

# PREDIKSI DISTRIBUSI SAND MENGGUNAKAN PEMODELAN GEOSTATISTIK

**Elistia Liza Namigo**

Jurusan Fisika. FMIPA. Universitas Andalas  
*elistializanamigo@fmipa.unand.ac.id*

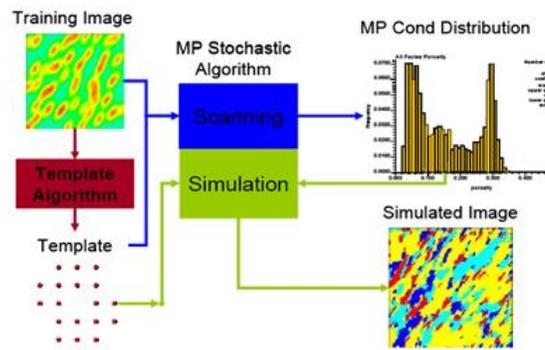
## ABSTRAK

Gambaran distribusi *fasies* dan heterogenitas geologi yang representatif sangat diperlukan dalam pengelolaan aktivitas eksplorasi dan eksploitasi migas di bawah permukaan. Telah dilakukan pemodelan distribusi *sand* pada formasi Missisauga, lapangan Penobscot dengan menggunakan tiga algoritma berbasis *grid* yaitu *Sequential Indicator Simulation* (SIS) dan *Truncated Gaussian Simulation* (TGS) dan *Multipoint Geostatistic* (MPG). SIS dan TGS yang merupakan algoritma yang berbasis *variogram*, mampu menghasilkan model yang merepresentasikan korelasi spasial antar sumur dengan cukup baik namun belum secara optimal menangkap geometri fasies akibat sifat dari variogram yang hanya bisa memodelkan kontinuitas spasial antara dua lokasi pada satu waktu. TGS lebih unggul dibandingkan SIS pada aspek keterhubungan *lateral* dari *sand channel* dan distribusi *fasies* terlihat lebih *well-ordered* (*sand-shalysand-shale*). MPG yang merupakan metode yang didasarkan pada data singkapan menawarkan korelasi lateral yang lebih baik.

**Kata kunci** : variogram, pemodelan fasies, Sequential Indicator Simulation, Truncated Gaussian Simulation, Multi-point Statistics.

## 1. PENDAHULUAN

Geostatistik digunakan secara luas untuk membuat model kuantitatif *reservoir* dalam skala lapangan berdasarkan data geologi, data seismik dan data produksi. Tujuan dari geostatistik adalah memprediksi dan memetakan sebaran sebuah parameter secara spasial sehingga diperoleh gambaran tentang heterogenitas dan kontinuitas *reservoir* (Deustch, 2002). Peta distribusi heterogenitas dan kontinuitas *reservoir* sangat penting dalam penentuan *flow response* dan untuk membuat model aliran fluida untuk memprediksi efisiensi dari proses *recovery* yang berbeda-beda. Dua dari sekian banyak algoritma yang luas digunakan dalam pemodelan distribusi fasies adalah *Sequential Indicator Simulation* (SIS), *Truncated Gaussian Simulation* (TGS). SIS didasarkan pada *kriging/co-kriging* untuk memperoleh *conditional cumulative distribution function* (CCDF) dari fasies batuan. Dari CCDF, sebuah fasies batuan dibuat menggunakan simulasi Monte Carlo di setiap *node* (Falivene et al. (2007). TGS didasarkan pada single *Gaussian Random Field* (GRF) dalam menghasilkan fasies batuan. Metode ini tepat digunakan pada situasi dimana fasies batuan menunjukkan keteraturan distribusi spasial seperti pada lingkungan pengendapan dan formasi sedimen (Cáceres et al., 2010). Metode SIS dan TGS sama-sama didasarkan pada *kriging/co-kriging* (variogram) yang merupakan geostatistik dua-titik maka reproduksi pola-pola kompleks 3D tidak bisa dilakukan. Untuk itu Strebelle (2005) mengajukan suatu pendekatan berdasarkan geostatistik banyak-titik (*multi-point geostatistics*). *Multipoint Geostatistics* (MPG) merupakan algoritma baru yang secara teoritis diharapkan dapat memodelkan fitur-fitur geologi yang lebih kompleks. MPG memerlukan sebuah '*training image*' sebagai pengganti *variogram*. *Training image* adalah representasi numerik dari struktur geologi dan pola pola yang akan dibuat pada model. Poin penting pada MPG adalah bagaimana menghasilkan algoritma geostatistik yang bisa mereproduksi *training image* dan pada saat yang sama juga sesuai dengan data sumur dan data seismik. (Caers, J. & Zhang, T, 2002; Strebelle, S.,2002). Skematik dari metode MPG dapat dilihat pada Gambar 1



Gambar 1. Skematik dari *Multiple Point Statistic* (Barrera,2006)

**2. METODOLOGI PENELITIAN**

Pada penelitian ini dilakukan pemodelan sebaran *sand* dengan menggunakan tiga pendekatan stokastik berbasis grid yaitu *Sequential Indicator Simulation (SIS)*, *Truncated Gaussian Simulation (TGS)* dan *Multipoint Geostatistics (MPG)* dengan menggunakan *training image* yang didasarkan pada data singkapan pada formasi Missisauga, lapangan Penobscot, Kanada. Melalui pemodelan ini diharapkan diperoleh peta distribusi *sand* untuk formasi ini.

*Data*

Data yang digunakan adalah data seismik 2D dan dua data sumur *Penobscot L-30* dan *Penobscot B-40* yang diperoleh dari lapangan Penobscot berlokasi di basin Scotian lepas pantai Nova Scotia Kanada dengan koordinat 44° 10' Lat., and 60°04' W Long sekitar 280 km ESE dari Halifax dan 25 km NNW dari Sable Island. Spesifikasi data seismik dapat dilihat pada Tabel 1

**Tabel 1.** Spesifikasi data seismik

Geometry 2D Seismic Penobscot				
Line	X	Y	Trace from	Trace to
02C	751172	4896654	1	2304
03C	750927	4897681	1	2326
04C	750051	4898445	1	2346
05C	749808	4899446	1	2366
06C	749880	4900557	1	2369
07C	749832	4901476	1	2406
08C	748711	4903263	1	2444
44	729319	4901566	1	967
45	732131	4902493	1	1015
46	735922	4902807	1	966
47	739266	4904545	1	1075
<b>Time / Depth Top</b>		- 20 ms		
<b>Sampling Interval</b>		4 ms		
<b>Time/Depth Bottom</b>		7000 ms		
<b>Shift</b>		0		

Sumur *Penobscot B-14* berada pada koordinat  $x=731133.46$  dan  $y=4894307.8$ , sumur *Penobscot L-30* pada koordinat  $x=734338.86$  dan  $y=4893837.87$ .

Enam marker geologi yang diidentifikasi yaitu Banquerau, Wyndot, Logan Canyon, Missisauga dan Abenaki (Clack, W.J.F, & Crane, J.D.T, 1992). Formasi Missisauga merupakan target dari penelitian ini. Pada formasi tersebut teridentifikasi tujuh lapisan

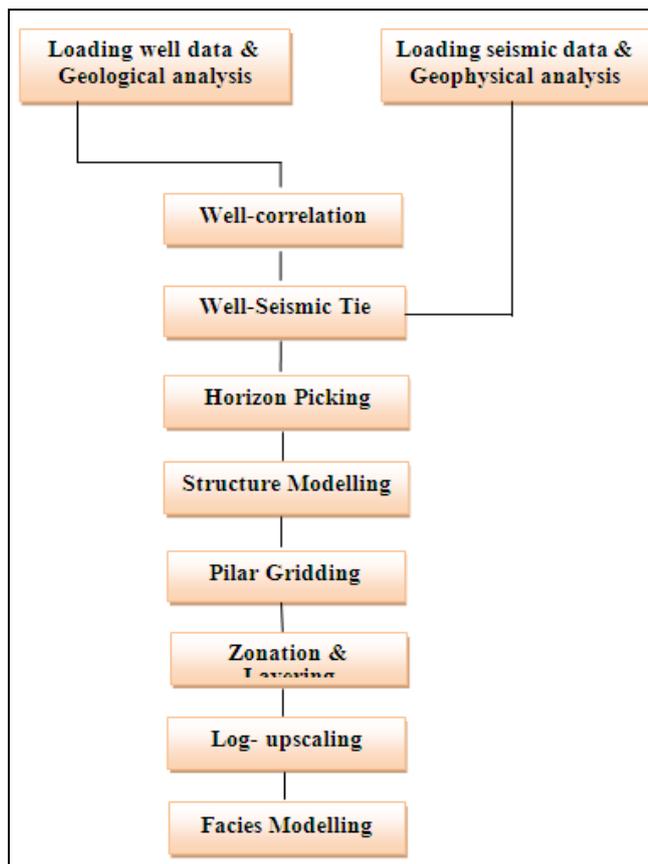
*sand* yang akan diprediksi distribusinya (Tabel 2). Pemodelan distribusi fasies akan dilakukan pada *sand#4*, *sand#5*, *sand#6* dan *sand#7*.

**Tabel 2.** Tujuh lapisan sand yang teridentifikasi pada formasi Missisauga

FORMASI		Sumur 1 (L-30)	Sumur 2 (B-41)
	WD (m)	137.5	118
	RT (m)	29.9	29.9
	Lapisan Sand	Kedalaman Bor dari RT (m)	Kedalaman Bor dari RT (m)
Missisauga	Sand#1	2478.1	2486.7
	Sand#2	2499.7	2520.1
	Sand#3	2543.4	2543.1
	Sand#4	2637.6	2630.5
	Sand#5	2699.1	2697.6
	Sand#6	2795.3	2788.2
	Sand#7	2835.3	2841.8

#### *Pengolahan data*

Proses yang dilakukan pada data dapat dilihat pada skema yang ada di Gambar 2.



**Gambar 2.** Flowchart pemodelan fasies

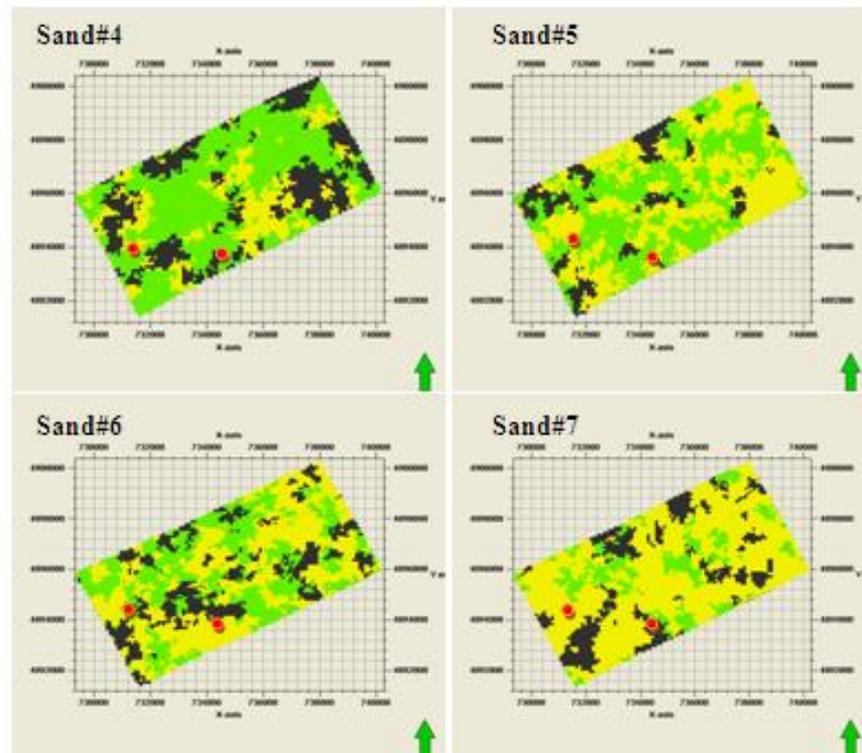
### 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Proses korelasi antara kedua sumur (*well-correlation*), pengikatan antara data sumur dan data seismik (*well-seismic tie*), horizon-picking, pemodelan struktur (*structure-modelling*), *pillar gridding*, *zonation* dan *layering* dan *logs-upscaling* dilakukan sehingga diperoleh proporsi fasies yang telah di *upscaled* (*upscaled facies proportions*) seperti pada Tabel 3

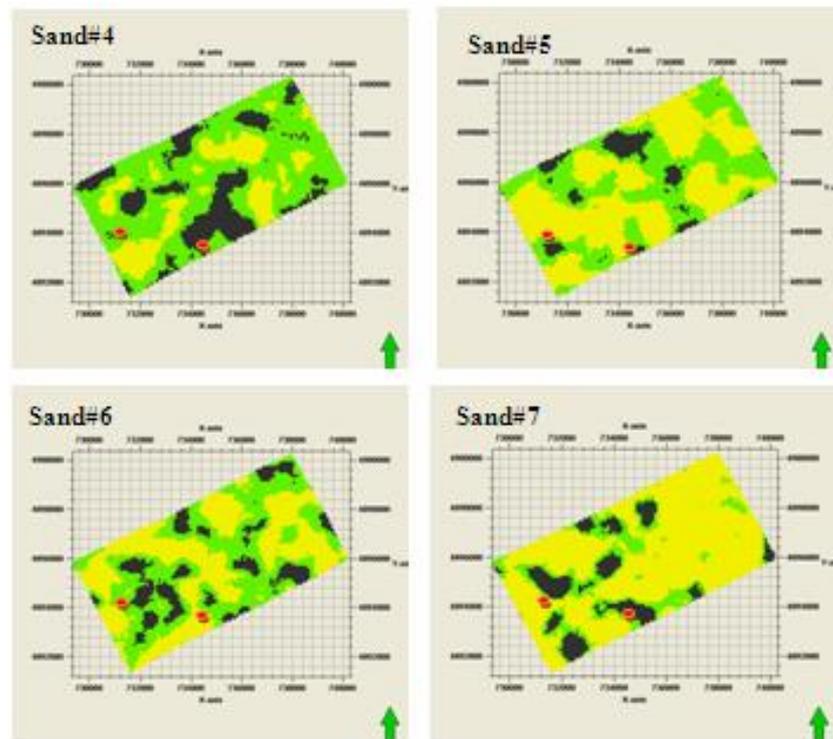
**Tabel 3.** Proporsi fasies *upscaled* dari lapisan-lapisan *sand*

Lapisan <i>sand</i>	Well-logs (%)	Upscaled cells (%)
<b>Sand#4</b>		
<i>Sand</i>	20.8	19.3
<i>Shaly-sand</i>	54.2	50.2
<i>Shale</i>	25.0	30.6
<b>Sand#5</b>		
<i>Sand</i>	52.4	49.9
<i>Shaly-sand</i>	38.1	40.0
<i>Shale</i>	9.5	10.1
<b>Sand#6</b>		
<i>Sand</i>	50.0	48.0
<i>Shaly-sand</i>	36.4	39.7
<i>Shale</i>	12.3	13.6
<b>Sand#7</b>		
<i>Sand</i>	77.3	62.4
<i>Shaly-sand</i>	13.6	19.0
<i>Shale</i>	13.7	9.1

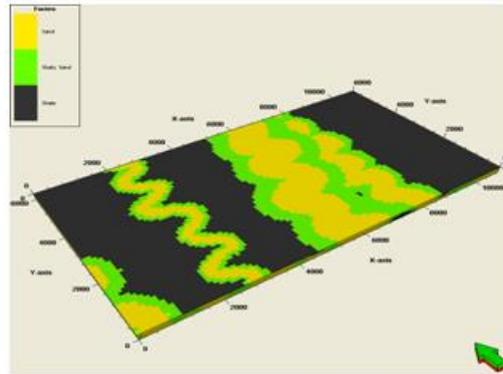
Nilai proporsi fasies *upscaled* pada Tabel 2 merupakan input dalam realisasi pemodelan distribusi *sand*. Realisasi model fasies dengan metode SIS dapat dilihat pada Gambar 3. Dari Gambar 3 objek geologi yang diinginkan berupa *sand channel* (berwarna kuning) terlihat namun fasies tidak berurutan *sand-shalysand-shale* (*non-ordered*). Realisasi model fasies dengan metode TGS dapat dilihat pada Gambar 6. Dari Gambar 4 dapat dilihat bahwa *sand channel* (kuning) terlihat lebih defenitif dibandingkan SIS dan sudah terlihat keter-urutan fasies. Realisasi model fasies dengan metode MPG dapat dilihat pada Gambar 5. *Training image* yang dipakai adalah *fluvial sand geometries* karena formasi Missisauga merupakan lingkungan pengendapan dominasi sungai. Objek untuk pemodelan sungai (*fluvial*) adalah sebuah *channel*, *levee* dan *crevasse sand* seperti terlihat pada Gambar 5. Dengan menggunakan *training image* ini beserta input pola fasies masing-masing lapisan pada MPG diperoleh realisasi seperti pada Gambar 5 (model ini merupakan hasil *slice* dari model 3D yang dibuat untuk volumetrik formasi Missisauga)



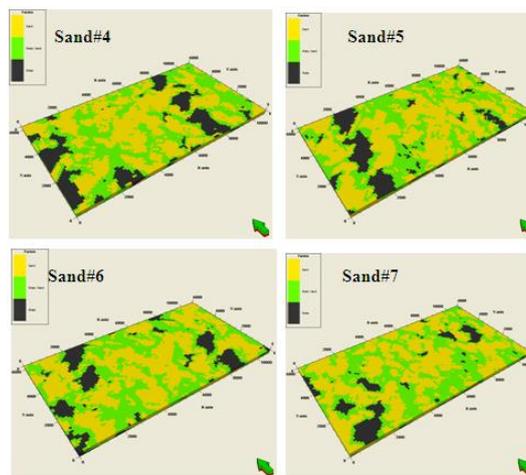
**Gambar 3.** SIS model untuk *Sand#4*, *Sand#5*, *Sand#6* dan *Sand#7* (kuning : sand, hijau : shaly sand, hitam : shale, dua titik merah: sumur)



**Gambar 4.** TGS model untuk *Sand#4*, *Sand#5*, *Sand#6* dan *Sand#7* (kuning : sand, hijau : shaly sand, hitam : shale, dua titik merah: sumur)



**Gambar 5** Training image untuk MPS



**Gambar 6.** MPG model untuk Sand#4, Sand#5, Sand#6 dan Sand#7 (kuning : sand, hijau:shaly sand, hitam:shale, dua titik merah : sumur)

Dari model yang dihasilkan terlihat sand channel defenitif dan kemenerusan terlihat lebih baik namun fasies terlihat non-ordered. Hal ini kemungkinan disebabkan oleh belum optimalnya parameter training image yang digunakan dalam pemodelan seperti skala, arah anisotropi dan trend fasies akibat kurang lengkapnya informasi geologi yang tersedia. Terlepas dari itu MPG menawarkan representasi kemenerusan lateral dan vertikal dari lapisan sand karena menggunakan pemodelan geologi volumetric.

#### 4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil yang diperoleh dapat disimpulkan bahwa untuk kasus ini pemodelan MPG merupakan metode yang cukup baik digunakan untuk menampilkan fitur geologi berupa *sand channels* dengan kemenerusan lateral namun untuk keterurutan distribusi fasies, metode TGS lebih unggul.

#### DAFTAR KEPUSTAKAAN

1. Cáceres et al. (2010). *Truncated gaussian kriging as an alternative to indicator kriging*. February 12, 2012. [http://geoinnova.cl/pdf/truncated\\_gaussian\\_kriging.pdf](http://geoinnova.cl/pdf/truncated_gaussian_kriging.pdf)

2. Caers, J., & Zhang, T. (2002). Multiple-point geostatistics: a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models In: Integration of outcrop and modern analog data in reservoir models. *AAPG Mem*, 80,383–394.
3. Clack, W.J.F, & Crane, J.D.T, (1992). *Penobscot Prospect: geological evaluation and oil reserve estimates*. Report for Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd.
4. Deutsch, C.S. (2002). *Geostatistical reservoir modelling*. USA: Oxford University Press.
5. Falivene et al. (2007). Statistical grid-based facies reconstruction and modeling for sedimentary bodies: Aluvial-palustrine and turbiditic examples. *Geologica Acta*, Vol.6, No.8, 199-230.
6. Strebelle, S. (2005) *Multiple point statistics*. Proceedings of IAMG '05, The Annual Conference of The International Association for Mathematical Geology, Toronto
7. Strebelle, S. (2002). Conditional simulation of complex geological structures using multiple-point statistics. *Mathematical Geology*. 34, No. 1, 1.