

ARTIKEL RISET

# Simulasi Sebaran Porositas dan Permeabilitas Reservoir *Jurassic* Menggunakan Analisis Geostatistika di Lapangan “Iriyanti” Cekungan Bintuni

Nur Wahyu Maulananingsih, Eddy Hartantyo\* dan Ade Anggraini

## Abstrak

Lapangan “Iriyanti” merupakan lapangan gas dengan produksi tertinggi di area lapangan gas “Tangguh”. Reservoir utama adalah batupasir dari Formasi Roabiba yang berumur *Jurassic* dan dikenal dengan reservoir *Jurassic*. Studi karakterisasi reservoir terhadap dua parameter petrofisika yakni porositas dan permeabilitas dilakukan untuk mengetahui rekomendasi zona prospek dalam pengembangan lapangan melalui 26+2 data log sumur karena rendahnya kualitas data seismik. Namun, data log sumur memiliki resolusi lateral yang kurang baik sehingga digunakan analisis geostatistika untuk memodelkan sebaran kedua parameter tersebut.

Geostatistika merupakan studi fenomena alam dalam dimensi spasial dengan menggunakan prinsip statistika melalui variogram, *kriging*, dan simulasi stokastik. Pemodelan dilakukan menggunakan Simulasi Gaussian Sekuensial dengan mengkondisikan data ke dalam distribusi normal atau distribusi Gaussian. Realisasi dilakukan sebanyak 75 kali untuk mengetahui konsistensi model yang dibuat.

Realisasi terbaik hasil dari simulasi dipilih berdasarkan tampilan model secara kualitatif dan tingkat kedekatan parameter statistik serta rendahnya tingkat eror pada model terhadap data aktual dengan nilai ambang 5%. Nilai porositas rata-rata yang didapatkan adalah 12,43% dan permeabilitas rata-rata 190,12 mD. Berdasarkan model sebaran parameter petrofisika reservoir serta analisis data sumur terhadap kandungan gas, didapatkan rekomendasi zona prospek yakni pada area barat daya lapangan “Iriyanti”.

**kata kunci:** reservoir *Jurassic*; porositas; permeabilitas; geostatistika; *kriging* \_\_\_\_\_

## Abstract

“Iriyanti” is a gas field with the highest production in “Tangguh” gas field area. The main reservoir is sandstone from Roabiba Formation with *Jurassic* age and well known as *Jurassic* reservoir. Reservoir characterization study for 2 petrophysical parameters there are porosity and permeability was done to recognize the recommendation of prospect zone for field development using 26+2 well log data due to low quality seismic data. Unfortunately, well log data has poor lateral resolution therefore geostatistical analysis should be done to model these parameters distribution.

Geostatistics is study of natural phenomenon in spatial domain using statistical principal through variogram, *kriging*, and stochastic simulation. Modeling was done using Sequential Gaussian Simulation by conditioning the data to normal distribution or Gaussian distribution. Realization was done for 75 times to recognize the consistency of the model.

The best realization was chosen by the model's appearance qualitatively and its closeness to statistical parameter also the lowest error between model and actual data with 5% for cut off. The average porosity from the model is 12.43% and average permeability is 190.12mD. Based on the model of reservoir petrophysical parameters distribution and analysis of well data to gas saturation, recommendation zone was gained in the south west area of “Iriyanti” field.

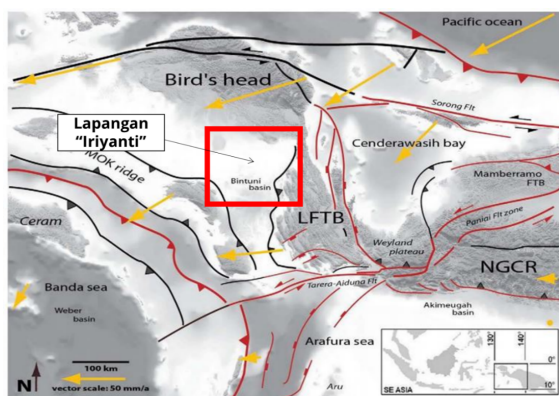
**keywords:** *Jurassic* reservoir; porosity; permeability; geostatistics; *kriging*

## 1. Pendahuluan

Lapangan “Iriyanti” merupakan salah satu lapangan di dalam proyek lapangan gas “Tangguh” dengan total

\*Korespondensi: hartantyo@ugm.ac.id corref

Informasi lengkap tentang penulis dapat dilihat pada akhir artikel



Gambar 1: Lokasi lapangan “Iriyanti” yang berada di bagian kepala burung (bird’s head) Pulau Irian, Provinsi Papua Barat, Indonesia [2]

produksi gas tertinggi [1]. Lapangan ini terletak di Cekungan Bintuni pada bagian kepala burung Pulau Irian seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.

Reservoir utama yang menghasilkan gas adalah Formasi Roabiba yang berumur Jurassic atau lebih dikenal dengan reservoir Jurassic. Upaya untuk peningkatan produksi terus dilakukan salah satunya melalui studi Geologi dan Geofisika terhadap sebaran nilai porositas dan permeabilitas reservoir.

Porositas merupakan parameter reservoir yang merepresentasikan kapasitas cadangan (storage capacity) hidrokarbon. Permeabilitas merupakan parameter yang dapat digunakan untuk mengukur kemampuan produksi (flow capacity) hidrokarbon. Namun, karakterisasi terhadap reservoir Jurassic sulit dilakukan karena rendahnya kualitas data seismik [3]. Data seismik pada Cekungan Bintuni khususnya pada interval Jurassic memiliki frekuensi yang rendah yakni 12-15 Hz dan terkena efek dispersi akibat adanya lapisan karbonat yang cukup tebal [4]. Oleh karena itu, di dalam studi ini karakterisasi reservoir akan dilakukan melalui data sumur tanpa interpretasi seismik secara kuantitatif. Hal tersebut juga didukung oleh kondisi lapangan “Iriyanti” yang memiliki jumlah sumur yang cukup signifikan [3].

Data sumur memiliki resolusi lateral yang kurang baik jika dibandingkan dengan data seismik. Selain itu, pada umumnya data sumur memiliki distribusi posisi yang tidak teratur. Kondisi yang demikian menyebabkan analisis reservoir secara lateral sulit dilakukan karena interpolasi antar data tidak dapat dilakukan dengan baik. Oleh karena itu, diperlukan suatu teknik yang untuk mengkompensasi keterbatasan tersebut yakni dengan menggunakan geostatistika.

Geostatistika merupakan salah satu cabang dari ilmu statistika yang mempelajari fenomena dalam domain waktu ataupun ruang untuk menentukan suatu nilai variabel pada lokasi atau waktu yang belum terukur [5]. Dalam Permana [5], Pontiggia menyatakan bahwa terdapat beberapa manfaat geostatistika dalam analisis reservoir, di antaranya adalah model reservoir yang heterogen dapat dibuat melalui data dengan skala dan resolusi yang berbeda, integrasi data Geofisika dan Geologi dapat dikuantifikasi secara konsisten, serta ketidakpastian dari persebaran parameter petrofisika reservoir dapat dikuantifikasi.

Oleh karena itu, analisis geostatistika akan digunakan untuk memodelkan sebaran porositas dan permeabilitas dari data sumur. Model sebaran porositas dan permeabilitas dilakukan untuk Formasi Upper Roabiba yang kemudian dijadikan suatu pertimbangan untuk merekomendasikan zona prospek pada rencana pengembangan lapangan “Iriyanti”.

## 2. Studi Pustaka

Lapangan “Iriyanti” secara regional terletak di Cekungan Bintuni yang merupakan cekungan foreland yang ditunjukkan dalam Gambar 2. Perkins dan Livsey [6] menyatakan bahwa stratigrafi pada Jurassic Petroleum System terdiri dari 3 megasekuen yang berasosiasi dengan rifting pada Paleozoikum. Adapun 3 megasekuen tersebut adalah:

- 1 Sekuen pre-rift yang terdiri dari endapan yang berumur Pre-Permian. Sekuen pengendapan pre-rift ini terdiri dari serpih, batupasir, dan batulempung yang berumur Karbon.
- 2 Sekuen Syn-Rift yang terdiri dari endapan yang berumur Permian hingga Triassic Tengah dengan litologi berupa batupasir, batulempung, dan batubara pada lingkungan pengendapan fluvial hingga danau. Endapan pada fase ini dikenal dengan Kelompok Aifam yang terdiri dari Formasi Aimau yang merupakan batupasir lempungan, kemudian Formasi Aifat yang diendapkan pada lingkungan laut. Formasi ini terdiri dari batulempung dengan kongresi batuan karbonat. Formasi terakhir yang diendapkan di kelompok ini adalah Formasi Ainim yang terdiri dari batulempung dan batupasir.
- 3 Sekuen Post-Rift yang terdiri dari endapan yang berumur Triassic hingga Jurassic. Pada saat Triassic, terjadi iklim kering dan oksidasi tinggi sehingga diendapkan fasies red-bed. Pada fase ini juga terjadi uplifting sehingga menyebabkan kondisi non-deposisi pada area yang luas atau unconformity pada bagian Utara cekungan. Pada awal Jurassic, terjadi kenaikan muka air laut global (transgressive) sehingga terjadi

pengendapan pada lingkungan fluvial menuju ke arah delta dan laut dangkal. Litologi dari pengendapan ini berupa batupasir dan serpih yang kemudian menjadi reservoir di lapangan "Iriyanti". Endapan Post-Rift ini dikenal dengan Kelompok Kembelangan. Pengendapan terjadi dengan arah Utara ke Selatan dengan ciri penebalan ke arah Selatan. Di bagian Utara selain terendapkan sedimen yang lebih tipis, juga terjadi onlapping akibat terjadinya uplifting pada Triassic akhir di bagian Utara cekungan.

Sekuen pengendapan selanjutnya adalah fase drifting mikrokontinen Kepala Burung yang terpisah dari lempeng kontinen Indo-Australia dan bergerak relatif ke arah Utara pada akhir zaman Kapur hingga Tersier. Lingkungan pengendapan pada masa tersebut bergeser ke arah laut terbuka dan diendapkan Napal yang merupakan anggota Formasi Jass dan Ayot serta batuan karbonat yakni Formasi Waripi, Faumai, Sirgah, Sago, Kais, hingga Klasafet yang kemudian dikenal sebagai kelompok New Guinea Limestone (NGLS). Endapan yang paling muda yakni pada Formasi Steenkool dan Sele yang berumur Pliosen dan Pleistosen, masing-masing terdiri dari batupasir lempungan dan konglomerat. Secara garis besar, stratigrafi regional di daerah penelitian ditunjukkan oleh kolom stratigrafi pada Gambar 3. Berdasarkan stratigrafi tersebut, Petroleum System event chart pada lapangan "Iriyanti" ditunjukkan oleh Gambar 4.

Studi mengenai sebaran porositas dalam skala lapangan "Tangguh" telah dilakukan oleh Perkins dan Livsey [6] dan Widyanita dkk [8]. Perkins dan Livsey [6] membuat suatu model sebaran porositas secara deterministik dengan menghasilkan peta isoporositas seperti pada Gambar 5 yang menunjukkan bahwa terdapat suatu trend porositas dengan area utara memiliki nilai yang relatif lebih baik dibandingkan dengan selatan. Widyanita dkk [8] membuat model sebaran porositas dan permeabilitas menggunakan model fasies pada seluruh area Lapangan "Tangguh". Namun, di dalam penelitian ini akan dilakukan pemodelan tanpa menggunakan model fasies dengan asumsi pada Lapangan "Iriyanti" yang berada di bagian timur Lapangan "Tangguh" memiliki fasies yang tidak terlalu bervariasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6. Di dalam model yang dibuat ditambahkan trend geologi seperti pengendapan dan kompaksi yang sebelumnya telah dikemukakan oleh Perkins dan Livsey [6].

### 3. Dasar Teori

Geostatistika merupakan studi terhadap fenomena alam serta persebarannya dalam dimensi spasial

melalui analisis matematis dengan komponen utama berupa variogram, kriging, dan simulasi stokastik (Bohling, 2005) yakni sebagai berikut.

#### Variogram

Variogram  $2\gamma(h)$  adalah diagram yang menggambarkan ukuran dari korelasi spasial antara data yang terpisah pada jarak sebesar  $h$  yang disebut *lag distance* [9] seperti yang ditunjukkan pada Gambar 7. Perhitungan variogram dilakukan dengan menggunakan persamaan:

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

dengan  $Z$  adalah nilai data pada titik dan merupakan banyaknya pasangan titik yang memiliki jarak (*lag distance*).

#### Kriging

*Kriging* merupakan salah satu metode untuk mengestimasi nilai pada suatu titik berdasarkan sebaran data di sekitar titik tersebut. Berdasarkan pada proses perhitungannya, metode *kriging* dapat dibedakan menjadi beberapa macam. Di dalam penelitian ini, akan digunakan 3 jenis metode kriging yakni point kriging, universal kriging, dan collocated cokriging.

Pada perhitungan point kriging, variabel dianggap sebagai fungsi random ( $R(u)$ ) tanpa *trend* ( $m(u)$ ) sehingga dapat dituliskan sebagai

$$R(u) = X(u) - m(u) \quad (2)$$

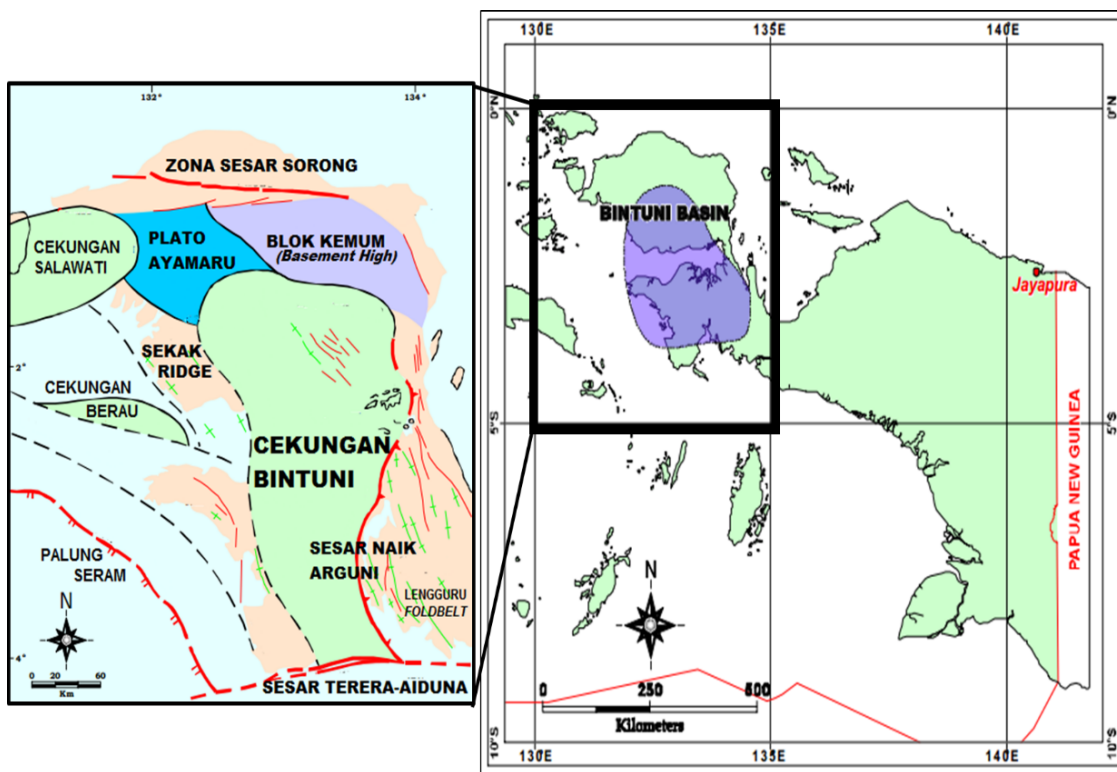
Dengan menganggap variabel merupakan suatu variabel random, maka persamaan yang digunakan dalam perhitungan *kriging* adalah

$$X^*(u) = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot X(u_i) \quad (3)$$

Dengan  $X^*u$  adalah nilai yang akan diestimasi,  $\lambda_i$  merupakan nilai bobot yang akan digunakan pada setiap data, dan  $X^*(u_i)$  adalah nilai pada titik yang sudah diketahui.

*Universal kriging* merupakan *kriging* dari data yang memiliki kecenderungan (*trend*) tertentu sehingga fungsi random pada variabel terregionalisasi tidak berlaku. Oleh karena itu, perlu dilakukan perubahan nilai variabel terregionalisasi tersebut dengan menambahkan nilai trend yang dituliskan dalam persamaan

$$V(x) = D(x) + S(x) \quad (4)$$



Gambar 2: Konfigurasi Cekungan Bintuni (Anonim B, 1996)

dengan  $V(x)$  merupakan nilai variabel terregionalisasi terukur,  $D(x)$  trend dari  $V(x)$ , dan  $S(x)$  merupakan nilai residual. Nilai  $S(x)$  kemudian digunakan untuk menentukan variogram eksperimental dan teoritis yang selanjutnya akan digunakan untuk melakukan *kriging*. Berdasarkan persamaan di atas, maka nilai dari variabel yang digunakan untuk *kriging* dapat dicari dengan persamaan

$$S(x) = V(x) - D(x) \tag{5}$$

*Collocated cokriging* merupakan teknik *kriging* menggunakan 2 variabel yang berbeda namun masih memiliki hubungan secara spasial. Variabel yang diestimasi disebut dengan variabel utama atau *principal variabel* sedangkan variabel yang digunakan sebagai informasi tambahan untuk mengestimasi disebut dengan *co-variabel*. Di dalam penelitian ini teknik *collocated cokriging* digunakan untuk memodelkan persebaran nilai permeabilitas dengan menggunakan hasil model sebaran porositas sebagai *co-variabel* yang memiliki korelasi yang positif terhadap permeabilitas. Perhitungan *cokriging* dilakukan dengan menggunakan persamaan

$$X^*(u_0) = \sum i = 1^n \lambda_i X(u_i) + \sum j = 1^m \omega_j Y(u_j) \tag{6}$$

dengan merupakan faktor bobot untuk variabel  $X(u_i)$ , merupakan faktor bobot untuk variabel  $Y(u_j)$ ,  $X(u_i)$  merupakan nilai titik sampel pada *principal variabel*,  $Y(u_j)$  merupakan nilai titik sampel pada *co-variabel*,  $X^*(u_0)$  merupakan nilai estimasi dari  $X$  pada titik  $u_0$ ,  $m$  merupakan jumlah titik sampel *co-variabel*, dan  $n$  merupakan jumlah titik sampel *principal variabel*.

Syarat dari nilai  $\lambda_i$  dan  $\omega_j$  harus memenuhi persyaratan *MVUE* (*Minimum Variance Unbiased Estimate*) seperti yang dituliskan di dalam persamaan

$$\sum i = 1^n \lambda_i + \sum j = 1^m \omega_j = 1 \tag{7}$$

#### Simulasi Gaussian Sekuensial

Simulasi Gaussian Sekuensial (SGS) merupakan simulasi dengan menggunakan *kriging* sebagai metode interpolasi pada suatu *grid* dengan variabel random yang terdistribusi secara Gaussian atau distribusi normal. Perhitungan pada setiap *grid* dilakukan secara bertahap atau sekuensial dengan lintasan acak. Estimasi nilai pada setiap *grid* melibatkan nilai hasil simulasi pada *grid* yang telah diestimasi sebelumnya. Langkah dari Simulasi Gaussian Sekuensial secara singkat dapat dijelaskan sebagai berikut (Deutsch, 2002).

- 1 Mentransformasi data ke dalam distribusi normal standar atau distribusi Gaussian.
- 2 Memodelkan variogram untuk mengetahui korelasi spasialnya.
- 3 Menentukan lintasan pada titik- titik yang akan diestimasi nilainya melalui simulasi pada blok grid secara acak.
- 4 Estimasi dari titik yang tidak diketahui menggunakan metode *kriging*.
- 5 Mentransformasi data ke bentuk distribusi awal.

#### 4. Metode Penelitian

Di dalam simulasi yang dilakukan, reservoir Jurassic dibagi ke dalam 9 zona yang merepresentasikan paket pengendapan berdasarkan pola log sinar gama yang mencirikan litologi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8. Dari 9 zona tersebut kemudian dilakukan pemodelan variogram yang akan mewakili kondisi setiap zona. Metode yang digunakan di dalam penelitian ini secara garis besar dijelaskan di dalam diagram alir pada Gambar 9.

#### 5. Hasil dan Pembahasan

Berdasarkan analisis variogram yang dilakukan didapatkan parameter variogram yang ditunjukkan pada Tabel 1. Variogram tersebut digunakan untuk melakukan *kriging* di dalam simulasi Gaussian sekuensial untuk porositas dan kosimulasi Gaussian sekuensial untuk permeabilitas. Secara kuantitatif pola kurva variogram dan parameter variogram yang didapatkan menggambarkan sifat dari setiap zona reservoir seperti yang ditunjukkan pada Gambar 10.

Hasil simulasi pada Gambar 11 menunjukkan bahwa penambahan analisis geostatistika yakni *deklustering* serta penambahan trend pengendapan dan kompaksi secara kuantitatif telah mengurangi nilai eror model yang dihasilkan dan secara kualitatif menghasilkan peta model sebaran yang cukup sesuai dengan kondisi geologi secara aktual.

Validasi terhadap hasil model dilakukan dengan membandingkan nilai rata- rata model dengan nilai rata- rata dari data sumur yang digunakan serta uji *blind well* yakni membandingkan nilai pada lokasi *blind well* pada hasil model terhadap nilai aktual *blind well*. Nilai eror pada validasi ini ditunjukkan oleh Tabel 2, 3, dan 4.

Berdasarkan model sebaran, didapatkan 2 zona yang menjadi prospek area pengembangan yang berada di sebelah utara lapangan sebagai zona prospek "A" dan zona di bagian barat daya lapangan yang menjadi zona prospek "B". Kedua zona ini kemudian dibandingkan berdasarkan data di sumur terdekat untuk mengantisipasi risiko dry hole. Setelah dilakukan perbandingan terhadap sumur IR#7 dan

IR#11 diketahui bahwa zona "B" yang berada di bagian barat daya lapangan merupakan zona prospek utama untuk dikembangkan karena kedua sumur di sekitar zona tersebut menunjukkan nilai saturasi gas yang cukup baik. Model dari area kedua zona prospek tersebut ditunjukkan oleh Gambar 12.

#### 6. Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan yang didapatkan dari penelitian ini adalah:

- 1 Model sebaran porositas dan permeabilitas reservoir melalui analisis geostatistika dapat dilakukan melalui pemodelan variogram dan dikontrol oleh trend geologi berupa trend pengendapan dan kompaksi.
- 2 Nilai porositas dan permeabilitas reservoir yang telah dimodelkan pada setiap zona untuk Lapangan "Iriyanti" ditunjukkan dalam Tabel 5.
- 3 Area prospek untuk rekomendasi pengembangan lapangan "Iriyanti" adalah bagian Barat Daya lapangan dengan luas area sekitar 4500 m x 2100 m seperti yang ditunjukkan pada Gambar 11.

Adapun saran untuk penelitian selanjutnya adalah melakukan pemodelan dengan menggunakan analisis fasies (*facies modeling*) untuk memperkuat trend geologi yang digunakan pada model, membuat simulasi model saturasi air untuk mengetahui sebaran fluida dan mengetahui depleted zone serta melakukan uji coba blind well test dengan menggunakan sumur validasi yang bervariasi.

#### Ucapan Terima Kasih

Terimakasih penulis ucapkan kepada Mr. Steven Shirley dan SEG Foundation yang memberikan beasiswa untuk pelaksanaan skripsi serta kepada Mas Erick V Yudhanto dan BP Indonesia yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan tugas akhir di BP Indonesia.

#### Pustaka

1. Egger, J.: Tangguh LNG: Commercial Success in Challenging Environment. In: 23rd World Gas Conference, Amsterdam (2006)
2. Bailly, V., Pubellier, M., de Sigoyer, J.C.R.J., Sapin, F.: Deformation zone "jumps" in a young convergent setting: The Lengguru Fold and Thrust Belt, New Guinea Island. Elsevier Journal **113**, 306–317 (2009)
3. Marcou, J.A., Samsu, D., Meizarwin, A., Davis, N.: Tangguh LNG's Gas Resource: Discovery, Appraisal, and Certification, vol. 21 (2004). Proceeding Deepwater and Frontier Exploration in Asia and Australasia Symposium
4. Keho, T., Samsu, D.: Depth conversion of tangguh gas fields. In: The Leading Edge, pp. 966–971 (2002). Society of Exploration Geophysicist
5. Permana, B.R.: Course Handout: Geostatistics and Geomodeling Training. Conoco Phillips, (2013). Conoco Phillips

Tabel 1: Parameter dari variogram yang digunakan untuk pemodelan

VARIOGRAM MODEL	ZONA	AZIMUTH	LAG DISTANCE(m)	SILL/RANGE PARALEL(m)	SILL/RANGE NORMAL(m)	SILL/RANGE VERTIKAL(m)
Variogram 1	Z1,Z2,Z3	0	3500	0,7/9472,8	0,7/8446,9	0,5/29,558
variogram 2	Z4	0	2300	0,6/8672,2	0,6/12987	0,3/12,856
Variogram 3	Z5,Z6	0	3500	1/8772,2	1,2/9264,9	0,4/31,013
Variogram 4	Z7	0	3000	1/9299,2	1/9329,5	0,35/18,706
Variogram 5	Z8,Z9	0	3000	1/8193,6	1/9598	0,5/26,653

Tabel 2: Validasi terhadap nilai porositas rata-rata

MODEL	POROSITAS RATA-RATA (&)		
	AKTUAL(%)	MODEL(%)	ERROR (%)
Model awal (tanpa <i>trend</i> )	12,57	14,08	12,28
<i>Declustering</i>	12,57	13,56	8,56
<i>Trend</i> Pengendapan	12,57	12,64	2,99
<i>Trend</i> Kompaksi	12,57	12,80	3,78

Tabel 3: Validasi dengan *blind well test* terhadap nilai porositas rata-rata

MODEL	BLIND WELL TEST NILAI POROSITAS (%)				
	SUMUR	AKTUAL	MODEL	ERROR(%)	RATA-RATA ERROR (%)
Model awal (tanpa <i>trend</i> )	IR#13	13,89	13,67	1,59	3,20
	IR#24	12,50	13,10	4,82	
<i>Declustering</i>	IR#13	13,89	13,59	2,13	2,89
	IR#24	12,50	12,96	3,65	
<i>Trend</i> Pengendapan	IR#13	13,89	14,50	4,37	7,11
	IR#24	12,50	11,27	9,86	
<i>Trend</i> Kompaksi	IR#13	13,89	13,69	1,43	0,87
	IR#24	12,50	12,46	0,30	

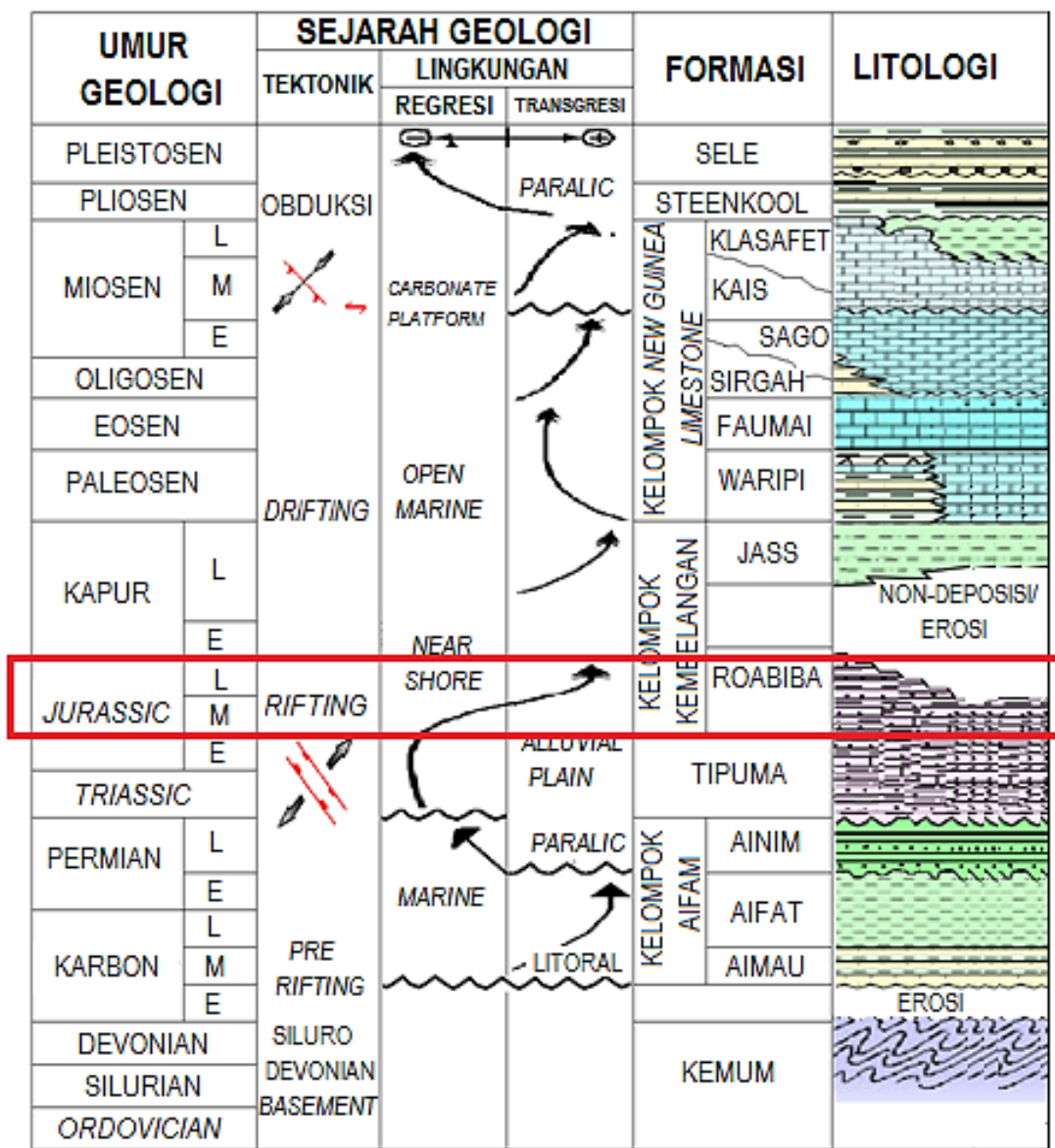
Tabel 4: Validasi terhadap nilai permeabilitas rata-rata dalam skala logaritmik

JENIS MODEL	PERMEABILITAS RATA-RATA ( $10^2D$ )		
	AKTUAL ( $10^2D$ )	MODEL ( $10^2D$ )	ERROR ( $10^2D$ )
Model awal tanpa <i>trend</i>	2,27	2,17	4,57
<i>Declustering</i>	2,27	2,18	4,18
<i>Trend</i> pengendapan	2,27	2,19	3,60
<i>Trend</i> kompaksi	2,27	2,20	3,15

Tabel 5: Nilai porositas dan permeabilitas reservoir hasil pemodelan untuk setiap zona

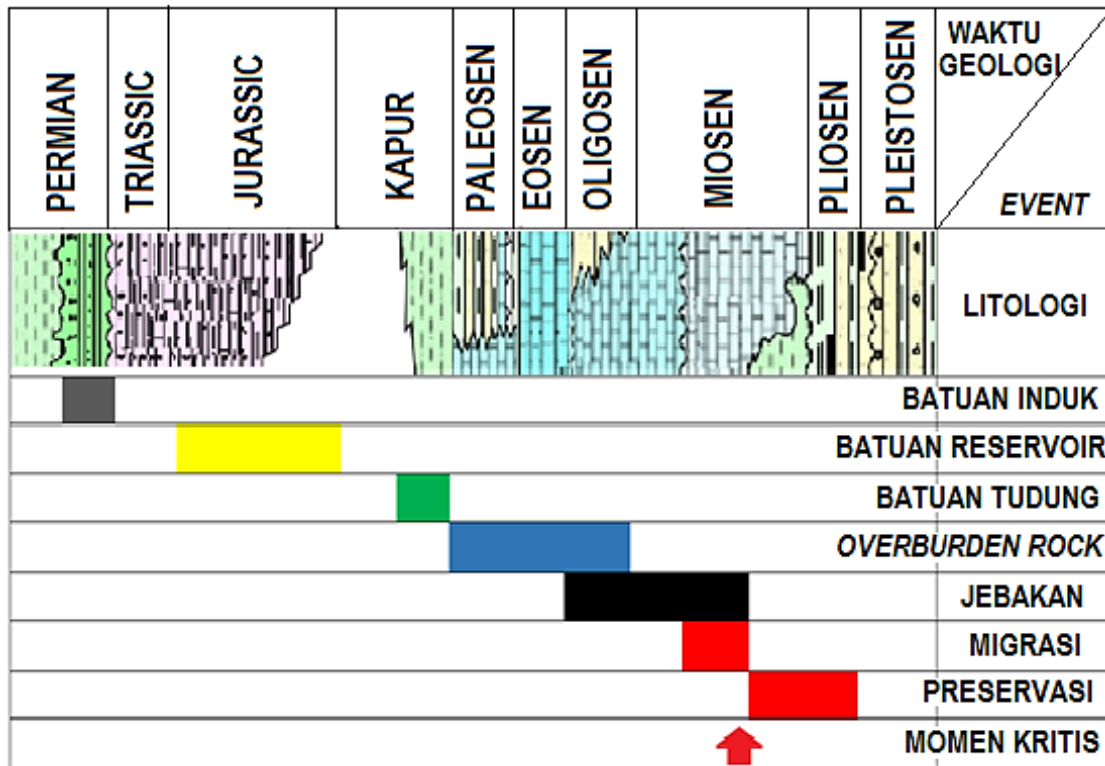
ZONA	POROSITAS RATA-RATA (%)	PERMEABILITAS RATA-RATA(mD)
Z1	12,96	93,28
Z2	12,15	233,65
Z3	12,82	186,07
Z4	11,52	112,29
Z5	12,72	297,80
Z6	13,66	248,03
Z7	12,50	69,56
Z8	12,58	209,63
Z9	9,80	91,05

6. Perkins, T.W., Livsey, A.R.: Geology of Jurassic Gas Discoveries in Bintuni Bay, Western Irian Jaya, pp. 793–830 (1993). Proceeding IPA, 22nd Annual Convention and Exhibition
7. Chevallier, B., Bordenave, M.L.: Contribution of Geochemistry to the Exploration in the Bintuni Basin, Irian Jaya, pp. 439–460 (1986). Proceeding IPA, 15th Annual Convention and Exhibition
8. Widyanita, A., Purwati, A., Naar, J., Hidayat, W.: Geocellular Modelling of Vorwata, Wiriagar Deep, Roabiba, and Ofaweri Fields, Tangguh JV, vol. 096 (2011). Proceeding IPA, 35th Annual Convention and Exhibition
9. Deutsch, C.V.: Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford University Press, New York (2002)
10. Bohling, G.: Stochastic Simulation and Reservoir Modeling Workflow. Kansas Geological Survey, ??? (2005)

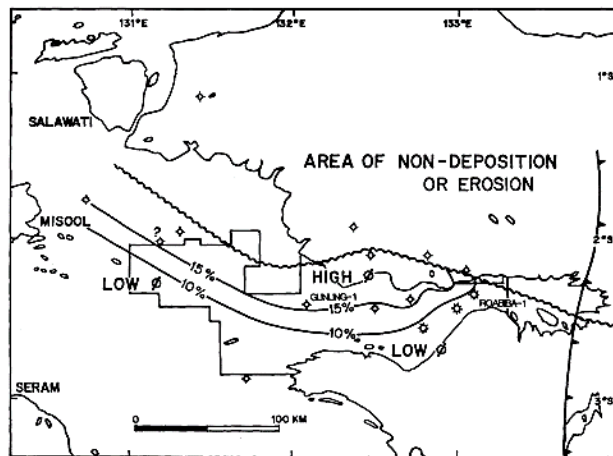


Gambar 3: Kolom stratigrafi regional Cekungan Bintuni. Reservoir Jurassic yakni Formasi Roabiba yang ditandai dengan garis merah merupakan zona yang menjadi fokus pada penelitian ini (dimodifikasi dari Chevallier dan Bordenave [7])

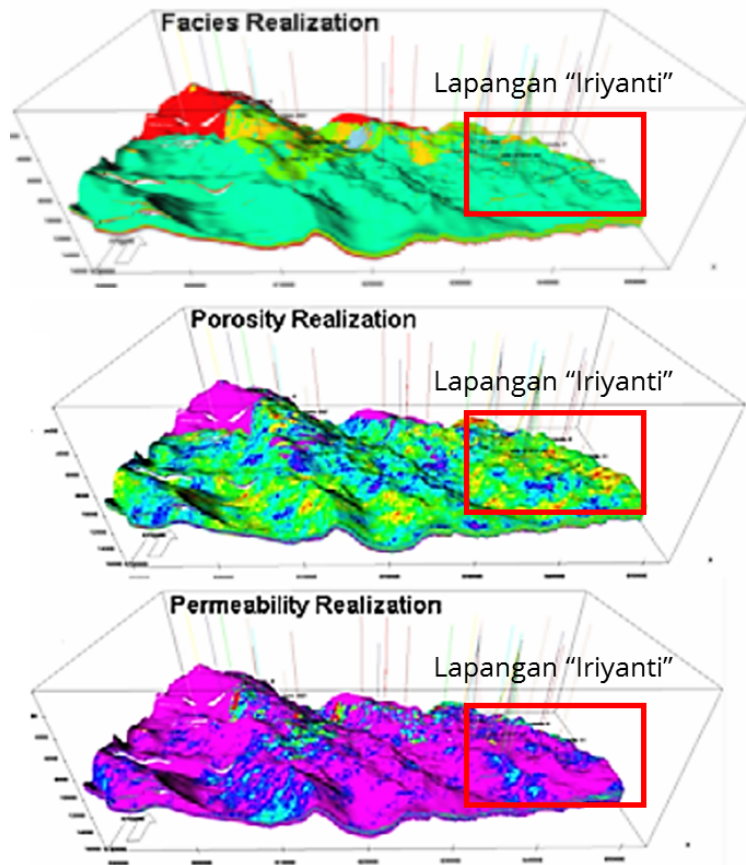




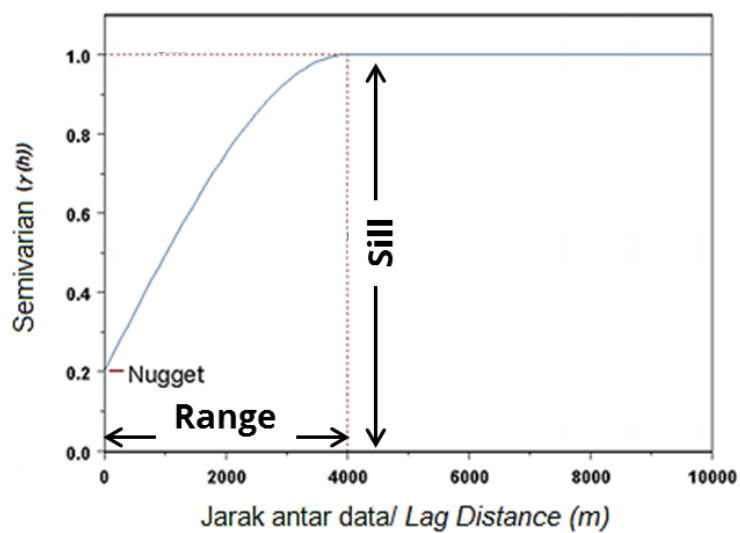
Gambar 4: Petroleum System event chart



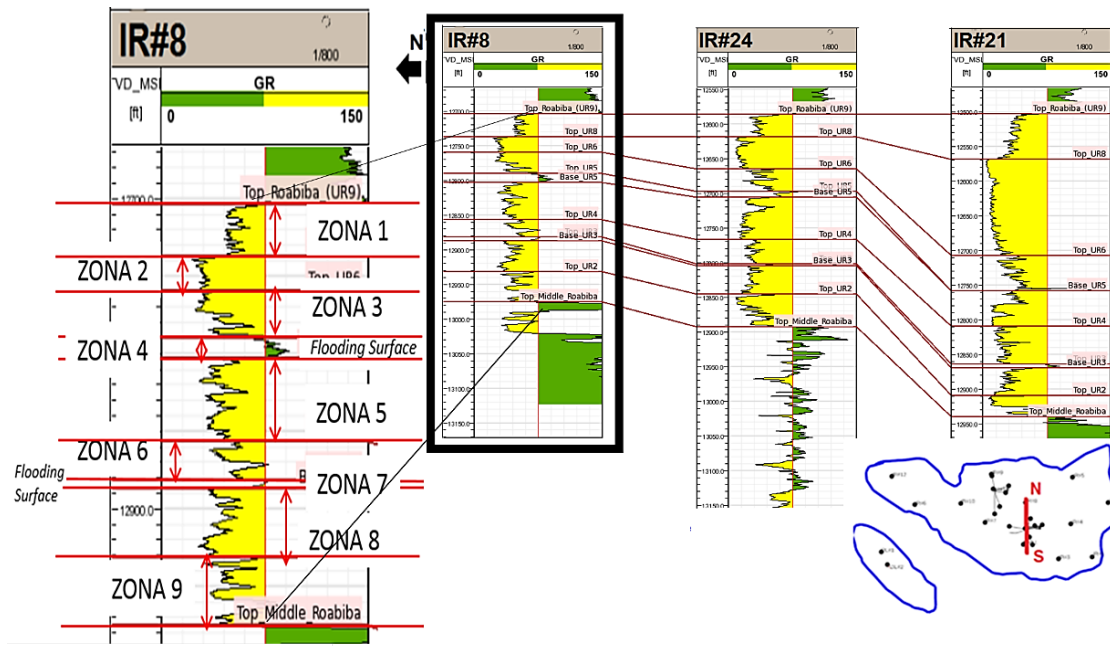
Gambar 5: Peta Isoporositas Lapangan “Tangguh” [6]



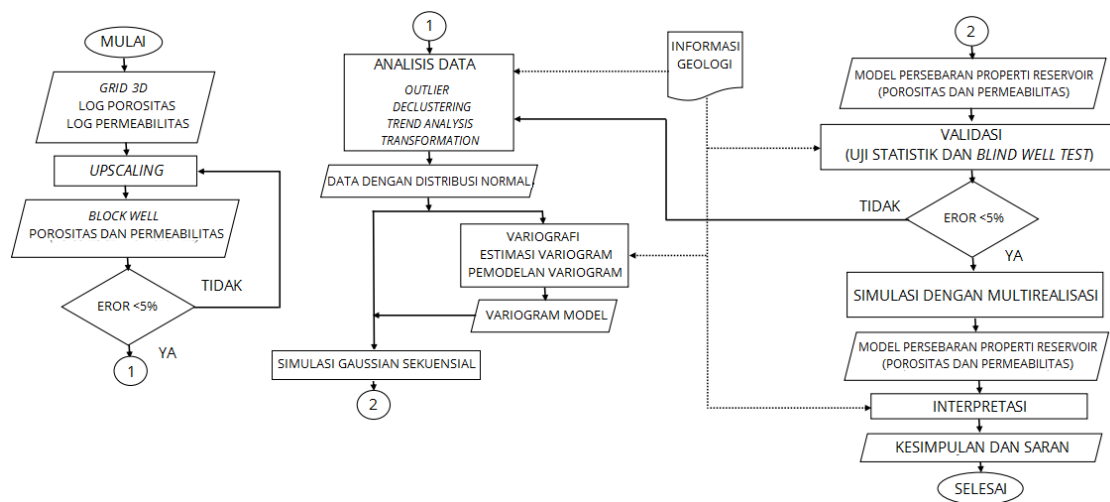
Gambar 6: Model Properti petrofisika reservoir Lapangan "Tangguh" [8]



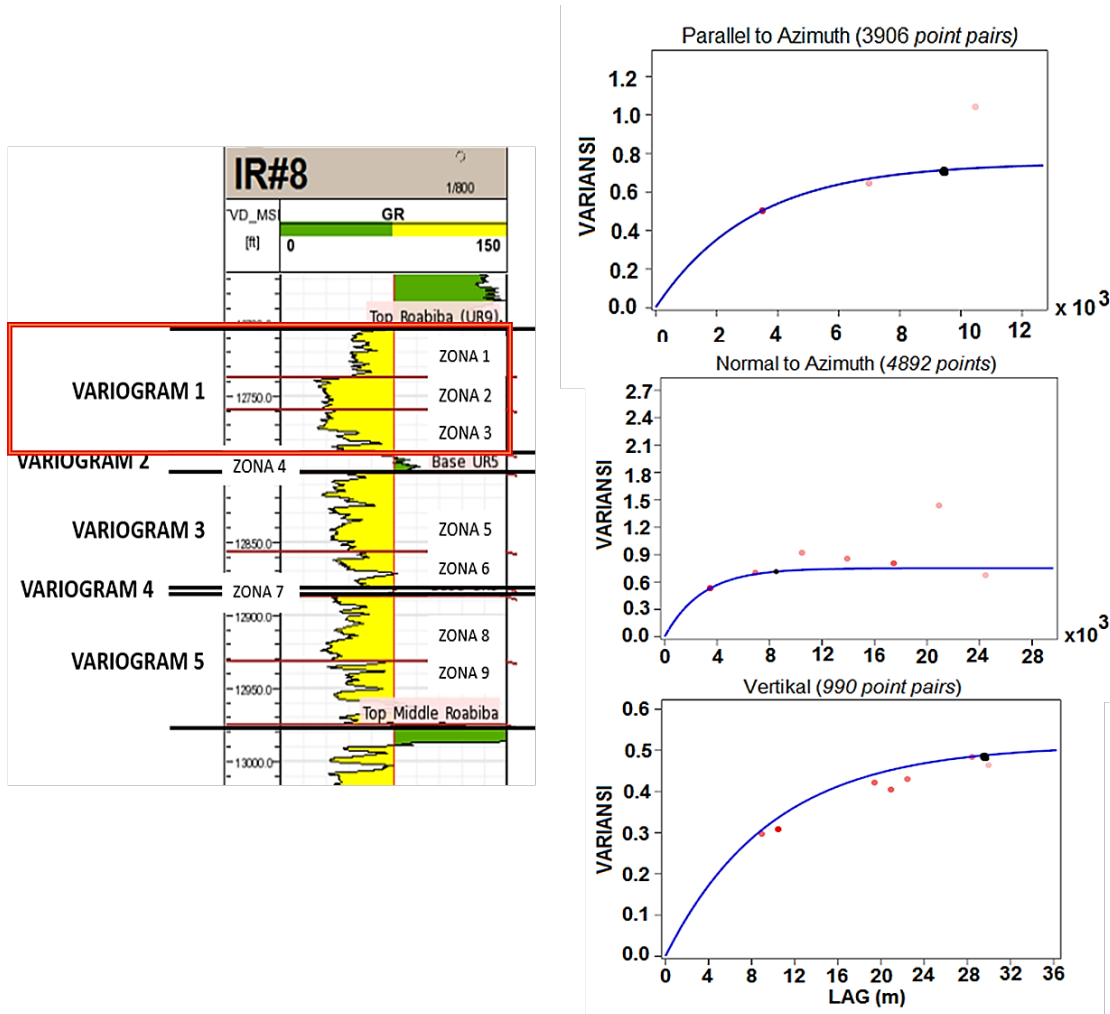
Gambar 7: Variogram yang merupakan diagram antara variansi data dengan jarak/spasi antara titik data, modifikasi dari Bohling [10]



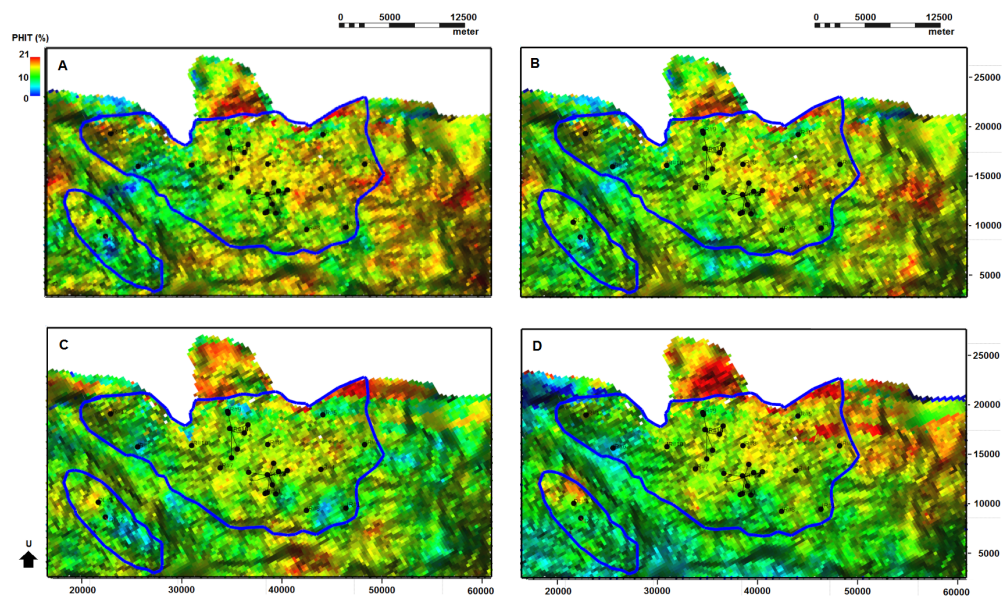
Gambar 8: Karakter log sinar gamma pada interval upper Roabiba berserta pembagian zona reservoir



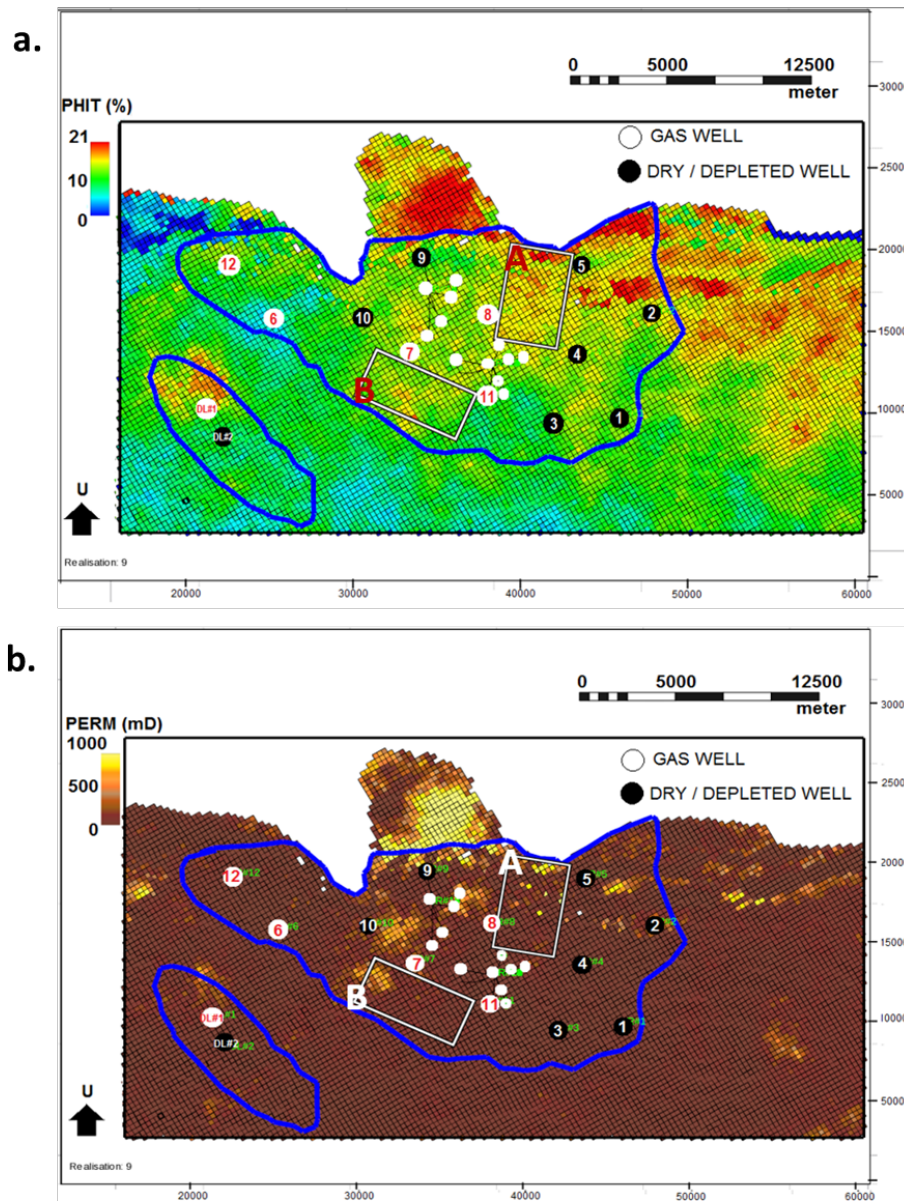
Gambar 9: Diagram alir penelitian



Gambar 10: Variogram pada sub-interval 1 (Zona 1, 2 dan 3)



Gambar 11: Simulasi dengan teknik declustering (B) dan penambahan trend pengendapan (C) serta trend kompaksi (D))



Gambar 12: Rekomendasi zona prospek berdasarkan pada model persebaran porositas (a) dan permeabilitas (b) serta sebaran sumur yang mengandung gas