Integrasi Metodologi Untuk Intepretasi Variogram dan Model Tipe Endapan Reservoir

Diah Wully Agustine[1], Lena Maretha Salindeho[2], Heni Siska Wiyanti[3]

Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral & Kelautan
Institut Adhi Tama Surabaya.
e-mail: *dwagustine@itats.ac.id, lenasalindeho@itats.ac.id, hnsiska@itats.ac.id*

ABSTRACT

The research area is the best reservoir source area that has depositional characteristics that reflect the porosity value of good quality reservoir rocks and from sediment transport sediment result that often occur in shallow marine environments. This is evident from the results of static reservoir modelling between the integration of spatial data Co-Krigging analysis methods with the results of variograms and histograms that show that the reservoir distribution leads to the Northeast, the porosity value is better at 0.1-0.3 where the lateral distribution shows that the sediment type is getting the Southwest is part of the deep marine depositional environment. Marine shallow itself in this research area produces two more types of deposits seen from vertical variogram data, fluvial channel and distributary mouth bar, with sediment width reaching a maximum of 20 meters.

Keywords: *Co-Kriging, Porosity, Variogram, Static Reservoir Modeling.*

ABSTRAK

Daerah penelitian merupakan daerah sumber reservoir terbaik yang memiliki karakter–karakter endapan yang mencerminkan nilai porositas batuan reservoir yang berkualitas baik dan dari hasil endapan transportasi sedimen yang sering terjadi di lingkungan *shallow marine*. Hal ini terbukti dari hasil pemodelan reservoir statis antara integrasi analisa metode *Co-Kriging* data spasial dengan hasil variogram dan histogram yang menunjukkan bahwa persebaran reservoir semakin mengarah ke Timur Laut maka nilai porositas semakin baik mencapai 0.1-0.3 dimana persebaran lateral ini menunjukkan bahwa tipe endapan semakin mengarah ke Barat Daya adalah bagian lingkungan pengendapan *deep marine*. *Shallow marine* sendiri pada area penelitian ini menghasilkan lagi dua tipe endapan yang dilihatkan dari data variogram vertikal yaitu *fluvial channel* dan *distributary mouth bar*, dengan lebar endapan mencapai maksimal 20 meter.

Kata kunci: *Co-Kriging*, Porositas, Variogram, Pemodelan Reservoir Statis.

PENDAHULUAN

Adanya teknologi dan perkembangan yang semakin maju dalam dunia eksplorasi dan *development* minyak dan gas bumi dalam menggunakan beberapa metode aplikatif untuk meningkatkan kuantitas dan kualitas hidrokarbon dibeberapa perusahaan minyak di Indonesia mendorong para ahli *geoscience* mencari kemajuan beberapa metoda yang lebih efektif.

Analisis ini dilakukan dengan metoda pengolahan data porositas dalam simulasi reservoir dan juga pemodelan reservoir statis. Konsep pertama yang akan dilakukan adalah dengan melakukan *well tie* pada setiap *curve data* dan data grafik. Dimana ini akan dilakukan pada data batuan inti, *well log* dan juga seismik 3D. serta akan dibahas lengkap dengan *stratigraphic play concept*.

METODE

Pengolahan Data Porositas dalam Simulasi Reservoir

Perbandingan antara volume ruang pori-pori terhadap volume batuan total (bulk volume) didefinisikan sebagai porositas (φ). Sedangkan suatu batuan akan menentukan kapasitas

penyimpanan fluida reservoir tergantung dari besar kecilnya suatu porositas. Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai:

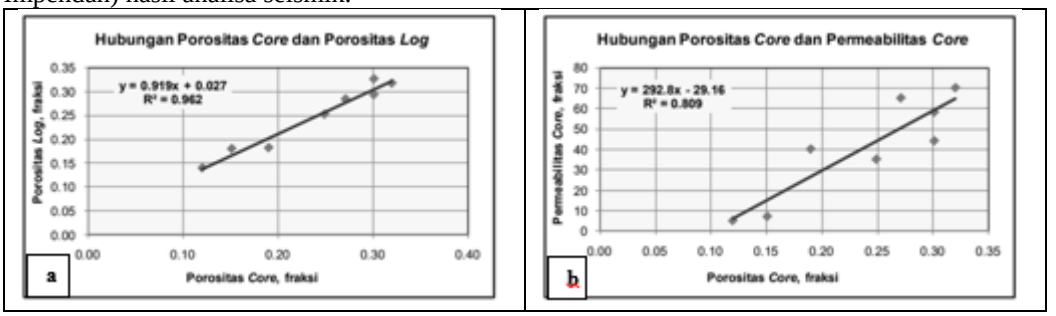
$$\emptyset = VVbb - VVss \; VVbb = VVpp \; VVbb \quad .....(1)$$

Dimana :
$VVbb$ = volume batuan total (bulk volume)
$VVss$ = volume padatan batuan total (volume grain)
$VVpp$ = volume ruang pori-pori total batuan

Data porositas dan permeabilitas dari SCAL umumnya sangat terbatas, padahal untuk keperluan simulasi reservoir diperlukan data tersebut untuk setiap *cell/grid*nya, disisi lain biasanya hampir setiap sumur data porositas dari hasil analisa log, oleh karenanya perlu dibuat korelasi antara:

- Porositas log vs porositas SCAL
- Porositas SCAL vs Permeabilitas SCAL

Berdasarkan persamaan hasil korelasi Porositas Log vs Porositas SCAL (Gambar 1.1 (a)) tersebut maka setiap kedalaman reservoir yang mempunyai porositas dari analisa log dapat dikonversikan menjadi porositas dari SCAL, kemudian dicari harga permeabilitasnya dengan persamaan hasil korelasi porositas SCAL vs Permeabilitas SCAL (Gambar 1.1(b)). Kedua korelasi tersebut digunakan untuk membuat distribusi porositas dan permeabilitas secara vertikal, sedangkan untuk distibusi secara lateral maka menggunakan geostatistik dengan cara membuat korelasi dari hasil porositas dan permeabilitas antar sumur dengan hasil analisa AI (Akustik Impendan) hasil analisa seismik.



Gambar 1. (a) Hubungan Porositas *Core* dan Porositas Log dan (b) Hubungan Porositas *Core* dan Permeabilitas *Core*.

Pemodelan Reservoar Statis

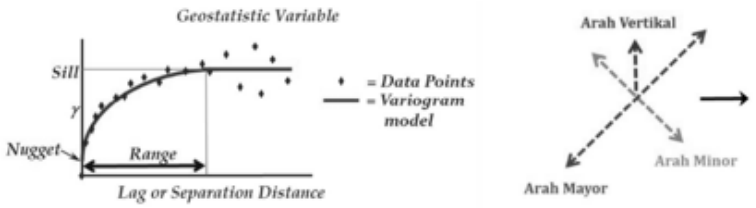
Pemodelan geologi seringkali berhadapan dengan keterbatasan data dalam kondisi dan skala tertentu. Pendugaan parameter-parameter dalam pemodelan geologi saat ini dapat dibantu dengan penggunaan Geostatistik sepanjang memenuhi konsep dan syarat minimumnya. Bagian dari ilmu statistik yang mempelajari teknik perhitungan dari hubungan "spatial" suatu data untuk digunakan dalam simulasi dan estimasi dengan tujuan memperoleh model distribusi data *spatial*. Konsep dasarnya adalah *Spatial dependence*: nilai variabel satu titik yang berada pada ruang tertentu memiliki keterkaitan pada nilai titik-titik yang ada di dekatnya.

Pemodelan reservoir statis dapat dilakukan dengan dua cara yaitu,simulasi dan determinasi. Pada penelitian ini, pemodelan reservoir statis dilakukan dengan cara determinasi yaitu pemodelan reservoir dengan menggunakan metode geostatistik.

Secara umum sifat reservoir mempunyai hubungan antar ruang, bila jarak antar dua data yang diukur makin besar maka kemiripan kedua data itu berkurang. Di atas jarak data tertentu tersebut maka hubungan antara dua data bisa menjadi tidak berkorelasi. Geostatistik menggunakan fungsi korelasi untuk mengkuantifikasi hubungan natar ruang tersebut, dan variogram merupakan

salah satu fungsi korelasi dalam geostatistik yang diaplikasikan dalam penelitian kali ini dan merupakan metode yang paling umum digunakan dalam mendeskripsi pola hubungan spasial antar data dan mengkuantifikasi variasi spasial dari fenomena spasial yang terjadi. Variogram menunjukkan seberapa jauh sebuah parameter akan mempengaruhi nilai perkiraan atau selisih terhadap jarak. Analisis model variogram ini bekerja berdasarkan pola keterkaitan antar data sehingga data dapat diperkirakan berdasarkan data yang masih saling mempengaruhi. Variogram memiliki parameter utama yaitu *sill, range,* dan *nugget.* Parameter *range* merupakan jarak antara titik saat *sill* tercapai, atau dengan kata lain merupakan jarak hingga mencapai titik-titik yang tidak lagi memiliki ketergatungan spasial. *Sill* merupakan nilai selisih maksimun atau nilai variogram konstan setelah *range* tercapai. *Nugget* menunjukkan variasi pada titik yang tidak dapat dijelaskan secara spasial.

Terdapat tiga komponen arah yang digunakan untuk menjelaskan hubungan antar data pada analisis variogram, yaitu arah mayor, minor dan vertikal. Arah mayor menunjukkan jarak terpanjang yang mewakili bidang horizontal dan berfungsi untuk memprediksi penyebaran data secara lateral disesuaikan dengan hasil intepretasi arah sedimentasi interval reservoir. Arah minor mewakili arah horizontal yang tegak lurus dengan arah mayor. Arah minor menginterpolasi data dengan asumsi lebar tipe endapan penyusun reservoir. Arah vertikal mewakili bidang vertikal dan berfungsi memperkirakan hubungan data tebal reservoir atau tebal masing-masing endapan penyusun reservoir. Tiap komponen dalam analisis variogram.



Gambar 2. Komponen parameter pada Analisis Variogram (modifikasi Gringarten dkk., 1999).

Dimana untuk menghitung semivariogram terdapat rumus sebagai berikut sehingga didapatkan nilai pencilan untuk setiap komponen adalah :

$$\gamma\,(h) = \frac{1}{2n}\sum(\ g_i + \ g_{i+h})^2 \qquad \text{…....(2)}$$

Dimana:

h = jarak vector antara sample berpasangan
g_i = *grade* dari *sample* pertama (di lokasi *i*)
g_{i+h} = *grade* dari *sample* kedua (di lokasi $i+h$)
N = jumlah pasangan

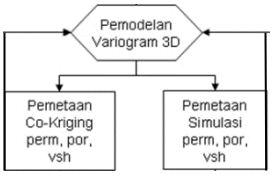
$$\gamma(h) = \frac{1}{2n}\sum_{i=1}^{n}(\ x_i - \ x_{i+h})^2 \quad \text{….…(3)}$$

Kemudian juga digunakan *Co-Krigging* dalam perhitungan penyebaran model pada seismik 2D dan juga 3D sebagai berikut,

$$Z_{1cok}\ (X_0) = \ \sum_i \lambda i\ Z_i(X_i) + \ \sum_j \mu\, jZ_2(X_j) \quad \text{.....(4)}$$

Dimana,
$Z_{1cok}\ (X_0)$ adalah estimasi porositas oleh *cokriging.*
$\sum_i \lambda i\ Z_i(X_i)$ adalah data porositas di sumur.
$\sum_j \mu\, jZ_2(X_j)$adalah data impedansi akustik.

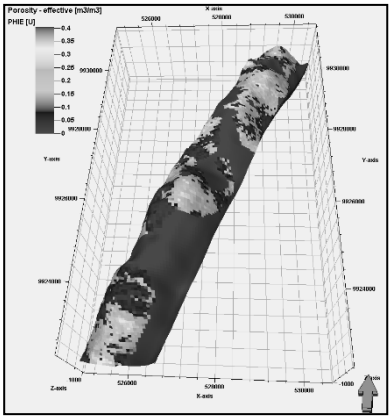
Berikut terlampir bagan alir penelitian dalam melakukan pemodelan reservoir statis menggunakan data seismik, impedansi akustik, data sumur (porositas yang akan dimodelkan dalam bentuk *cell / grid*) serta dalam bentuk kurva variogram maupun histogram yang memiliki penilaian karakter masing-masing.



Gambar 3. Diagram alir penelitian analisa perseberan nilai porositas.

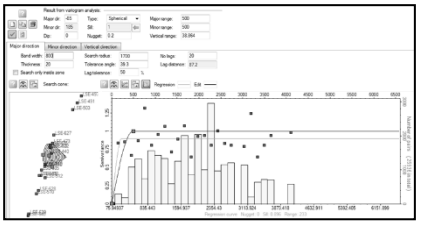
HASIL DAN PEMBAHASAN

Setelah dilakukan pemodelan Variogram 3D terhadap data porositas maka didapatkan pola arah porositas berkembang ke arah Timur Laut, dimana terlihat bahwa mayoritas porisitas yang tersebar dalam grid berdasarkan Co-Kriging memiliki nilai 0.1 – 0.2, dan semakin ke arah Timur laut mulai terdapat porositas yang makin bagus yaitu dengan nilai porositas berkisar 0.3 – 0.4. Dilihat dari hasil konfigurasi seismik ini didukung dengan makin tebalnya litologi batupasir pada area Timur laut yang ternyata merupakan *shallow marine* dengan proses sedimentasi traksi, sehingga membuat karakter litologi bagus untuk menjadi sebuah reservoir.

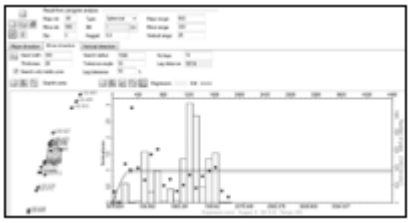


Gambar 4. Pemodelan properties porositas efektif dalam *block cell / grid* .

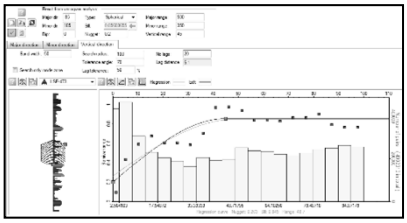
Analisa variogram mayor menunjukkan bahwa arah terpanjang pada data spasial menyebar sepanjang arah Timur Laut, ini diperkuat juga dari hasil data persebaran data porositas efektif. Dimana terdapat 4 data pencilan yang diabaikan karena data – data terdekat tidak mencangkup keempat data pencilan ini



Gambar 5. Variogram arah mayor dalam menyebar nilai porositas.



Gambar 6. Variogram arah minor dalam menyebar nilai porositas.



Gambar 7. Variogram arah vertikal dalam menyebar nilai porositas.

Gambar 6 menunjukkan bahwa tipe lebar endapan sedimen pada area penelitian berkisar di 20 meter maksimal dengan number of lags 10 kali dimana ini dimodelkan lebih condong kea rah utara agar tegak lurus dengan data variogram mayor. Kemudian untuk data variogram vertikal pada Gambar 7 menunjukkan tipe endapan reservoir yang dihasilkan oleh proses sedimentasi. Pada penelitian ini didapatkan tipe endapannya adalah *bell shaped* dan *funnel shaped* dimana kedua tipe ini adalah penciri endapan *fluvial channel* dan juga *distributary mouth bar* .

KESIMPULAN

Pada daerah penelitian ini maka dari hasil analisa Co-Kriging pada data porositas didapatkan nilai porositas yang tergolong cukup baik dengan *range average* 0.1 -0.3 dimana ini mencerminkan nilai porositas pada litologi batupasir yang terendap pada *distributary mouth bar* dan juga *fluvial channel* yang terintegrasi pada hasil analisa variogram.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Agar SM, Hampson Gj (2014) *Fundamental controls on flow in carbonates: an introduction*. Petrol Geosci 20 (1):3-5.
[2] Al-Mudhafar, W.J., 2017. *Geostatistical lithofacies modeling of the upper sandstone member/Zubair formation in South Rumaila oil field, Iraq.*
[3] Al-Mudhafar, W.J., Bondarenko, M.A., 2015a. *3D scale-based geostatistical simulation of porosity heterogeneity in sandstone formation.* 17th Science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development (Geomodel), Gelendzhik, Russia.
[4] Al-Mudhafar, W.J., Bondarenko, M.A., 2015b. 3*D pixel-based stochastics lithofacies modeling in a tidal sandstone reservoir.* 17th Science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development (Geomodel), Gelendzhik, Russia.
[5] Al-Mudhafar,W.J., Hakim, S., 2015. *Parallel programming of model-based geostatistics for improved reservoir characterization.* International Association of Mathematical Geoscience, Freiberg, Germany.
[6] Burchette TP (2012) *Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry.*

[7] Mahgoub, M.A.E.G., Al Mesaabi, S.A., Hiroshi, H., Matarid, T.M., Nakayama, S., 2012. *Some thoughts of acquisition footprints removal on 3D seismic data*. Presented at the SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conferences.
[8] Ma, y.z., Royer, J.-J., Wang, H., Zhang, T., 2014. *Factorial kriging for multiscale modelling*. J. South. Afr. Inst. Min. Metall. 114, 651-657.
[9] Palermo D, Aigner T, Sefyang B, Nardon S (2012) *Reservoir properties and Petrophysical modelling of carbonate sand bodies: outcrop analogue study in an epicontinental basin* (Triassic, Germany).
[10] Pyrcz,M.J., Deutsch, C.V., 2014. *Geostatistical Reservoir Modeling*. Oxford University Press.