dilakukan diawali dengan melakukan analisis petrofisika, yang meliputi nilai *volume shale* dari penentuan nilai gamma ray maksimum dan gamma ray minimum pada kurva log gamma ray. Lalu selanjutnya dilakukan perhitungan porositas dengan menentukan densitas *shale* dan neutron *shale* dengan cara plot antara kurva NPHI dan RHOB pada masing-masing data sumur.



Gambar 2. Penentuan Volume Shale



Gambar 3. Plot NPHI/RHOB

Setelah pengolahan nilai porositas dari hasil analisa petrofisika, dilakukan pemodelan variogram yang meliputi statistik dekriptif, perhitungan semivariogram eksperimental, pencocokan model semivariogram teoritis dan model estimasi penyebaran sifat fisis reservoir.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini menghasilkan 2 Hasil yang harus dianalisa, yaitu Hasil Analisa Petrofisika dan Analisa Penyebaran Sifat Fisis Reservoir.

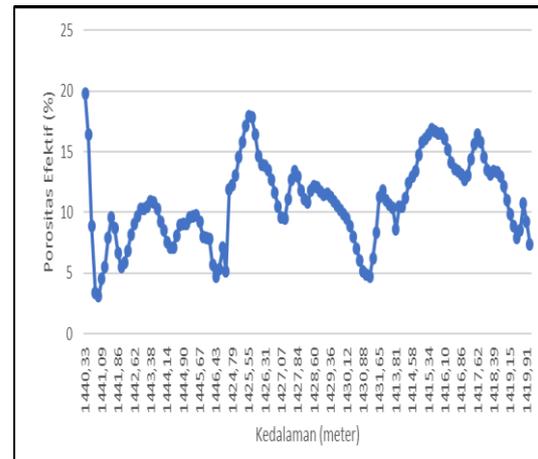
Pada Analisa Petrofisika didapatkan besar porositas dan ketebalan lapisan reservoir pada 3 sumur.

Tabel 1. Ketebalan dan Porositas Reservoir Pada 3 Sumur.

Sumur	Kedalaman	Ketebalan Reservoir	Porositas Rata-rata
B Yates 13	1440,33 s.d 1446,73 m	6,55 m	8,28 %
IG Yates 31	1424,48 s.d 1432,26 m	8,23 m	10,59 %
IG Yates 19	1413,81 s.d 1420,06 m	6,25 m	13,08 %

Hasil analisa petrofisika selanjutnya digunakan dalam pemodelan semivariogram, yang dilakukan pada 3 sumur yang diukur jarak antar sumurnya dan jarak antar kedalaman lapisan reservoirnya. Hasil analisa statistik deskriptif pada data porositas dihasilkan jumlah data sebanyak 137 titik, rata-rata 10,91, median 10,8, standar deviasi 3,47, dan variansi 12,01. Data diasumsikan

harus dalam keadaan stasioner atau tidak mengandung *trend*.



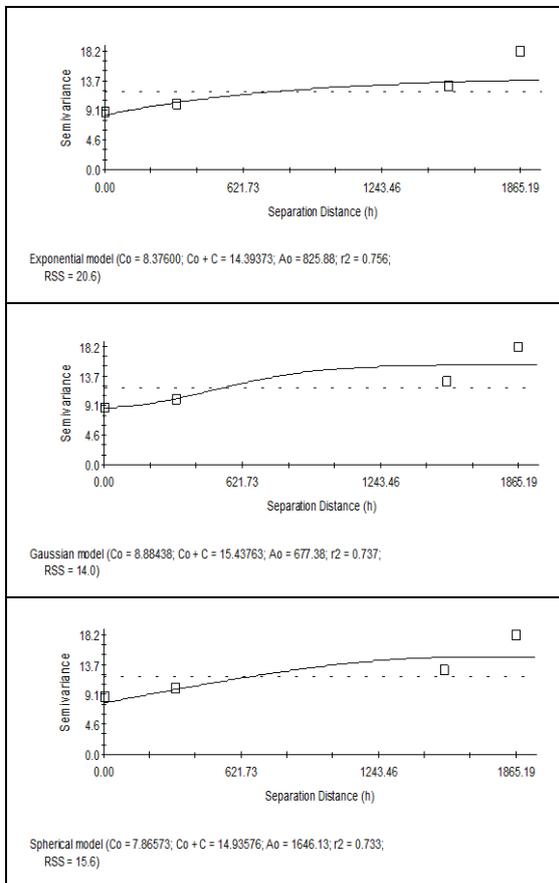
Gambar 4. Kestasioneran Data Porositas Terhadap Kedalaman.

Setelah pengujian stasioner data, dilakukan perhitungan semivariogram eksperimental. Perhitungan semivariogram eksperimental data porositas dilakukan berdasarkan *omnidirection*. Sebelum melakukan perhitungan semivariogram eksperimental ditentukan terlebih dahulu jarak lag aktif dan jarak interval kelas lag yang digunakan. Lag merupakan pasangan titik data. Jarak lag aktif merupakan suatu jarak yang membatasi perhitungan semivariogram eksperimental sehingga jarak interval kelas lag yang digunakan harus kurang dari atau sama dengan jarak lag aktif. Adapun jarak interval kelas lag merupakan interval jarak untuk mengelompokkan pasangan titik data pada satu lag. Karena itu, banyak lag akan terbentuk dari penentuan jarak lag aktif dari data yang ada.

Dalam penelitian ini jarak lag aktif yang ditentukan adalah sebesar 1865,19 m dan jarak interval kelas lag sebesar 93,26 m, maka banyak lag yang akan terbentuk dalam perhitungan semivariogram eksperimental adalah 20 lag. Artinya pada setiap jarak pasangan titik (h) yang berada pada interval lag $0 < h \leq 93,26$ m dikelompokkan menjadi lag 1, kemudian jarak pasangan titik (h)

yang berada pada interval lag $93,26 < h \leq 186,52$ m dikelompokkan menjadi lag 2, dan seterusnya hingga jarak pasangan titik (h) yang berada pada interval lag $1771,931 < h \leq 1865,19$ m dikelompokkan menjadi lag 20.

Setelah diperoleh hasil perhitungan semivariogram eksperimental pada setiap lag yang telah dikelompokkan, nilai diplot ke dalam grafik semivariogram dan dilakukan pencocokan model semivariogram dengan analisis struktural. Pencocokan model dilakukan pada model *Gaussian*, *spherical* dan eksponensial.



Gambar 5. Analisis Struktural Semivariogram Eksperimental dan Teoritis

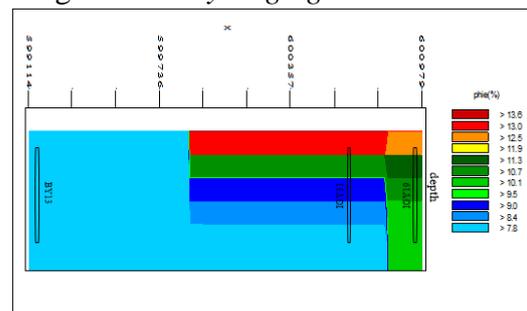
Pada hasil analisis semivariogram diperoleh nilai parameter semivariogram pada masing-masing model semivariogram teoritis serta hasil nilai RMSE.

Tabel 2. Nilai Parameter Semivariogram Teoritis Porositas dan Hasil RMSE.

Model	Sill	Nugget	Range	RMS E
<i>Gaussian</i>	15,43	8,88	677	2,45
<i>Spherical</i>	14,94	7,85	1646	2,43
<i>Eksponensial</i>	14,39	8,38	825,88	2,44

Berdasarkan hasil pencocokan model semivariogram pada Tabel. 2, dapat dilihat bahwa hasil perbandingan nilai RMSE tidak berbeda terlalu jauh, namun berdasarkan nilai RMSE tersebut model *spherical* adalah model terbaik untuk digunakan sebagai model estimasi.

Hasil pemodelan semivariogram diperoleh nilai parameter semivariogram yang akan digunakan sebagai data input dalam pemodelan estimasi penyebaran sifat fisis reservoir (porositas). Karena berdasarkan asumsi data yang stasioner maka pemodelan estimasi dilakukan dengan *ordinary kriging*.



Gambar 6. Model Hasil Penyebaran Porositas Pada Sumur B Yates 13, IG Yates 31 dan IG Yates 19.

Berdasarkan hasil analisa petrofisika dan hasil model penyebaran sifat fisis reservoir (porositas), dapat dijelaskan bahwa terjadi perbedaan nilai estimasi porositas di area sumur B Yates 13, IG Yates 31 dan IG Yates 19. Dimana pada sumur B Yates 13 lapisan reservoir terletak paling dalam, yang berada pada

kedalaman 1440,33 m. Lalu pada sumur IG Yates 19 lapisan reservoir terletak paling dangkal, yang berada pada kedalaman 1413,81 m. Kemudian pada sumur IG Yates 19 lapisan reservoir terletak ditengah dari letak dua sumur lainnya yang berada pada kedalaman 1424,48 m. Karena perbedaan letak kedalaman inilah yang menyebabkan tingkat porositas di area sumur B Yates 13 lebih kecil dibandingkan tingkat porositas pada sumur IG Yates 19 dan IG Yates 31 yang lebih besar.

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dan analisa yang telah dilakukan, maka penulis memperoleh kesimpulan bahwa analisa petrofisika porositas dan ketebelan dari 3 sumur, adalah pada Sumur B Yates 13 nilai porositas rata-rata sebesar 8,28%, ketebalan 6,55 m; Sumur IG Yates 31 memiliki nilai porositas rata-rata sebesar 10,59%, ketebalan 8,23 m; dan Sumur IG Yates 19 memiliki nilai porositas rata-rata sebesar 13,08%, ketebalan 6,25 m.

Nilai estimasi penyebaran sifat fisis reservoir (porositas) ditampilkan dalam penampang model penyebaran porositas dimana pada area dengan tingkat porositas maksimum memiliki nilai sebesar 11% sampai dengan 13%, dan area dengan tingkat porositas minimum memiliki nilai 7% sampai dengan 10%. Dengan hasil analisis model menunjukkan bahwa tingkat porositas terbaik berada pada area sumur IG Yates 19 dan IG Yates 31 dengan kisaran nilai porositas adalah 11% hingga 13%.

6. DAFTAR PUSTAKA

- A, Firyal Athif. 2016. *Justifikasi Petrofisika Menggunakan Sidewall Core Pada Sumur "X-6" dan "X-7" Di Lapangan "Y"*. Universitas Pembangunan Nasional Veteran: Yogyakarta.
- A, Noviana Ervin N. 2015. *Metode Robust Kriging Dan Penerapannya*

Pada Data Geostatistika. Universitas Negeri Yogyakarta: Yogyakarta.

- Awali. 2013. *Estimasi Kandungan Hasil Tambang Menggunakan Ordinary Indicator Kriging*. Jurnal Gaussian. Vol. 2, No. 1.
- Indarto, 2013. *Analisis Geostatistik*. Graha Ilmu: Yogyakarta.
- Maspupu, John dan Lukman Arifin. 2014. *Aplikasi Konsep Kriging Pada Data Simulasi Gangguan Geomagnet Lokal*. Jurnal Geologi Kelautan. Vol. 12, No. 3.
- Purnamasari, Rosy. 2008. *Ekstraksi Properties Reservoir Dari Atribut Seismik 3-D Dengan Metoda Inversi Dan Geostatistik Di Lapangan "X"*. Universitas Indonesia: Jakarta.
- Rafsanjani, Mohammad Hatta, dkk. 2012. *Analisis Penyebaran Properties Reservoir pada Petrophysical Modelling di Lokasi "X" Papua Barat dengan Metode Universal Kriging*. Jurnal Sains Dan Seni ITS. Vol. 1, No. 1.
- Safitri Wijayanti, 2016. *Studi Variasi Kandungan Sulfur Seam Batubara Menggunakan Geostatistika Metode Ordinary Kriging Wilayah X Sebuku, Kalimantan Selatan*. Universitas Mulawarman: Kalimantan Timur.