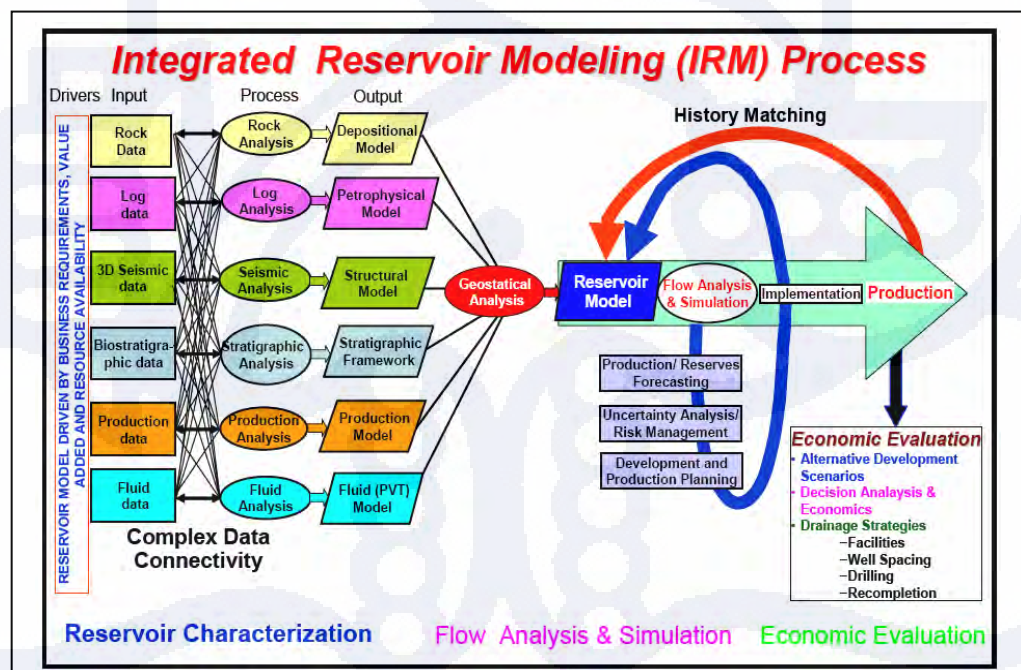


### BAB III

#### KARAKTERISASI DAN PEMODELAN RESERVOIR

Karakterisasi dan permodelan reservoir merupakan bagian yang penting dalam simulasi reservoir. Dengan karakterisasi reservoir yang menangkap tingkat heterogenitas reservoir dan permodelan reservoir yang benar, maka hasil prediksi oleh reservoir engineer dengan menggunakan model reservoir yang dibangun tadi dapat diandalkan. Permodelan reservoir dapat dibagi menjadi dua yaitu permodelan statik dan permodelan dinamik. Permodelan statik (Geologi dan Geofisika) adalah permodelan bagian reservoir yang tidak berubah (secara signifikan) dalam masa produksi hidrokarbon. Contohnya adalah peta struktur kedalaman, peta isopach, pola struktur utama, property petrofisika reservoir (volume shale, porositas, NTG). Permodelan dinamik adalah permodelan bagian reservoir yang berubah dalam masa produksi hidrokarbon. Contohnya analisis fluida reservoir (viskositas, faktor volume fluida formasi ) analisis permeabilitas relatif, analisis tekanan kapiler dan analisis data produksi. Semua hal diatas dikerjakan bersama-sama oleh para ahli bumi dan insiyur untuk menghasilkan prediksi produksi hidrokarbon.



Gambar III.1 Diagram alir pemodelan reservoir

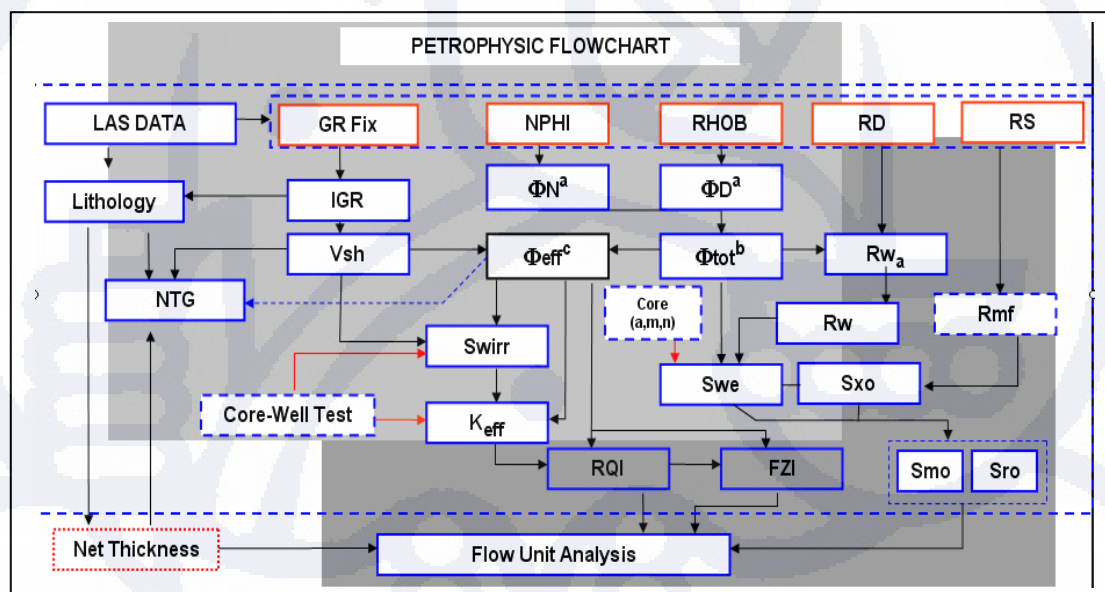
### III.1 Analisis Petrofisik

Metodologi karakterisasi petrofisika reservoir ditampilkan. Tujuan metodologi ini adalah memberikan input ke pemodelan reservoir, yang pada akhirnya digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dan analisis ketidakpastian.

Analisis petrofisik membutuhkan empat langkah dasar yaitu :

- Menentukan volume shale. Shale mempengaruhi respons berbagai alat logging. Untuk memperhitungkan porositas efektif dan saturasi, volume shale harus ditentukan.
- Menentukan porositas. Porositas adalah fraksi pori batuan yang tersedia untuk menyimpan fluida
- Menentukan resistivitas air formasi ( $R_w$ ). Resistivitas air (tanpa hidrokarbon) digunakan untuk menghitung saturasi air
- Menentukan saturasi air ( $S_w$ ). Model resistivitas diinterpretasikan untuk saturasi.

Diagram alir kerja disimpulkan pada gambar dibawah ini.

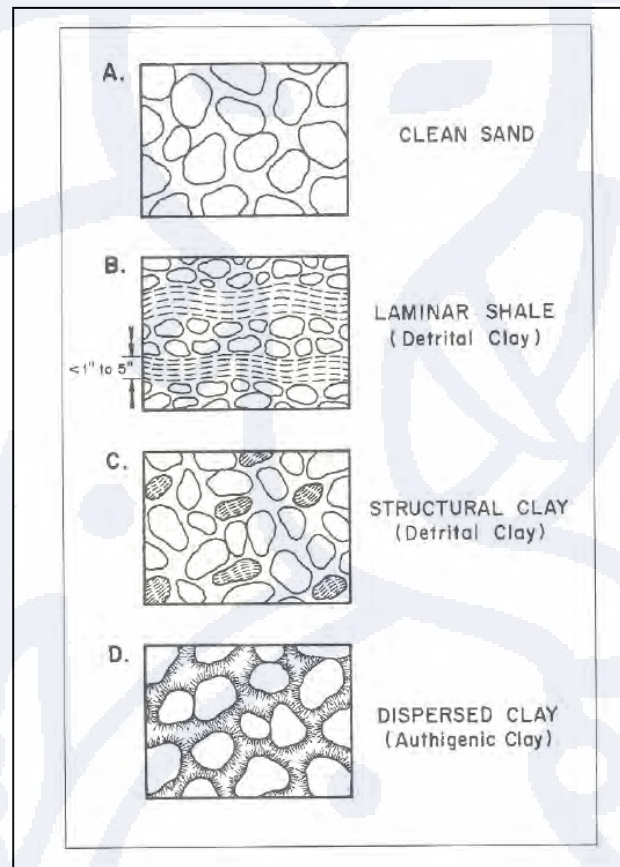


Gambar III.2. Langkah dasar pengolahan data petrofisik

#### III.1. 1 Estimasi Volume Shale

Kandungan shale atau volume shale adalah parameter kuantitatif yang penting pada analisis log. Volume shale relative mudah ditentukan dan tidak memerlukan akurasi yang tinggi. Beberapa metode dapat digunakan, bergantung pada log yang tersedia. Parameter ini digunakan untuk mengoreksi porositas dan saturasi akibat

pengaruh shale dan sebuah indikator kualitas reservoir. Kandungan volume shale yang rendah mengindikasikan kualitas reservoir yang lebih baik. Volume shale paling baik diperkirakan dengan menggunakan pengukuran logging yang berespon pada shale yaitu gamma ray (GR). Gamma ray dapat menjadi alat yang baik untuk perhitungan volume shale di daerah dengan kandungan uranium kecil dan garam radioaktif yang berhubungan dengan mineral clay. Pada studi ini, metode gamma ray digunakan untuk menghitung volume shale dari data well log



Gambar III.3 Model Penampakan Shale dan Clay di Sandstone<sup>2</sup>

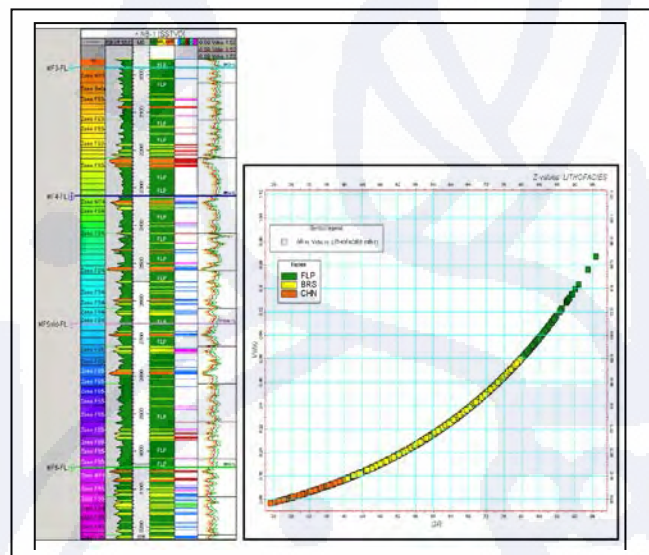
Analisis log yang baik harus match dengan tipikal daerah setempat dan perhitungan juga dikalibrasi dengan data mudlog. Kalibrasi dengan data yang lain seperti spontaneous potential (SP) penting, tetapi perlu diperhatikan ketersediaan data mineralogi dari sumur-sumur. Berbagai koreksi yang harus dilakukan seperti efek matriks, ukuran borehole dan non linier juga harus diperhitungkan. Hal ini merupakan langkah awal untuk analisis kuantitatif log yang baik.

Interpretasi dan kalibrasi volume shale dan nilai gamma ray index dengan analisis core dapat membantu dalam menstandarisasi karakteristik lithofacies ke daerah lain. Pada kasus ini, penentuan lithofacies tekstural berdasarkan volume shale dan respons indeks gamma ray dapat menjadi metode yang paling cepat untuk mengidentifikasi properti facie di sumur lain yang tidak memiliki data score. Pada kebanyakan reservoir klastik, lithofacies dapat diperkirakan dari deskripsi mudlog atau respons log. Nilai cutoff untuk volume shale (Vsh) dan indeks gamma ray (IGR) untuk masing-masing lithofacies ditunjukkan sebagai berikut :

Shale:  $GRc > 100$ ;  $Vsh > 0.35$

Siltstone:  $70 < GRc < 100$ ;  $0.225 < Vsh < 0.35$

Sandstone:  $GRc < 70$ ;  $Vsh < 0.225$



Gambar III.4 Cut off lithofacies lapangan ABC

### III.1.2 Estimasi Porositas

Porositas dapat ditentukan dari penggunaan bersamaan dari pengukuran log densitas dan neutron pada lithologi, matriks, dan mineral khusus seperti yang ditunjukkan pada gambar dibawah ini.

Estimasi porositas dari log density sering dibutuhkan untuk mengkonversi porositas apparent pada log density menjadi unit densitas kemudian menghitung porositas dari nilai tersebut yang dikoreksi dengan nilai matriks batuan dan nilai fluida.



Persamaan untuk perhitungan porositas dengan metode density ditunjukkan pada gambar dibawah ini.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (III.1)$$

Metode untuk perhitungan porositas dari log density membutuhkan densitas matriks ( $\rho_{ma}$ ), pembacaan log densitas, dan densitas fluida pada suatu kedalaman tertentu. Matriks densitas ditentukan oleh litologi. Umumnya, matriks sandstone bernilai 2,65 gr/cc, limestone 2,71 gr/cc, dan dolomite 2,87 gr/cc. Densitas fluida sendiri bergantung pada salinitas air formasi dan densitas hidrokarbon. Densitas air tawar berkisar 1 gr/cc dan air asin bernilai sekitar 1.12 gr/cc. Densitas hidrokarbon bervariasi bergantung tipe hidrokarbon yang ada. Densitas gas dapat berkisar 0,05 gr/cc pada tekanan rendah dan 0,804 gr/cc untuk tipikal densitas minyak.

Metode perhitungan porositas dari neutron memberikan perkiraan total porositas pada reservoir yang terisi fluida. Metode ini sangat sensitive terhadap gas, dan akibatnya metode ini berguna untuk mengindikasikan zona gas jika digunakan bersamaan dengan log density. Selain itu, penggunaannya secara bersamaan dengan log density dapat menjadi indikator litologi dan porositas untuk zona non-gas. Persamaan respons untuk metode porositas neutron ditunjukkan pada gambar dibawah ini.

$$\phi_N = \frac{N_{phi} - \phi_{ma} + C(N)}{\phi_w - \phi_{ma}} \quad (III.2)$$

### Crossplot Density-Neutron

Porositas dan litologi dapat ditentukan bersamaan dengan penggunaan log density dan log neutron. Metode pertama membutuhkan penentuan litologi yang mengakibatkan respons persamaan densitas dan neutron akan menghasilkan nilai porositas yang sama. Salah satu metode yang paling mudah untuk menyelesaikan dua persamaan tersebut secara bersamaan dengan menggunakan grafik. Metode crossplot densitas-neutron meliputi solusi bersamaan dari persamaan respons untuk kedua log. Pendekatan dari jawaban crossplot untuk reservoir klasik dapat digunakan dengan persamaan dibawah ini :

$$\phi_{total} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (III.3)$$

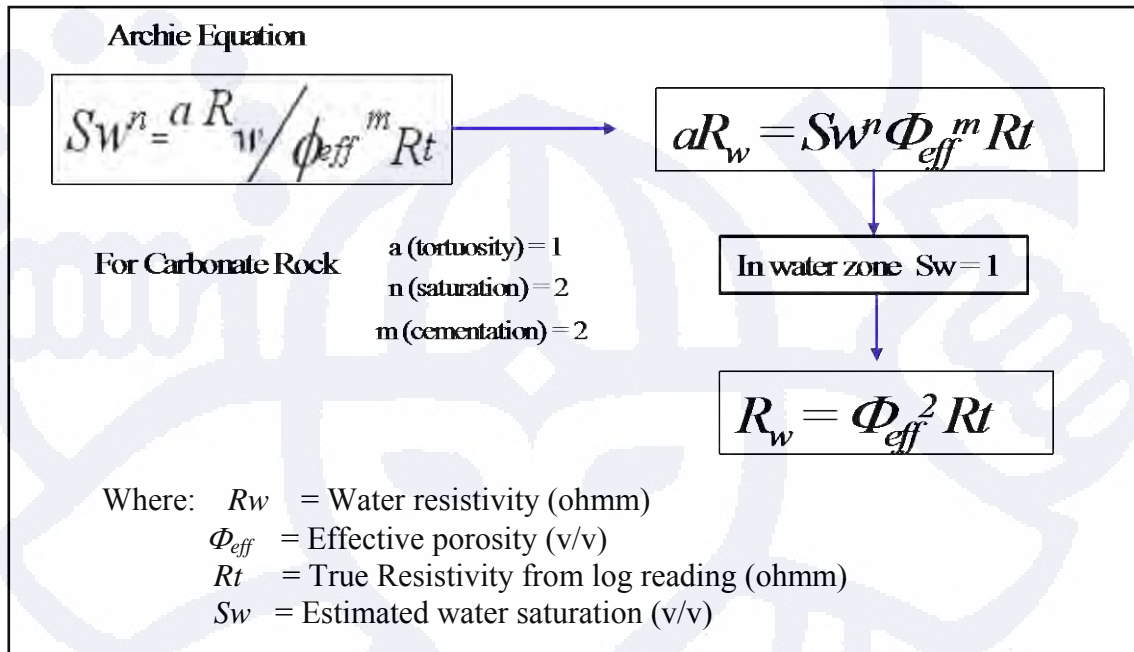
### Porositas Efektif

Koreksi shale harus diterapkan pada porositas total untuk menentukan porositas efektif. Karena shale mengandung air, air tersebut harus dikurangi dari porositas total seperti yang diukur oleh peralatan logging konvensional. Persamaan matematika untuk menentukan volume shale sama untuk setiap distribusi shale dalam sandstone tetapi metode untuk mengaplikasikan koreksi pada porositas bervariasi. Selain koreksi shale, koreksi komposisi mineral juga harus dilakukan. Dari analisis statistik, porositas shale di batuan klastik berkisar antara 2% hingga 10%. Porositas neutron shale didefinisikan dari nilai maksimum shale dari perhitungan log porositas neutron, sedangkan porositas shale densitas ditentukan dari nilai maksimum cutoff dari perhitungan log density. Persamaan berikut yang digunakan untuk perhitungan porositas efektif ditunjukkan pada gambar dibawah ini.

$$\phi_{eff} = \phi_{total} - \frac{V_{sh}(\phi_{Nshale} - \phi_{DShale})}{2} \quad (III.4)$$

#### III.1.3. Estimasi Resistivitas Air

Metode langsung untuk mendapatkan resistivitas air formasi ( $R_w$ ) adalah mendapatkan sampel air formasi dan mengukur resistivitasnya. Metode ini tidak praktis, sekalipun ada, biasanya telah terkontaminasi oleh filtrat lumpur. Penentuan  $R_w$  biasanya dilakukan dengan perhitungan dengan menggunakan metode perhitungan saturasi air pada zona air didekat reservoir. Selain itu, bisa digunakan juga metode Pickett plot. The most direct way of finding water resistivity ( $R_w$ ) is to obtain a sample. Persamaan archie yang digunakan ditunjukkan pada gambar di bawah ini.



Gambar III. 5 Diagram alir perhitungan resistivitas air formasi

Asumsi dan keterbatasan persamaan archie adalah biasanya digunakan pada reservoir klastik, dimana kandungan litologi relative homogen dan diasumsikan semua garam yang terdapat dalam larutan fluida adalah NaCl atau equivalen serta lapisan tersebut relative bebas clay. Metode ini tidak memberikan hasil yang baik pada sumur yang menggunakan oil based muda dan tidak memberikan estimasi yang benar pada zona hidrokarbon. Untuk analisis yang detail, pickett crossplot biasa digunakan. Metode ini dibangun dengan memplot porositas versus nilai resistivitas pada kertas log dua atau tiga cycle.

Garis zona air diperkirakan dari pickett plot merupakan dasar dari korelasi porositas dan resistivitas pada zona air. Secara praktis, nilai resistivitas air ditentukan dari porositas total atau efektif pada nilai resistivitas minimum yang melewati zona air dan dihitung dengan metode persamaan Archie.

#### **III.1.4. Estimasi Saturasi Air**

##### **Saturasi air di Reservoir Bersih**

Saturasi air paling sering digunakan dari pengukuran logging resistivitas dan pengetahuan porositas, resistivitas air dan volume shale. Untuk reservoir clean sand, persamaan Archie merupakan metode utama untuk menginterpretasi saturasi air. Pengukuran wireline log induction atau laterolog dapat digunakan untuk formasi yang mengandung kandungan garam terlarut yang sedang dan batuan tersebut tidak mengandung shale.

##### **Saturasi air pada Reservoir Shaly Sand dan Kompleks**

Banyak variasi pada persamaan Archie telah dibuat selama beberapa decade ini untuk menjelaskan pengaruh kehadiran clay sebagai konduktor pada batuan reservoir. Metode ini memiliki term shale atau clay yang dimasukkan ke dalam persamaan dasar Archie untuk menghitung konduktivitas clay. Variasi dari berbagai persamaan telah muncul untuk memasukkan efek distribusi shale yang terdapat pada batuan. Persamaan Simandoux, modifikasi Simandoux, Indonesian, dual water merupakan persamaan yang baik untuk memperhitungkan pengaruh shale terhadap saturasi air.

Umumnya, pada formasi FWS, shale biasanya terjadi diantara sand. Hal ini mengindikasikan bahwa reservoir tergolong shaly sand. Analisis komprehensif pada keseluruhan daerah studi menunjukkan bahwa metode Archie hanya dapat digunakan bila  $V_{sh}$  kurang dari 0.15 dan resistivitas shale lebih dari 100 ohm. Untuk shaly sand, parameter  $V_{sh}$ -nya adalah lebih dari 0.15 dan resistivitas shalnya kurang dari 100 ohm-m.

#### **III.1.5. Prediksi Permeabilitas**

Permeabilitas adalah property yang menyatakan kemudahan suatu fluida mengalir dalam media berpori berkaitan dengan adanya perbedaan tekanan. Hubungan keteraliran fluida dalam media berpori pertama kali diperkenalkan oleh Henry Darcy (1856). Hukum Darcy berasal dari interpretasi dari hasil percobaan alir melalui kotak yang berisi pasir. Beberapa penelitian kemudian dilakukan untuk mengembangkan formulasi Darcy untuk menghubungkan antara porositas dengan permeabilitas. Salah satu yang paling terkenal adalah Kozeny (1927), yang mengasumsikan bahwa media



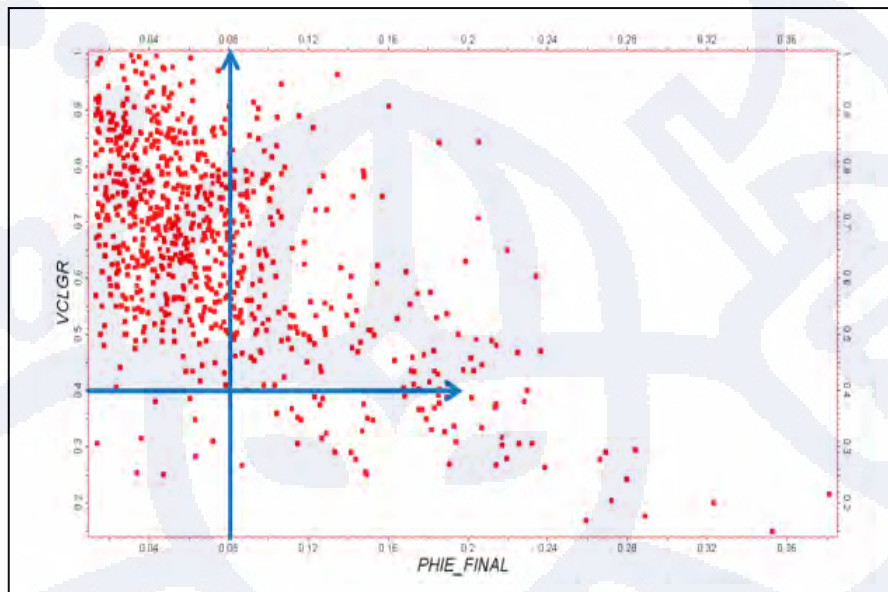
berpori sebagai kumpulan dari pipa kapiler. Modifikasi untuk memperhitungkan pengaruh tortuositi telah diusulkan oleh Carman-Kozeny (1938).

Dari hasil-hasil diatas, hasil yang didapat hanya berupa kualitatif dengan menggunakan hubungan antara porositas-permeabilitas akibat kompleksitas geometri media berpori. Berg (1970) menyarankan bahwa pengertian tentang property batuan yang mengatur ukuran, bentuk dan kontinuitas batuan merupakan kunci untuk menghubungkan property aliran fluida ke properti batuan reservoir. Permeabilitas dapat diasumsikan semakin besar dengan semakin besarnya porositas pada reservoir non fracture jika tidak mengalami proses diagenetik yang signifikan.

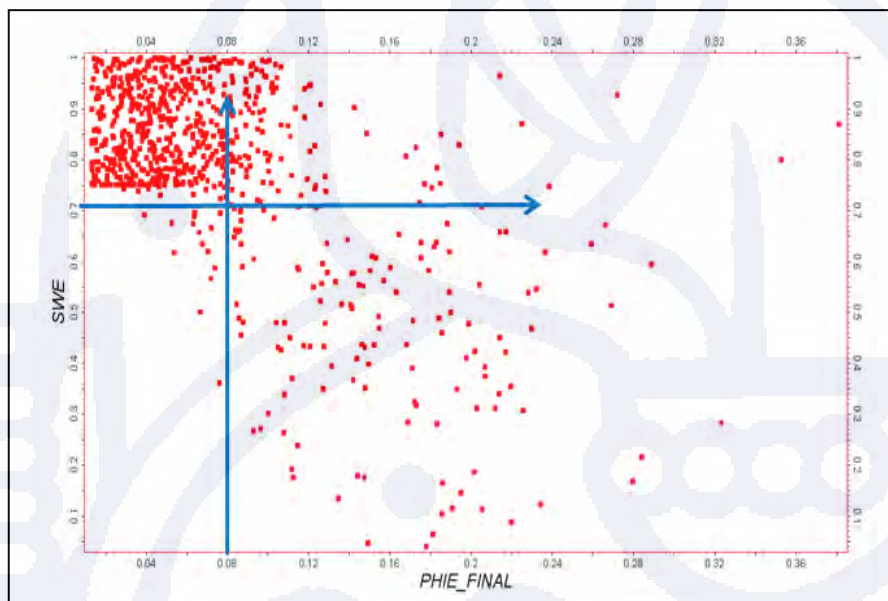
Permeabilitas tidak diukur melainkan dihitung. Oleh karena itu, meskipun permeabilitas adalah properti batuan dan merupakan sebuah konstan pada suatu sampel core batuan, nilai permeabilitas dapat bervariasi tergantung model dan kondisi batas yang digunakan dalam perhitungan. Untuk menentukan permeabilitas, hukum Darcy mengasumsikan property fluida reservoir yang konstan. Modifikasi dari hukum Darcy (Muscat, 1937) memperhitungkan perbedaan pada viskositas dan densitas. Oleh karena itu, permeabilitas dapat dihitung dengan menggunakan fluida selain air dengan syarat fluida tersebut tidak reaktif. Karena permeabilitas biasanya diukur dengan gas, dua kondisi batas, gas slippage dan efek inersia, harus diperhitungkan.

### **III.1.6 Reservoir Cut off**

Cut off reservoir digunakan untuk membedakan reservoir dan non reservoir. Parameter yang digunakan sebagai cut off adalah porositas efektif, saturasi air efektif dan volume shale. Contoh penentuan cut off dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



Gambar III.6 Cut off volume shale sumur X-1



Gambar III.7 Cut off saturasi air efektif sumur X-1

### III.1.7. Kesimpulan Analisis Petrofisik Zone Pay Reservoir

Kesimpulan petrofisik dari interval reservoir potential pada FWS dan SMZ dibuat berdasarkan analisis petrofisik yang dikonfirmasi dengan data DST dan mudlog yang tersedia.

Table III.1 Kesimpulan properties petrofisik lapangan ABC

NO	SUB-ZONE	VSH	NTG	PHIE	SW
1	A	0.5	0.31	0.22	0.47
2	B	0.6	0.13	0.15	0.55
3	C	0.65	0.11	0.14	0.54
4	D	0.65	0.13	0.15	0.55
5	E	0.6	0.15	0.16	0.56
6	F	0.62	0.16	0.165	0.565
7	G	0.64	0.19	0.18	0.58
8	H	0.65	0.1	0.14	0.54
9	I	0.61	0.19	0.185	0.585
10	J	0.58	0.21	0.18	0.58

## III.2 Analisis Geofisik

### III.2.1 Data Seismik yang Tersedia

Data seismic yang tersedia adalah seismic 3D yang meliputi lapangan ABC. Selain itu, terdapat juga beberapa cube seismic atribut. Akan tetapi, data tersebut tidak digunakan dalam model ini karena data tersebut baru diberikan oleh operator.

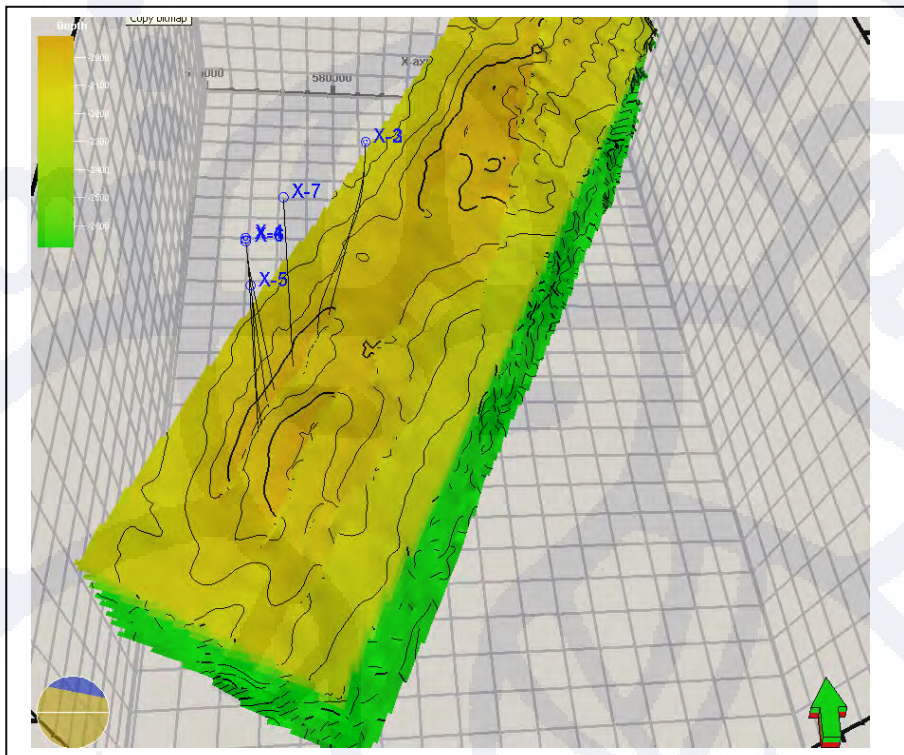
### III.2.2 Model Struktur

Model struktur FWS dan SMZ dibuat berdasarkan interpretasi seismic 3D dan interpretasi log yang tersedia. Data seismic diintegrasikan dengan data well logging, uji tekanan, core dan informasi yang lain dari sumur eksplorasi dan deliniasi untuk menentukan apakah akumulasi yang telah ditemukan bernilai komersial dan untuk menformulasikan rencana pengembangan lapangan awal. Karena sumur pengembangan telah dibor dan telah diproduksi juga, interpretasi seismic kemudian direvisi dan dikalibrasi kembali untuk mendapatkan keuntungan dari data sumur baru dan sejarah produksi. Aspek interpretasi menjadi semakin bisa diandalkan dan detail karena ketidakpastian pada hubungan antara parameter seismic dengan properties reservoir menjadi semakin berkurang<sup>1</sup>.

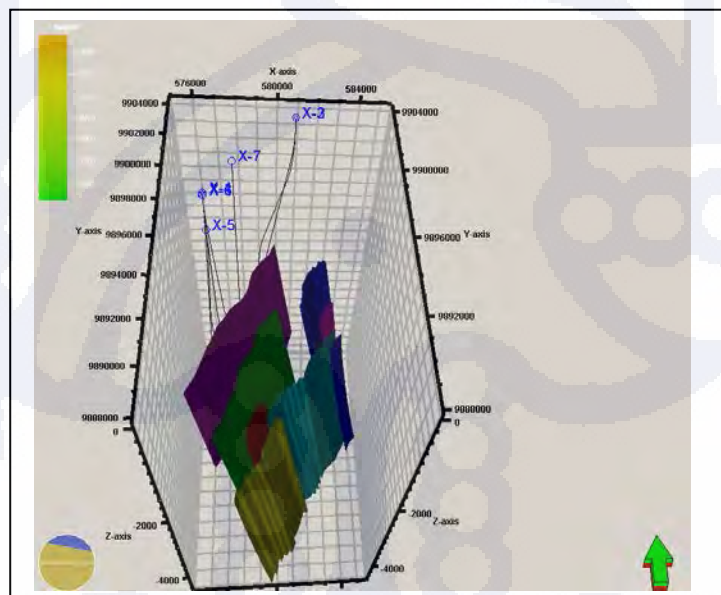
Pembentukan model dimulai dengan melakukan interpretasi 10 layer utama yang dapat diidentifikasi dengan jelas di seismic. Zonasi reservoir dilakukan dengan menggunakan marker well top sehingga menghasilkan sub zona sebanyak 64 sub zone.







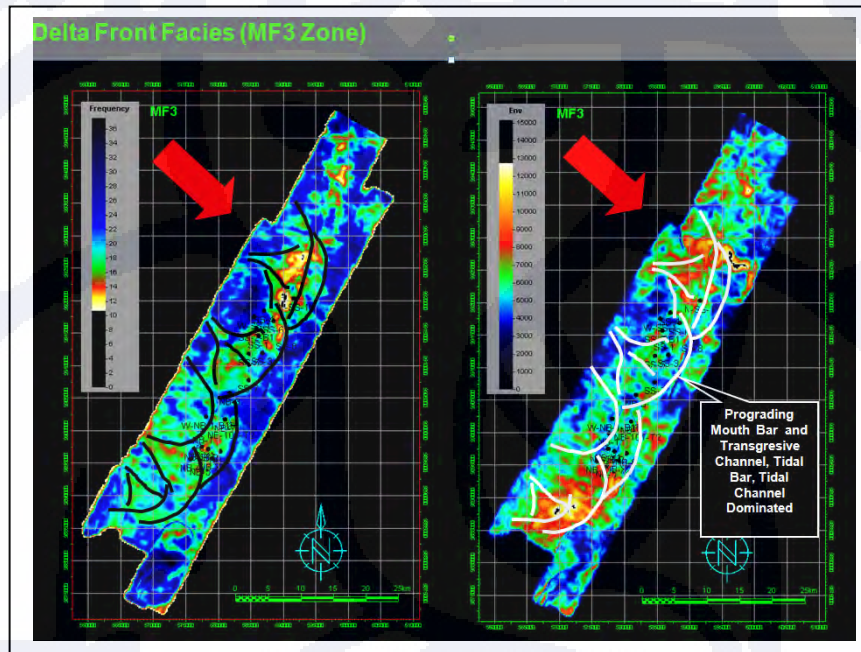
Gambar III.10 Horizon utama yang diinterpretasi seismik 3D



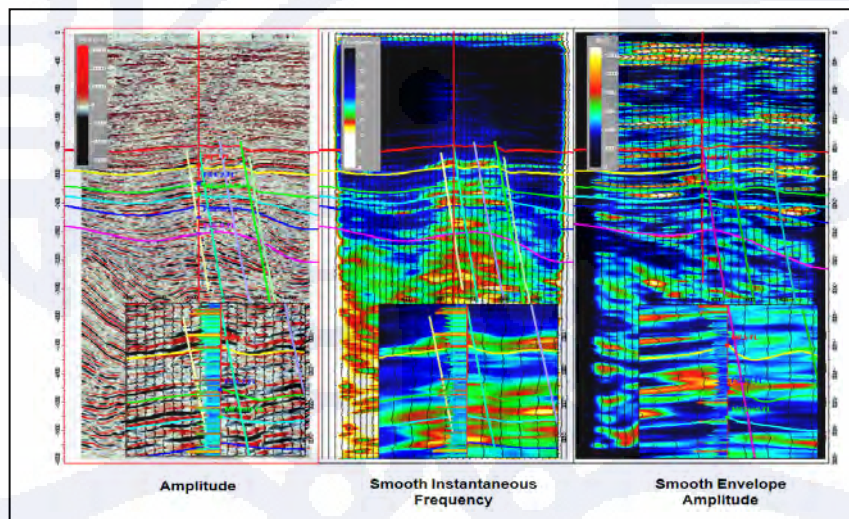
Gambar III. 11 Penyebaran patahan di Lapangan ABC

### III.2.3 Analisis Seismik Multiatribut

Pada studi ini, beberapa seismic atribut dikombinasikan dengan marker sumur untuk mendapatkan interpretasi yang lebih baik mengenai model struktur lingkungan pengendapan pada studi area. Beberapa atribut seismic yang dapat digunakan adalah instantaneous frequency dan envelope smooth frequency. Kedua seismic atribut dapat memberikan gambaran mengenai tipe lingkungan pengendapan<sup>4</sup>.



Gambar III.12 Interpretasi seismic atribut lapisan MF-3

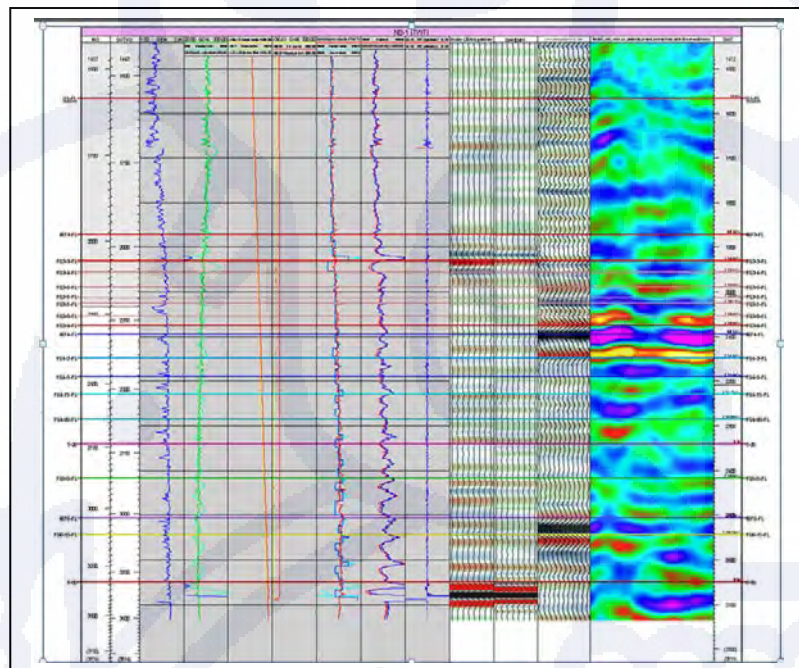


Gambar III.13 Seismik multiatribut sumur X-1



### III.2.4 Well Seismic Tie dan Ekstraksi Wavelet

Pada studi ini, well seismic tie dengan menggunakan data PSTM dilakukan bersamaan dengan pemrosesan seismic, dimana line seismic masih dalam domain waktu. Umumnya, horizon seismic diikat secara langsung dengan marker sumur untuk mendapatkan konsistensi dari dua data tersebut. PSTM menghasilkan perbaikan yang signifikan dalam menggambarkan kualitas terhadap migrasi pre-stack dan post stack, bahkan pada kasus anisotropi kecil. Model kecepatan update dan aplikasi koreksi moveout residual terhadap CDP (common depth point) telah mempertajam gambar akhir. Contoh well seismic tie dan korelasinya dapat dilihat pada gambar berikut ini.



Gambar III.14 Pengikatan sumur X-1-seismik dan korelasinya

Proses ekstraksi wavelet dapat digunakan dengan berbagai metode berbeda seperti statistik murni dan murni deterministik. Ekstraksi wavelet harus dilakukan pada tahap yang pertama. Dengan menggunakan pendekatan ini, pengikatan sumur dengan seismic akan optimal yang ditunjukkan dengan nilai korelasi yang tinggi dan kesamaan antara trace sebenarnya dan trace sintetik. Pada studi ini, digunakan Bandpass wavelet untuk mendapatkan pengikatan sumur ke seismic yang baik<sup>4</sup>.

### III.2.5 Konversi Waktu ke Kedalaman

Algoritma untuk konversi waktu ke kedalaman adalah untuk menggambarkan gambar migrasi waktu dalam aksis vertical dalam hubungannya antara waktu tempuh

vertical dan kedalaman. Algoritma ini tentunya hanya berlaku pada media berlapis. Dengan mengasumsikan bahwa migrasi waktu menfokuskan energy yang didifraksi dari gelombang yang menyebar ke titik, Hubral (1977) memperkenalkan konsep gelombang yang mendefinisikan konversi waktu ke kedalaman yang hanya valid untuk variasi yang acak dari kecepatan overburden. Konsep migrasi waktu dan koreksi gelombang kemudian diusulkan oleh Larner et al sebagai sebuah pendekatan dari migrasi kedalaman yang sebenarnya. Permodelan kecepatan dari waktu ke konversi kedalaman meliputi membangun sebuah model kecepatan yang sebenarnya menggunakan model kecepatan yang ada. Permodelan ini dapat meliputi berbagai tipe kecepatan sumur aja, kecepatan yang sebelum dikalibrasi atau keduanya.

Permodelan dapat menggunakan kecepatan rata-rata sederhana (lapisan tunggal) atau kecepatan interval (banyak lapisan), atau kecepatan spontan (variasi kecepatan terhadap kedalaman). Tujuannya adalah untuk membangun model yang dapat bekerja dengan baik pada titik kedalaman yang diketahui untuk mencocokkan pada titik yang diketahui. Beberapa teknik dapat digunakan termasuk menggunakan syarat selain akurasi prediksi kedalaman akhir.

### **III.3 Permodelan Reservoir Statik**

Beberapa ketidakpastian dapat diidentifikasi pada proses ini. Hal ini dapat dikelompokkan pada tiga bagian yaitu :

- Ketidakpastian geofisika yang telah mempengaruhi arsitektur reservoir
- Ketidakpastian geologi, sedimentasi dan petrofisik yang mempengaruhi kandungan hidrokarbon awal di tempat
- Ketidakpastian dinamik yang memiliki efek yang besar pada cadangan dan penentuan profil produksi.

Proses evaluasi dimulai dari definisi model struktur hingga perkiraan cadangan sampai profil produksi untuk suatu mekanisme perolehan dan skema pengembangan lapangan tertentu dapat disimpulkan menjadi beberapa bagian penting :

- Bentuk arsitektur reservoir : peta struktur dan patahan
- Evaluasi kontak dan kandungan fluida

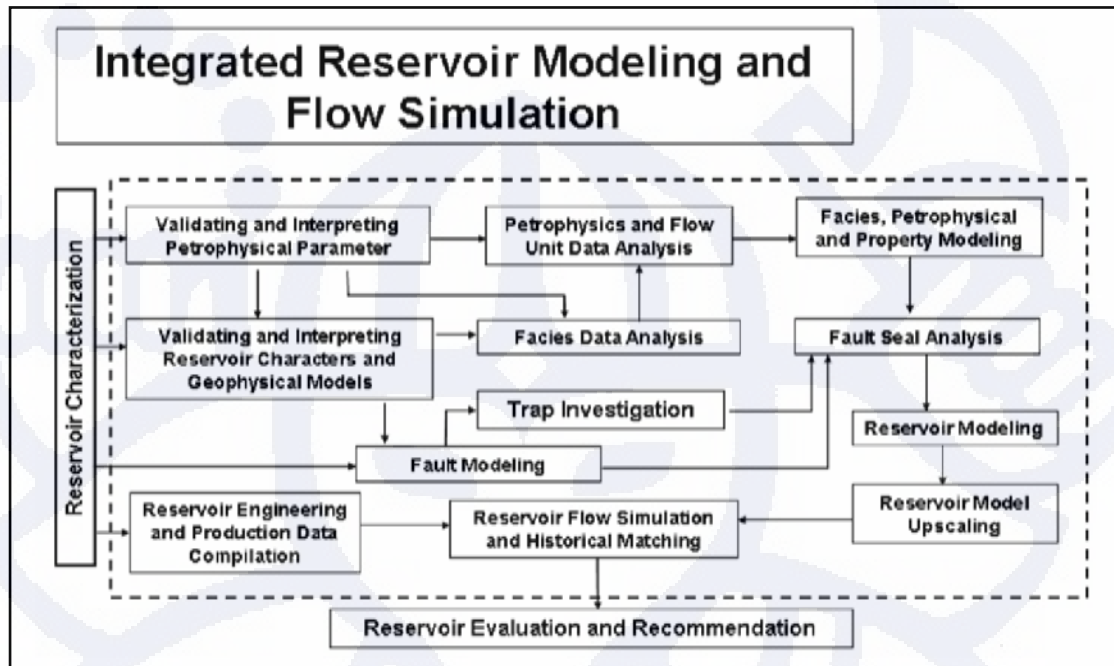


- Evaluasi reservoir karakterisasi berdasarkan data sumur dan konsep sedimentologi untuk membuat model geologi yang detail dengan mempertimbangkan heterogenitas yang mempengaruhi keteraliran.
- Membangun model dinamik
- Mengevaluasi produktivitas sumur
- Mengevaluasi simulasi dinamik untuk memperkirakan proses produksi

### **III.3.1 Model Deterministik dan Stokastik**

Permodelan reservoir terintegrasi ditujukan untuk menggabungkan trend parameter seismic dengan analisis data sumur. Integrasi ini dicapai dengan mengkombinasikan algoritma petrofisik dan facies dengan parameter geostatistik 1D, 2D dan 3D. Pada studi ini, jumlah sumur sangat sedikit dibandingkan luas daerah studi. Perata-rataan sederhana property reservoir antara sumur dapat memberikan hasil yang melenceng. Oleh karena, metode krigging dan algoritma simulasi dibangun untuk mengamati property yang berkorelasi dengan suatu jarak tertentu.

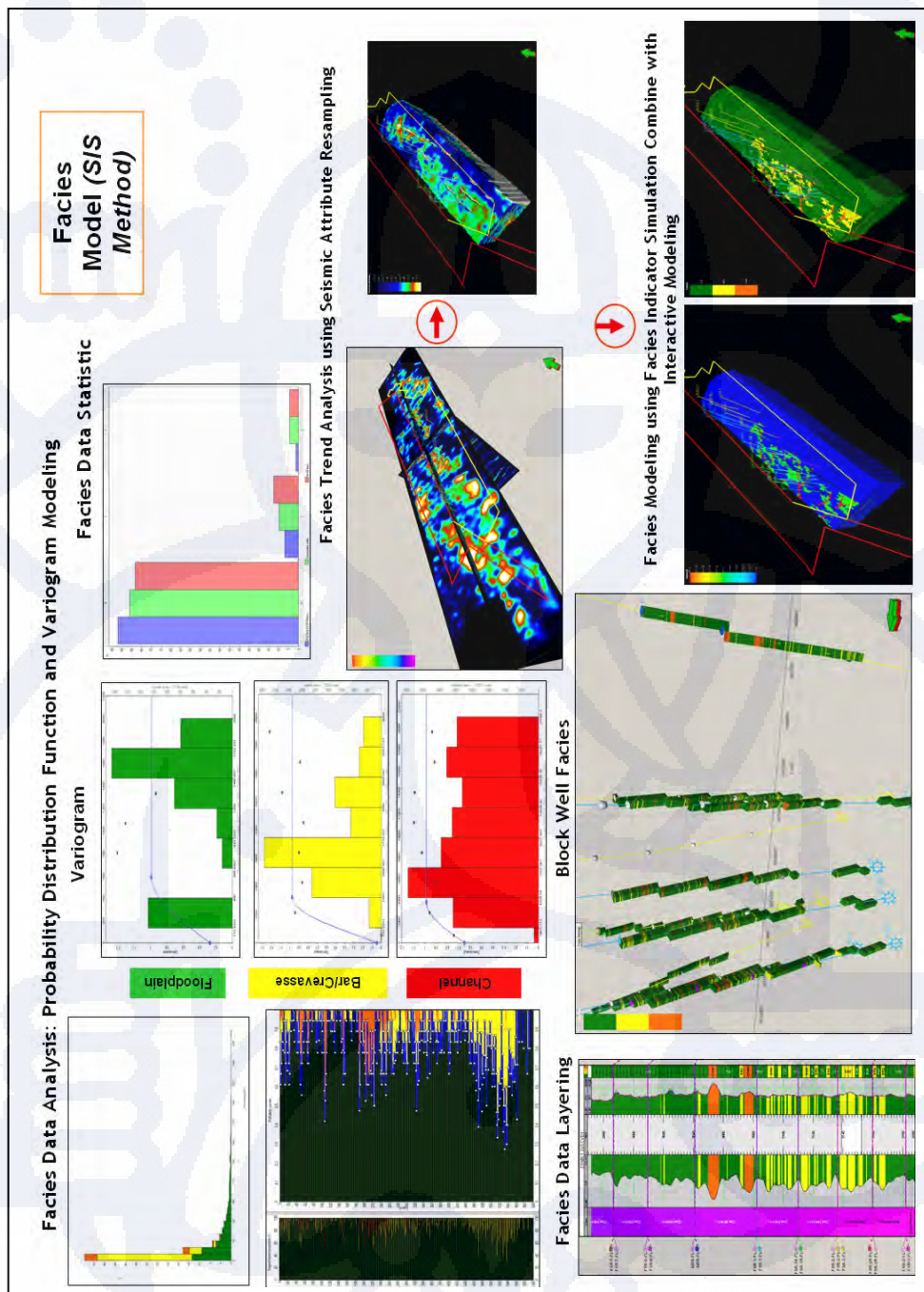
Teknik ini kemudian berkembang dengan memasukkan data tambahan halus dibandingkan data lokasi pada sumur dan data seismic sering memberikan bukti halus. Pada dasarnya, jika suatu korelasi statistik ditemukan antara parameter formasi yang diamati di sumur dan beberapa atribut seismic diamati di daerah studi, metode geostatistik menyediakan cara untuk memasukkan data tersebut dalam perhitungan dan menginterpolasi (umumnya menggunakan teknik krigging) antara sumur-sumur. Jika data seismic tidak ada, beberapa realisasi pada daerah diantara sumur-sumur dapat diciptakan dengan menggunakan teknik geostatistik yang lebih maju dan setiap realisasi bisa berbeda-beda. Dengan menggunakan data seismic, range perbedaan model tersebut bisa dikurangi. Masalah karakterisasi reservoir menjadi lebih stokastik dan semakin deterministik, meskipun korelasi-korelasi tersebut tidak pernah sempurna dan range model-model tersebut harus selalu dipertimbangkan<sup>4</sup>.



Gambar III.15 Diagram alir pemodelan dan simulasi reservoir

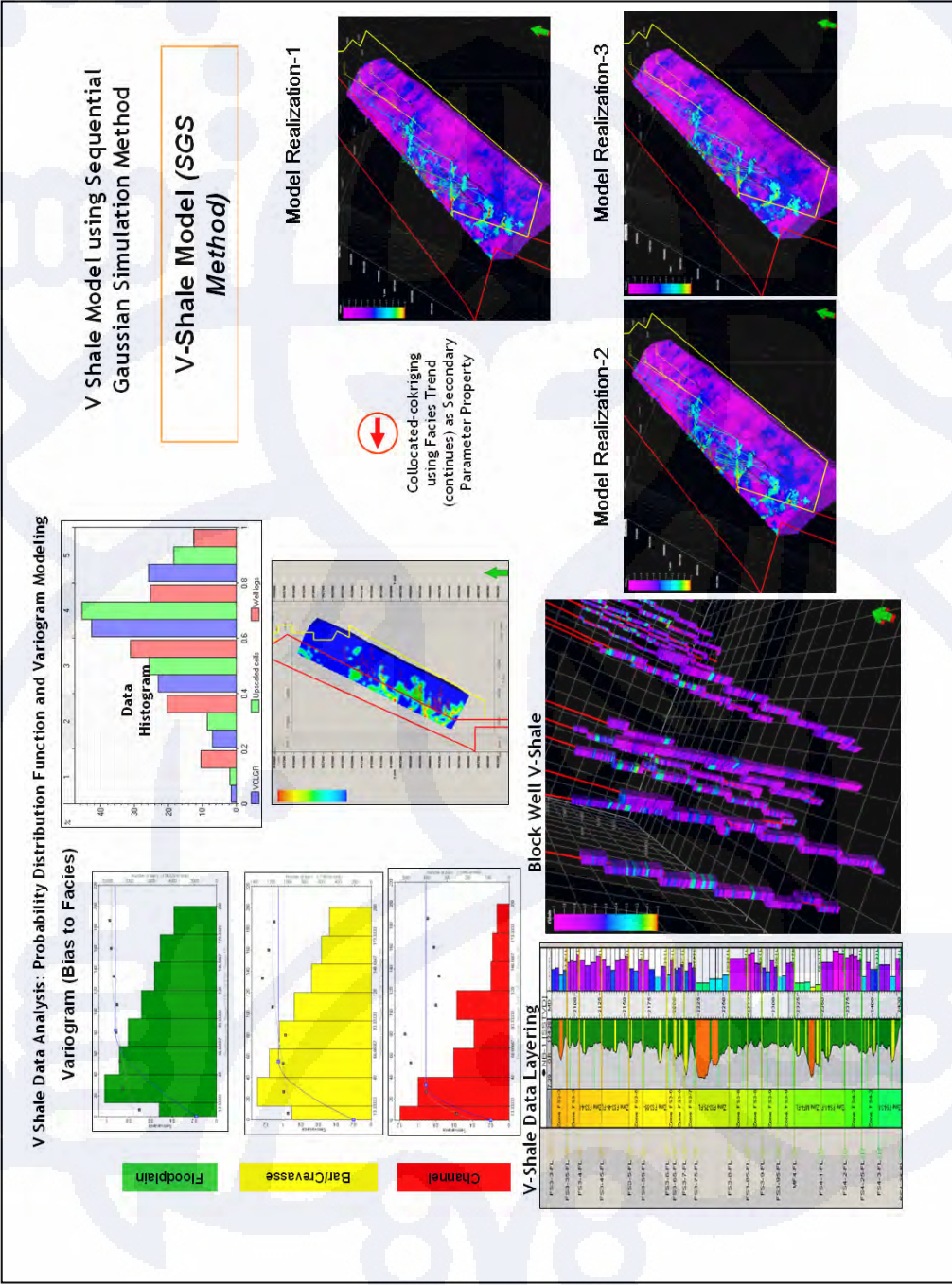
### III.3.2 Model Properti

Peta properties daerah studi didefinisikan dengan merata-ratakan model property didalam serangkaian zona reservoir. Map tersebut menunjukkan tingkatan property reservoir dalam suatu satuan unit. Umumnya, hasil proses ini sama dengan peta distribusi normal, yang diinterpolasi dari data log sumur pada interval unit reservoir. Properti petrofisik reservoir yang akan didistribusikan dengan menggunakan analisis geostatistik adalah facies, volume shale (Vsh), net to gross (NTG), porositas efektif, dan saturasi air awal.



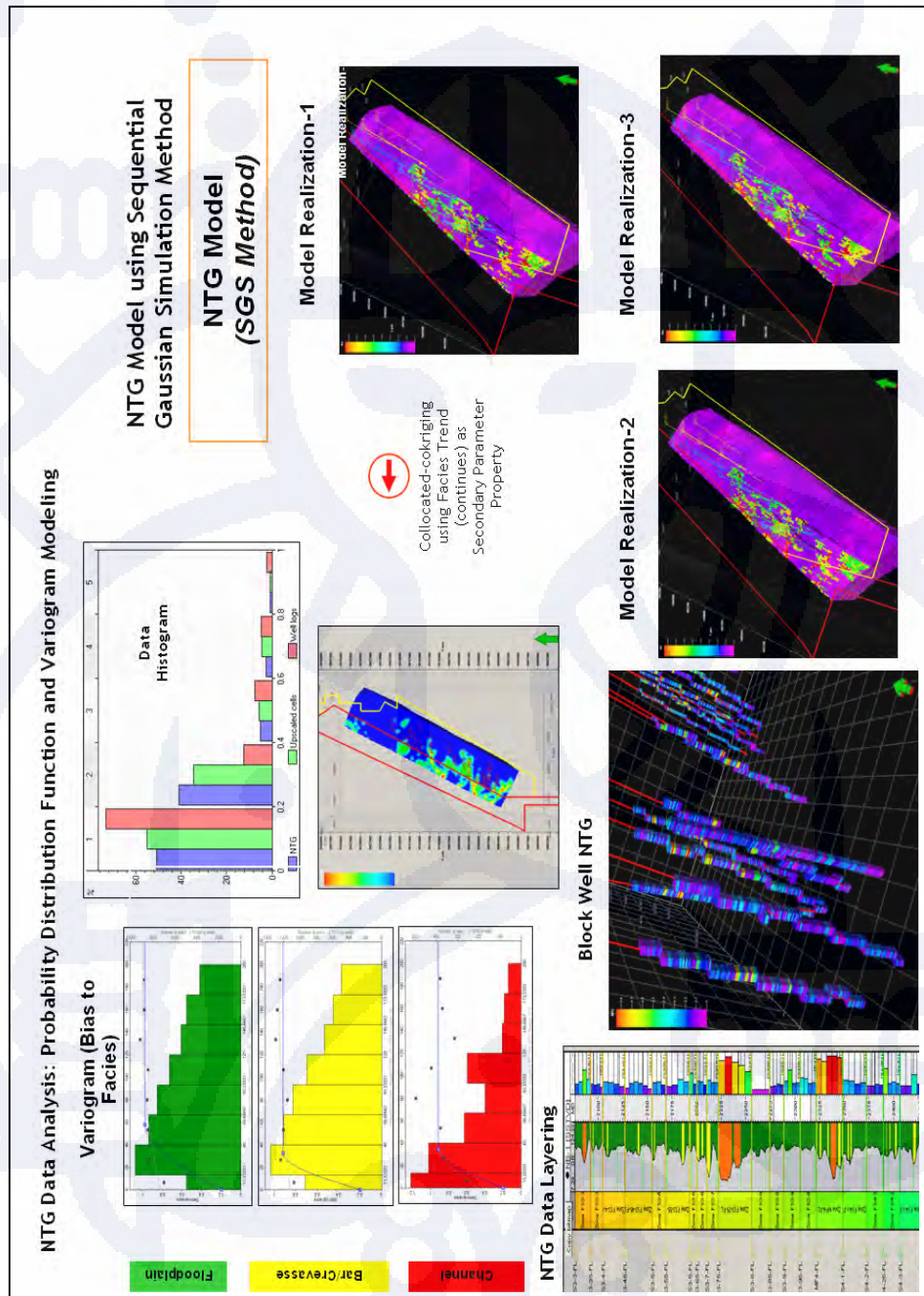
Gambar III.16 Pemodelan Facies pada lapangan ABC



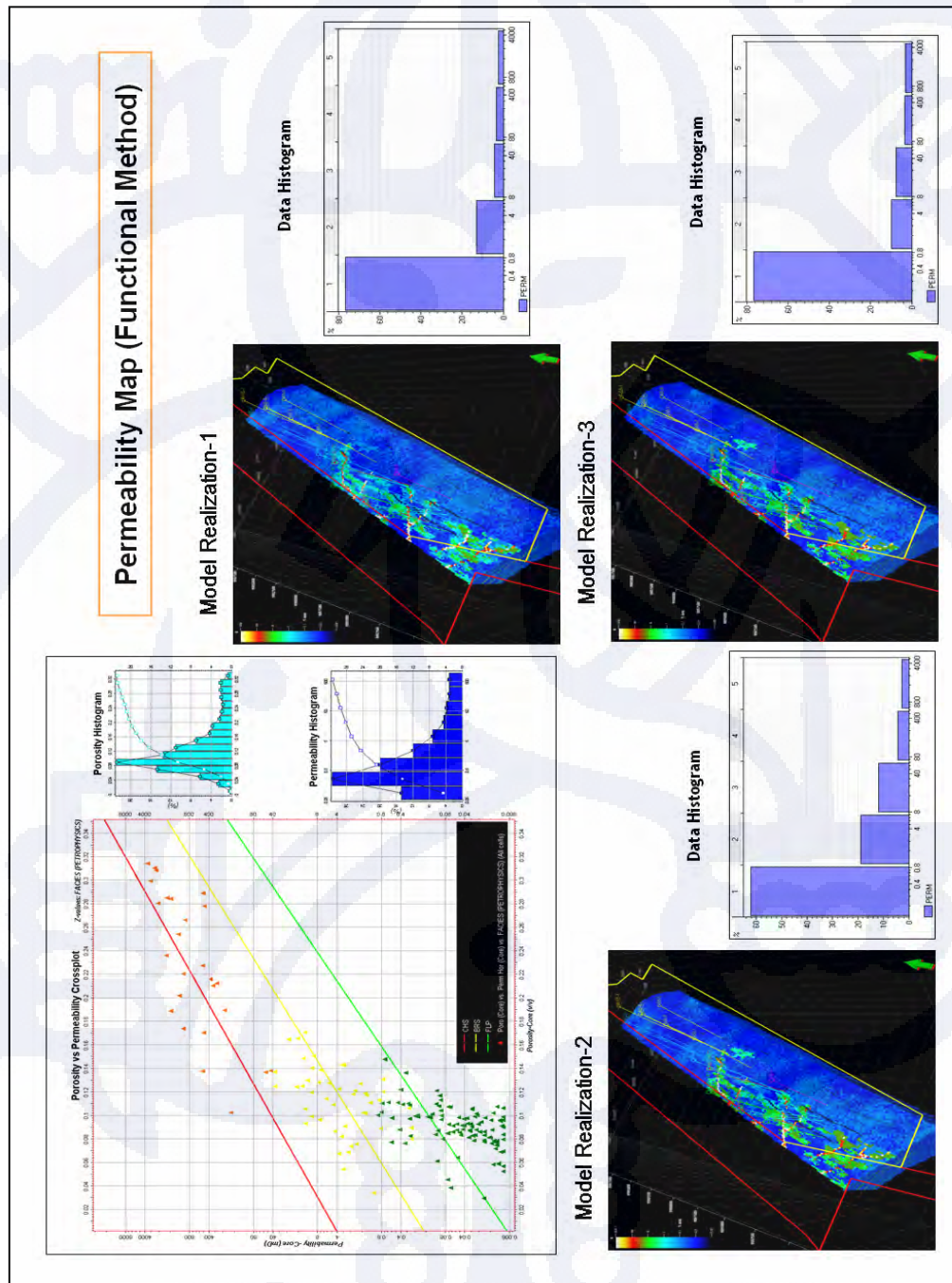


Gambar III.17 Pemodelan volume shale pada lapangan ABC



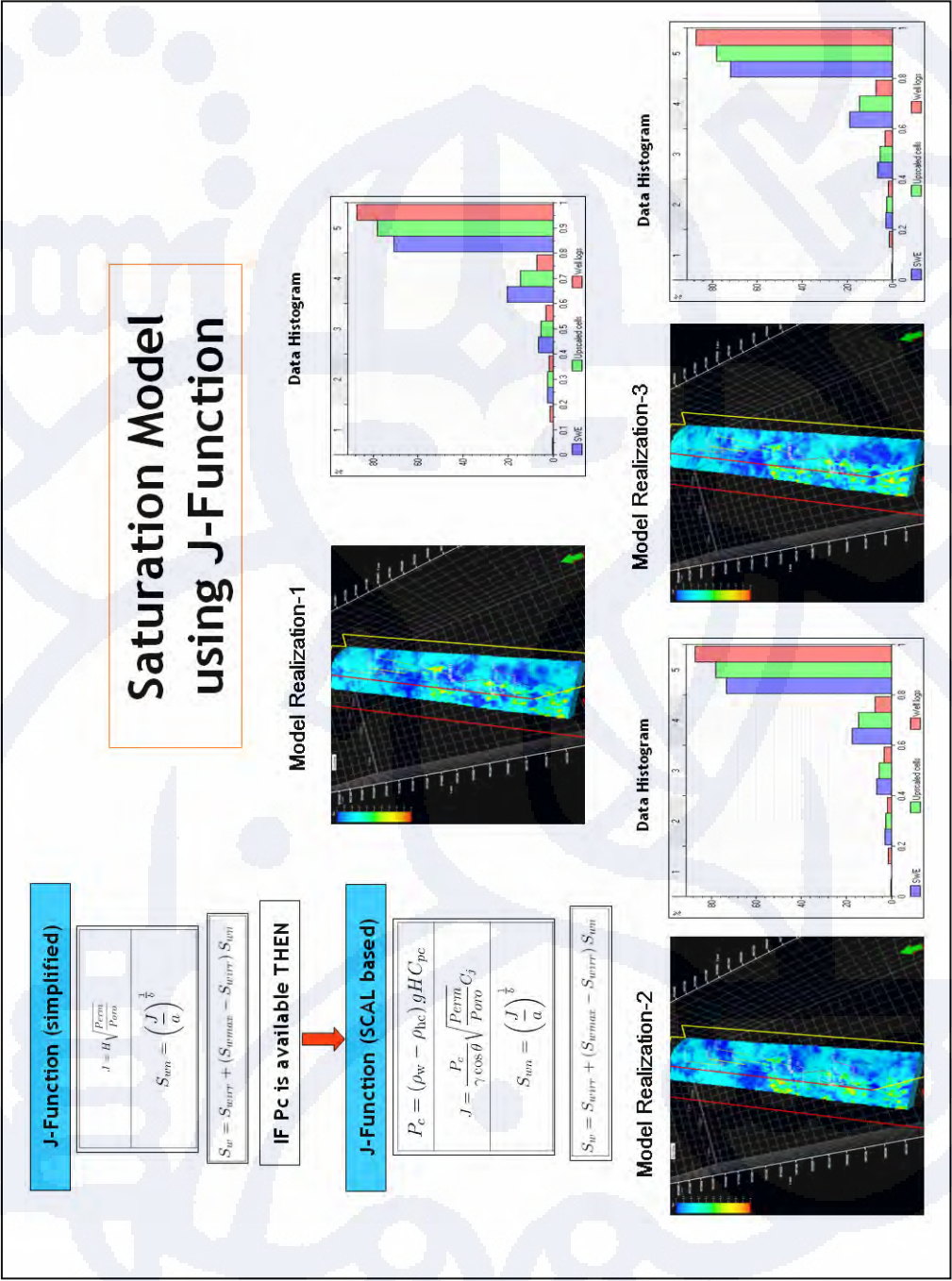


Gambar III.18 Pemodelan NTG pada lapangan ABC



Gambar III.19 Pemodelan permeabilitas pada lapangan ABC





Gambar III.20 Pemodelan saturasi air pada lapangan ABC

### III.3.3 Layering Model dan Upscaling

Banyak simulator reservoir tidak dapat bekerja dengan model geologi yang dibuat. Total sel model geologi yang dibuat adalah 13 juta sel, sedangkan untuk menjalankan simulasi reservoir, banyaknya grid harus kurang dari 1 juta sel. Upscaling adalah suatu konsep yang menciptakan hubungan antara model geologi yang detail dengan model simulasi yang kasar. Upscaling merupakan suatu pengetahuan sendiri dan beberapa teknik berbeda terdapat tergantung pada model property yang discale up. Pada studi ini, upscaling terdiri dari tiga langkah yaitu :

- **Scale up zona** : Mendefinisikan layering yang baru yaitu jumlah lapisan pada setiap zona pada grid simulasi
- **Mapping zona** : Mendefinisikan berapa banyak lapisan halus yang harus dirubah menjadi lapisan kasar pada grid simulasi
- **Scale up Properties**: Properti pada fine grid disampel ke grid kasar dan algoritma perata-rataan yang tepat dipilih untuk masing-masing property.

Untuk studi ini, upscaling tidak dilakukan karena simulasi hanya dilakukan pada segmen barat dari lapangan X dan hanya 10 zone. Jumlah grid yang digunakan adalah 166852 sel.

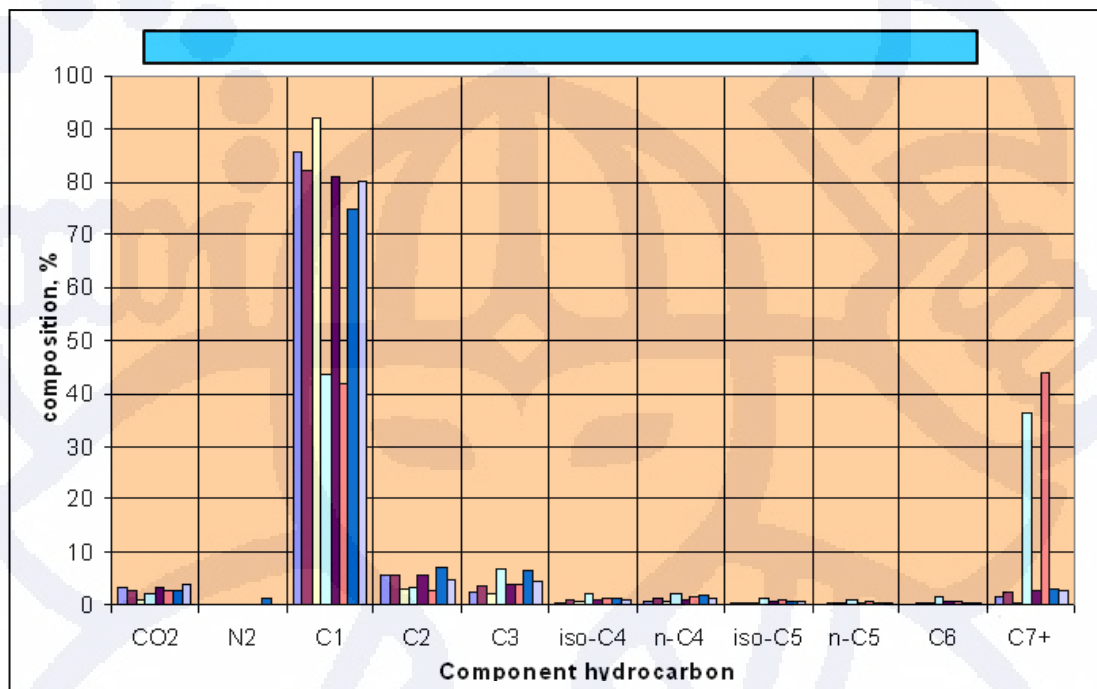
### III.4 Analisis Reservoir engineering<sup>4</sup>

Salah satu tugas penting dalam simulasi reservoir adalah karakterisasi reservoir. Hasil karakterisasi reservoir akan digunakan sebagai input simulasi. Analisis reservoir engineering meliputi properties batuan (routine core, special core analysis), fluid testing, well testing, reservoir pressure and temperature dan kontak fluida.

#### III.4.1 Analisis fluida reservoir dan sampel

Karakterisasi fluida reservoir dilakukan untuk memodelkan fluida, menentukan komposisi fluida dan memprediksi kelakuan fasa akibat perubahan tekanan. Fluida di lapangan ABC dapat dikategorikan sebagai dry gas yang ditunjukkan dengan nilai GOR produksi lebih dari 100.000 scf/stb. Pada fluida dry gas, fluida hanya terdiri dari komponen hidrokarbon ringan dan menengah (C1-C2) dan tidak ada cairan yang mengondensasi di reservoir selama terjadi penurunan tekanan.





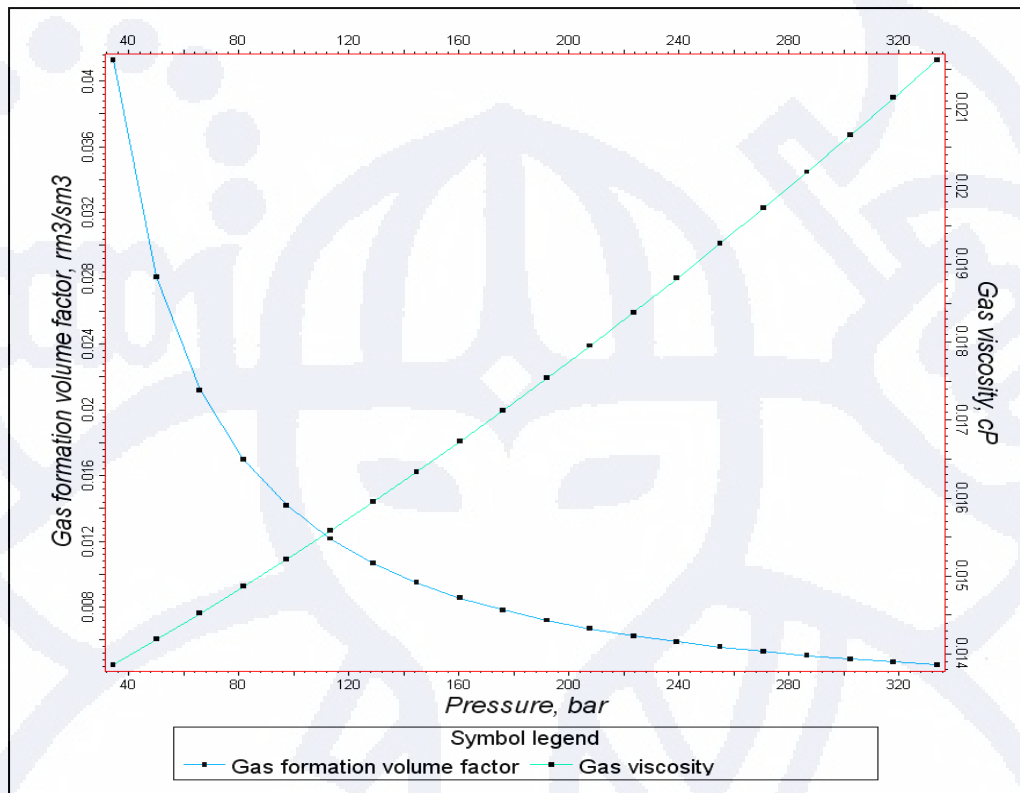
Gambar III.21 Persentase komponen fluida di lapangan X

#### III.4.1.1 Penentuan faktor volume gas formasi

Faktor volume gas formasi dihitung dengan menggunakan korelasi. Input yang digunakan melakukan perhitungan adalah SG gas, salinitas, tekanan reservoir minimum, tekanan reservoir maksimum dan temperature reservoir.

#### III.4.1.2 Penentuan viskositas gas

Viskositas gas tidak diukur. Parameter ini dihitung dengan menggunakan korelasi standar. Pada lapangan ini, korelasi Lee et al digunakan. Input yang digunakan sama dengan input untuk faktor volume gas formasi. Hasil permodelan PVT sumur X-1 dapat dilihat pada gambar dibawah ini.



Gambar III.22 PVT analysis lapangan ABC

### III.4.2 Analisis Core Core Analysis

Ada dua tugas utama pada analisis core yaitu routine core dan special core analysis. Analisis ini digunakan untuk memperkirakan properties statik dari batuan reservoir yaitu porositas, permeabilitas, dan properties dinamik seperti permeabilitas relatif dan tekanan kapiler. There are two major tasks in core analysis i.e routine core and special core analysis. These analyses are used to estimate the static properties of rock reservoir i. e porosity, permeability, porosity-permeability relationship, and dynamic properties i.e relative permeability and capillary pressure.

#### III.4.2.1 Routine core

Data routine core didapat dari 8 sumur, semuanya adalah analisis core konvensional kecuali pada S-1. Core sumur S-8 didapat dari sidewall core. Pengukuran properties core pada X-3 dan X-4 dilakukan dengan tekanan overburden 2600 psig.

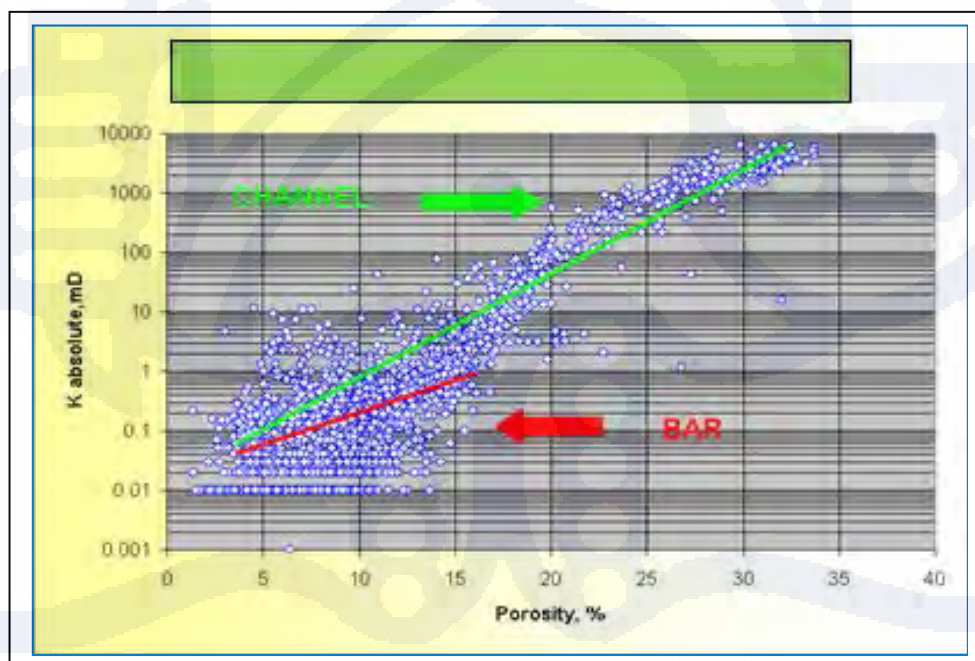
Salah satu hasil analisis core konvensional adalah mendapatkan transform permeabilitas-porositas transform. Plot ini juga dapat digunakan untuk melihat indikasi facies yang terdapat di reservoir. Seperti yang terlihat pada gambar dibawah ini, terdapat

dua fasies pada lapangan ini yaitu channel dan bar. Data porositas dan permeabilitas dari seluruh sumur diplot dalam bentuk histogram.

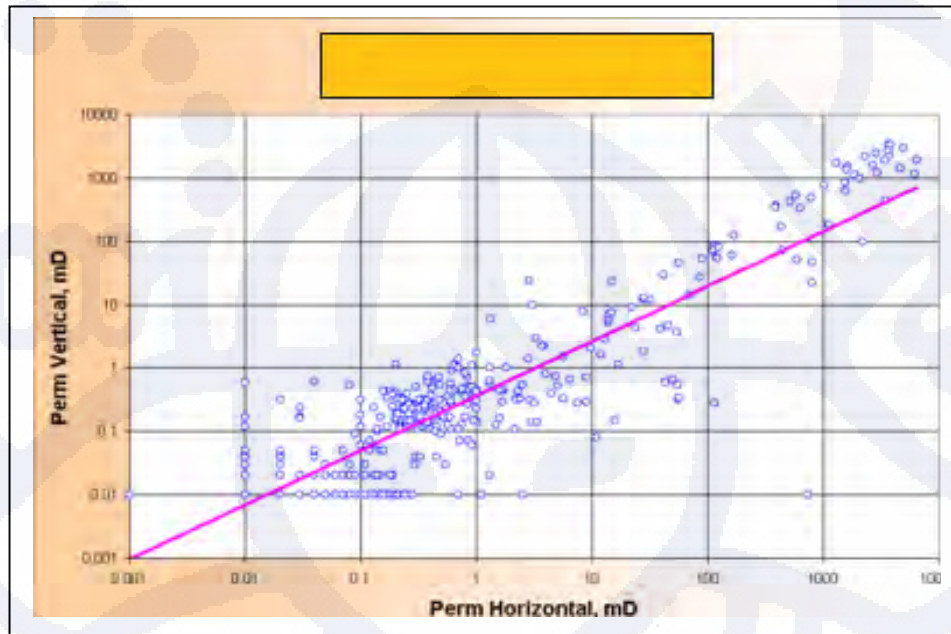
Permeabilitas vertical dan permeabilitas horizontal juga diplot untuk melihat kemungkinan adanya anisotropi pada reservoir. Dari gambar tersebut, diindikasikan bahwa reservoir bersifat isotropic.

Well Name	Depth Interval		NOTE
	Top (ft)	Bottom (ft)	
X-2	6731	10042	Conventional core analysis
X-3	7002	7460	
X-4	7153	7516	
X-5	10105	10341	
S-1	8252	8281	
S-2	6870	11372	
S-7	8409	8495	Sidewall core analysis
S-8	11125	12916	

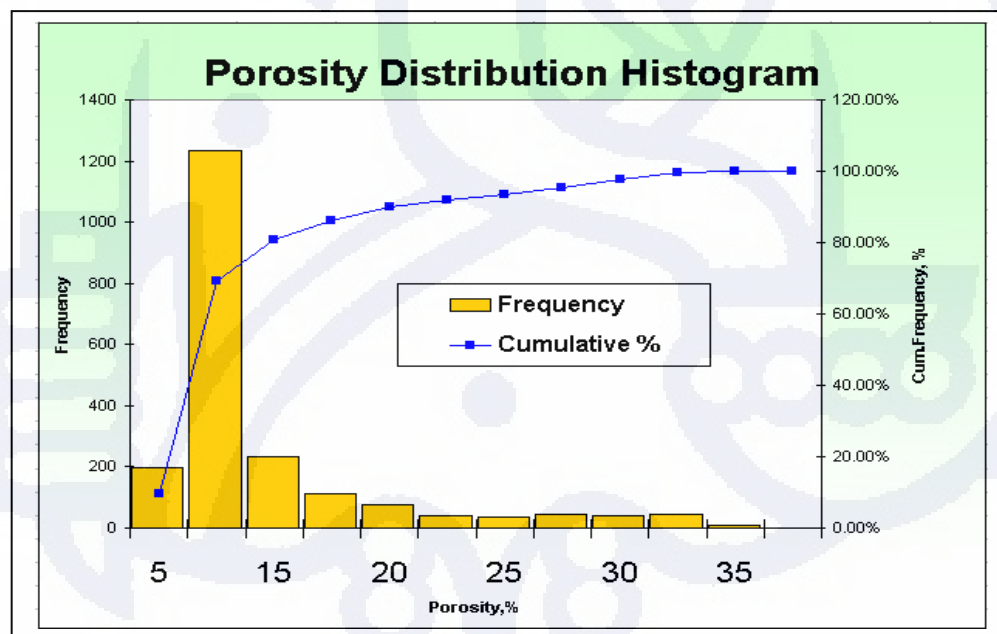
Gambar III.23 Data analisis routine core lapangan ABC



Gambar III.24 Plot porositas-permeabilitas transform

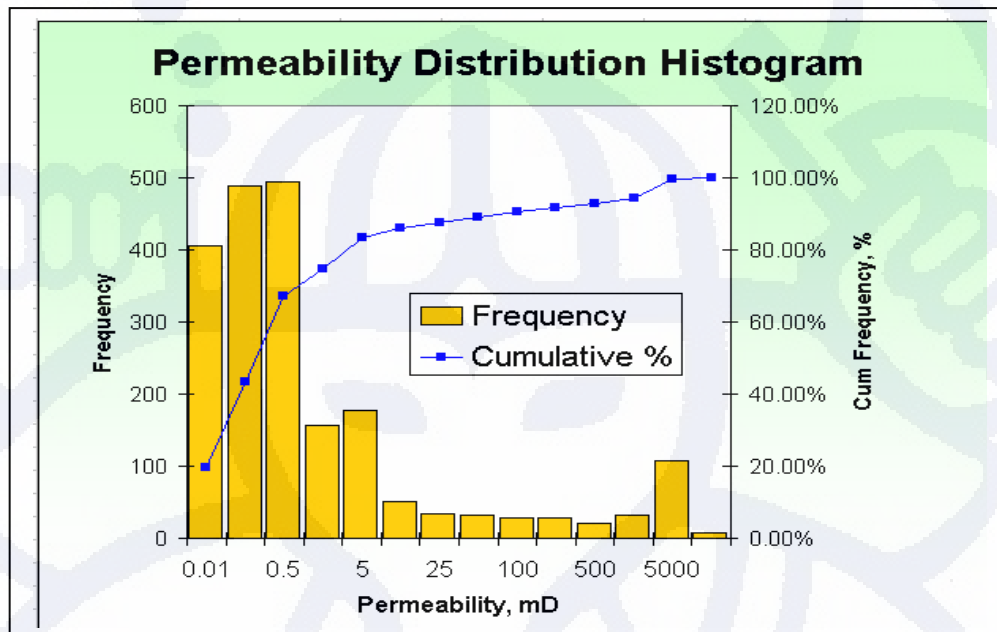


Gambar III.25 Permeability Horizontal vs Permeability Vertical lapangan ABC



Gambar III.26 Distribusi histogram porositas core lapangan ABC





Gambar III.27 Distribusi histogram permeabilitas core lapangan ABC

#### III.4.2.2 Special Core Analysis (SCAL)

Fungsi saturasi adalah tabel yang menunjukkan permeabilitas relative dan tekanan kapiler versus waktu. Tabel ini digunakan untuk menghitung :

- Saturasi awal setiap fasa pada setiap sel
- Saturasi awal setiap fasa zona transisi
- Mobilitas fluida untuk menyelesaikan persamaan aliran

Beberapa properties batuan seperti porositas, permeabilitas, hubungan porositas-permeabilitas, dan properties dinamik batuan seperti permeabilitas realtif dan tekanan kapiler dianalisis pada stud ini. Analisis ini digunakan untuk mendapatkan informasi properties dinamik reservoir.

Normalisasi dilakukan untuk mengelompokkan seluruh data permeabilitas relatif sehingga mendapatkan satu persamaan umum. Dari persamaan tersebut, dibuat persamaan khusus berdasarkan setiap jenis tipe batuan. Persamaan yang digunakan untuk menentukan kurva normalisasi adalah :

For Gas:

$$K_{rg} = K_{rg}(S_{wmin}) \left[ \frac{S_{wmax} - S_w - S_{grw}}{S_{wmax} - S_{wi} - S_{grw}} \right]^{C_g}$$

Dimana:

- Swmax : Maximum water saturation
- Swi : Initial water saturation
- Sw : Water saturation
- Sorw : Residual oil saturation to water
- Co : Corey oil eABCponent
- Kro @ Swmin : Relative permeability of oil at minimum water saturation
- Kro : Relative permeability of oil

For Water:

$$K_{rw} = K_{rw}(S_{grw}) \left[ \frac{S_w - S_{wcr}}{S_{wmax} - S_{wcr} - S_{grw}} \right]^{C_w}$$

Dimana:

- Swcr : saturasi air kritis
- Swmin : saturasi air connate minimum
- Cw : eksponen corey air
- Krw @ Sgrw: Permeabilitas relatif air pada saturasi minyak residual
- Krw @ S=1: Permeabilitas relative air pada saturasi air 100%

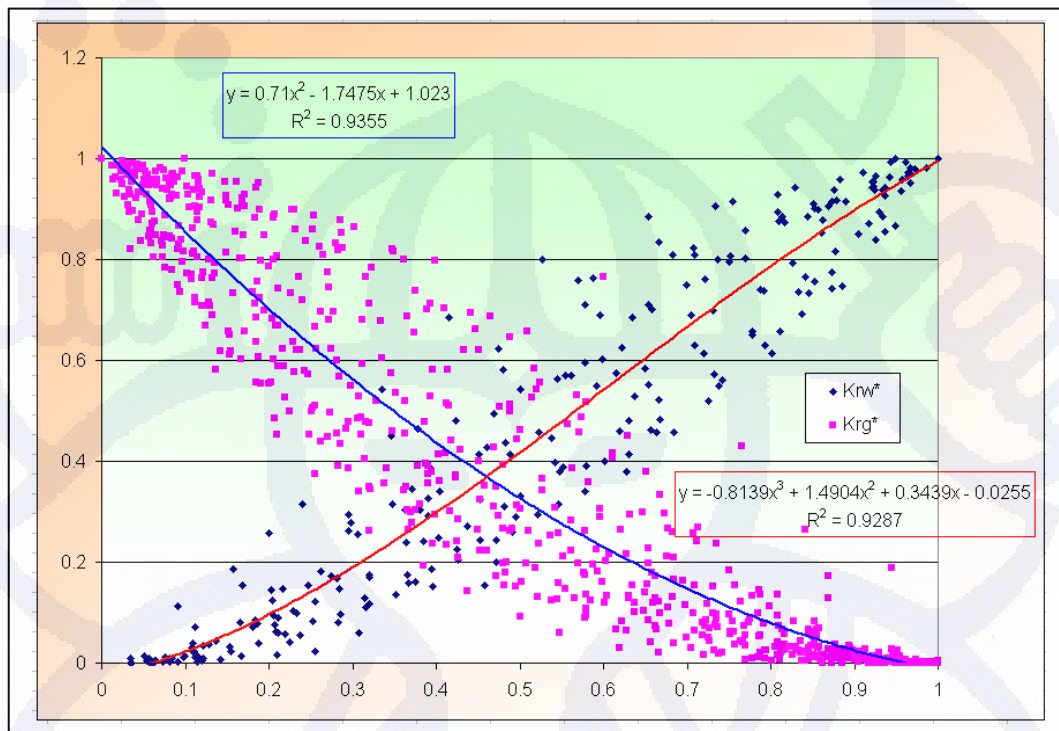
Untuk setiap zona, facies digunakan sebagai petunjuk untuk membuat kurva permeabilitas relative sebanyak jumlah facies. Setelah normalisasi, denormalisasi dilakukan dengan persamaan-persamaan berikut :

$$[S_g = S_g * (1 - S_{gc} - (1 - S_{gmax}))]$$

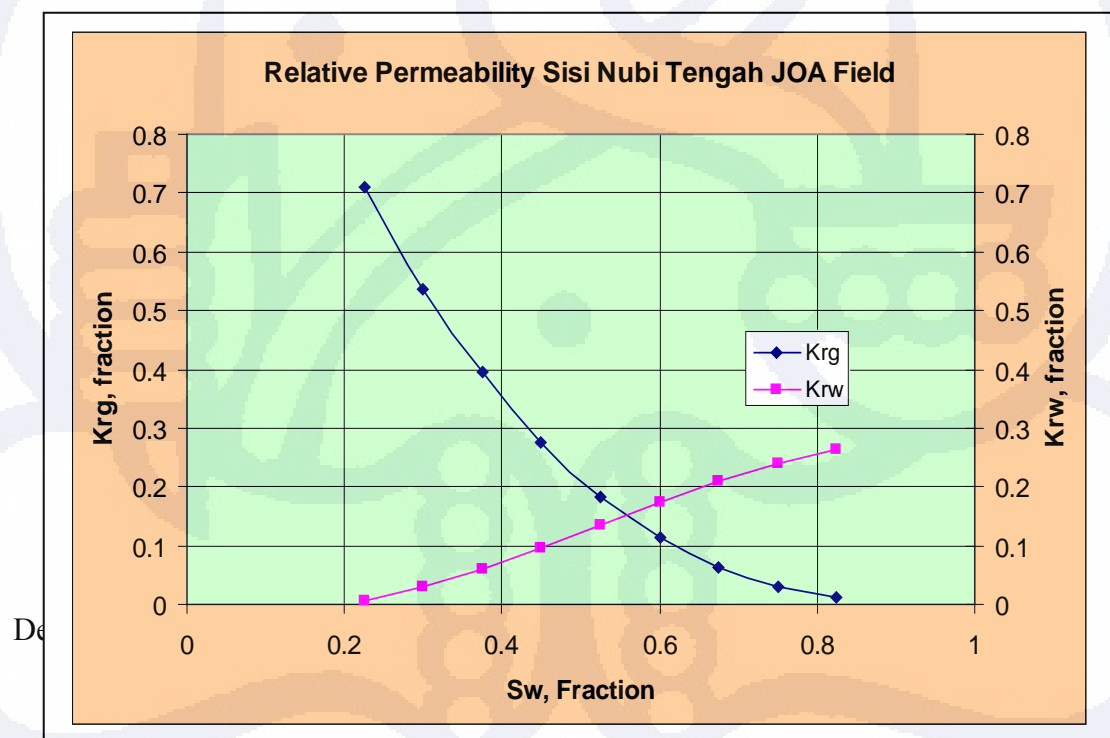
$$[k_{rg} = k_{rg} * (k_{rg} @ S_{gmax})]$$

$$[k_{rog} = k_{rog} * (k_{rog} @ S_{gc})]$$

Kurva permeabilitas relatif denormalisasi akan digunakan sebagai input untuk simulasi reservoir.



Gambar III.28 Normalisasi permeabilitas relatif gas dan air lapangan ABC

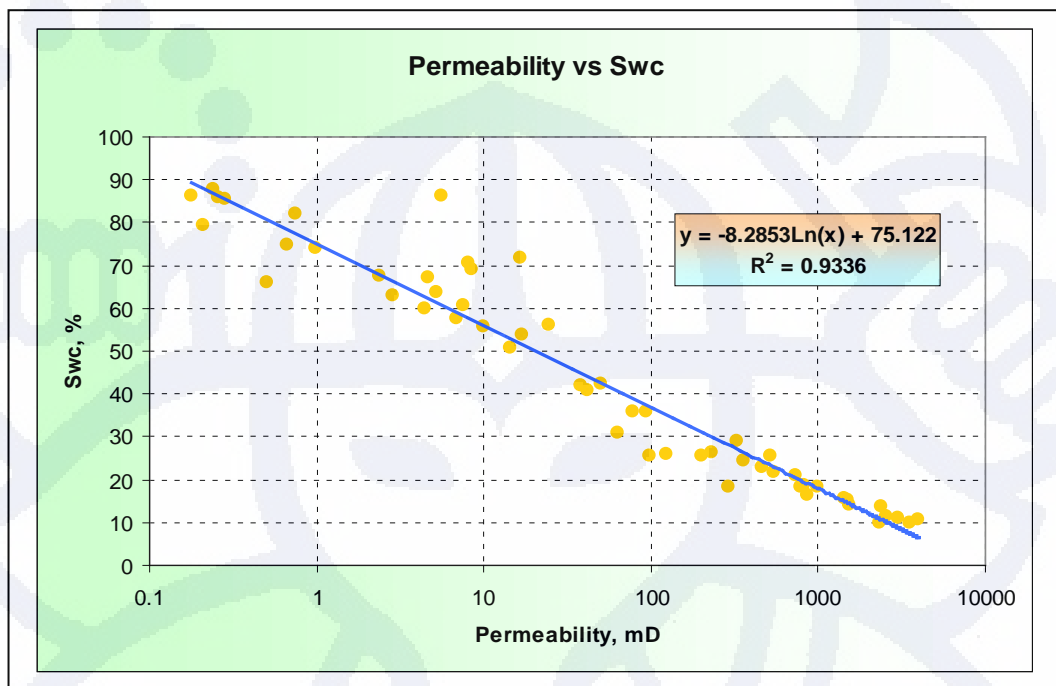


Gambar III.29 Denormalisasi permeabilitas relatif gas dan air untuk input simulasi

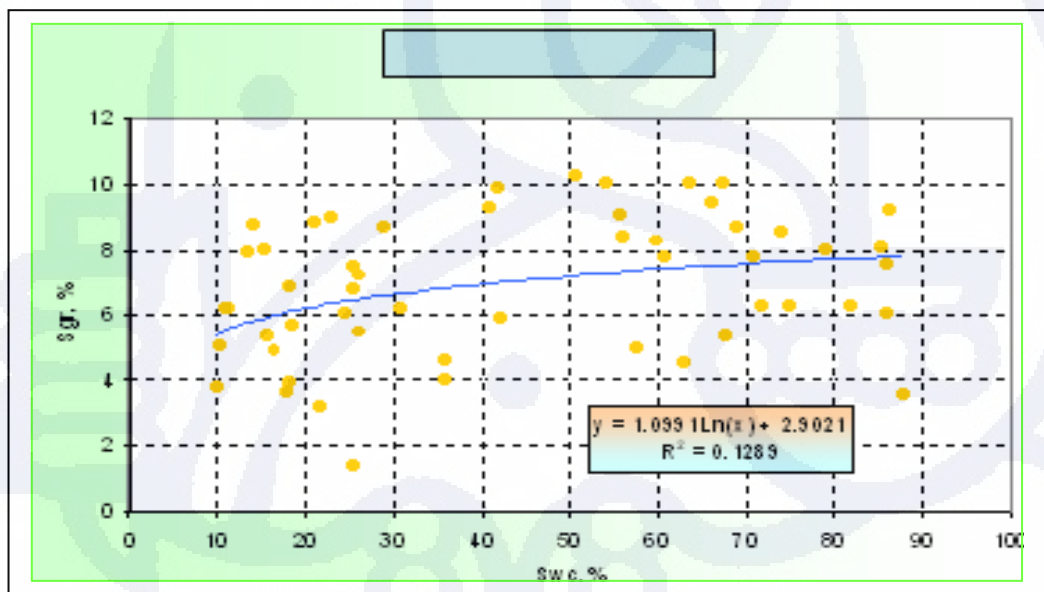


Tabel III.2 Kesimpulan data SCAL lapangan gas ABC

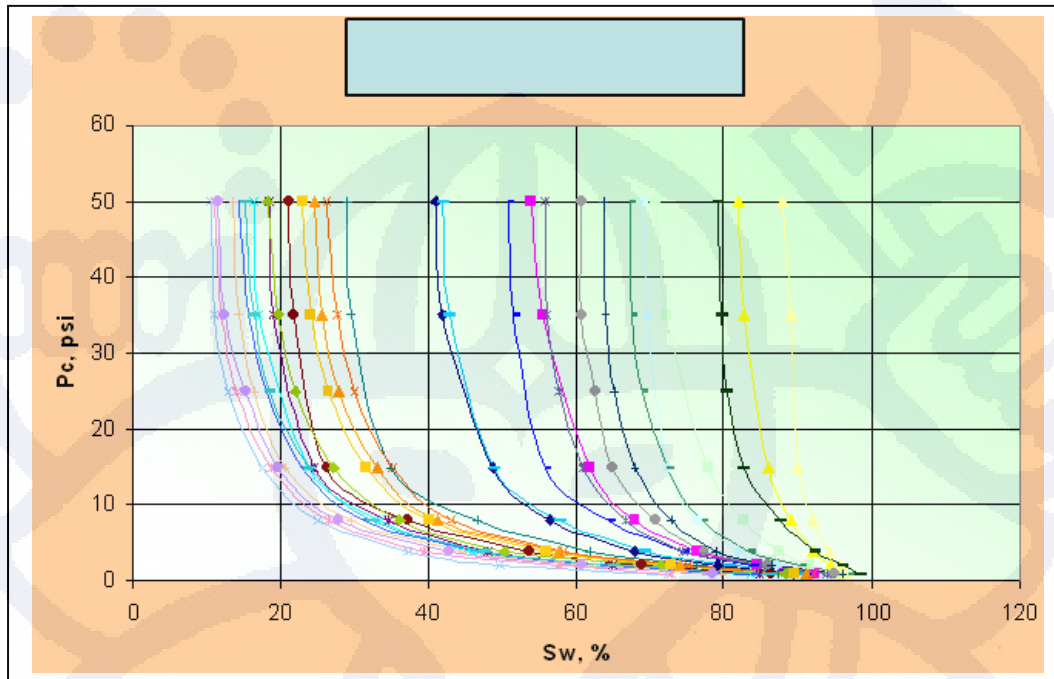
No	Sample	Well Name	Por, %	h, mD	Swc	Sgr	K <sub>g</sub> @Swc	K <sub>rw</sub> @Sg
1	122	X-2	21.36	42.04	41	9.24	31.85	16.40
2	118		22.62	16.75	54	10.04	12.36	5.36
3	205		14.11	0.74	32	6.25	0.36	0.09
4	270		29.67	892	16.5	4.66	836.14	256.45
5	273		29.64	829	18.6	5.64	792.52	227.56
6	276		26.65	735	21	6.6	689.14	188.40
7	267		22.95	327	29	8.65	271.74	111.51
8	277		19.22	14.31	50.8	10.2	10.30	4.59
9	288		19.91	37.7	41.9	9.92	27.52	13.29
10	322		16.36	8.5	69	8.66	5.87	2.54
11	287		19.75	8.1	70.8	7.75	5.16	1.92
12	414	X-1	9.12	0.239	87.85	3.96	0.08	0.03
13	27		14.07	78	36	4.02	74.69	16.71
14	55		5.21	0.28	85.5	6.07	0.20	0.05
15	17		9.56	0.18	86.4	6.21	0.16	0.06
16	139		10.42	0.5	86.12	9.42	0.43	0.13
17	87		5.26	0.26	86	7.55	0.25	0.03
18	223		24.63	514	25.5	1.39	508.40	147.00
19	216		20.35	93	35.88	4.6	92.31	29.58
20	189		14.34	6.8	52.5	5.01	5.22	2.40
21	206		15.05	0.89	73.86	8.47	0.62	0.14
22	282		14.94	4.4	59.58	8.26	3.17	1.22
23	273	X-4	12.86	2.88	83.1	4.52	2.62	0.38
24	319		11.22	0.66	75	6.26	0.53	0.13
25	44		10.63	16.65	71.86	6.3	13.90	3.32
26	128		16.34	5.526	86.18	6.04	1.94	1.28
27	362		35.29	35.58	9.95	3.8	3125.00	2071.52
28	381		33.19	2352	10.1	3.8	2216.00	1186.25
29	350		31.17	1446	15.71	5.4	1246.00	447.38
30	340		27.23	793.6	18.23	3.93	690.60	223.68
31	308		26.76	537.6	21.83	3.2	526.30	198.76
32	323		23.19	280.6	18.19	3.63	273.60	86.96
33	312		22.56	124.5	26.05	7.2	100.50	40.27
34	319	X-3	22.93	97.72	35.42	6.8	65.82	31.27
35	317		19.77	62.66	30.94	6.21	60.67	28.21
36	301		15.71	49.96	42.31	5.9	48.66	26.18
37	396		16.68	24.71	56.04	6.4	21.09	7.25
38	538		23.32	195	25.5	7.5	194.60	70.74
39	471		16.34	2.365	67.61	5.4	0.10	0.07
40	71		37.23	3862.75	10.55	5.08	3574.40	2512.51
41	86		52.91	3004	10.06	6.18	2676.01	1646.32
42	106		31.54	2581	11.44	6.22	2222.95	1651.98
43	111		26.46	2388	13.6	7.92	1888.36	1465.51
44	108		27.7	1552	14.24	8.76	1195.04	1048.94
45	24	X-3	34.82	1487	15.29	9	1100.38	894.73
46	543		26.3	997.3	18.35	6.9	708.08	580.56
47	115		18.92	465.8	22.93	8.93	265.51	180.51
48	86		26.62	380.5	24.57	6.02	194.67	145.62
49	88		25.12	230.6	26.25	5.48	110.83	84.38
50	83		13.91	9.93	55.86	9.04	3.03	2.36
51	397		19.79	7.48	60.69	7.76	2.13	1.29
52	88		14.04	5.24	63.69	10	1.13	0.61
53	405		15.46	4.67	67.36	10	0.95	0.65
54	16		11.2	0.21	78.28	9	0.01	0.01



Gambar III.30 Saturasi air connate –permeabilitas lapangan ABC



Gambar III.31 Saturasi air vs Saturasi gas residual lapangan ABC



Gambar III.32 Data tekanan kapiler-saturasi air lapangan ABC

### III.4.3 Kontak fluida awal

Posisi kontak fluida awal penting untuk perkiraan cadangan lapangan dan untuk pengembangan lapangan. Umumnya, posisi fluida kontak ditentukan pada sumur control kemudian diekstrapolasi ke bagian lain dari lapangan. Metode untuk penentuan fluida kontak awal adalah metode sampling fluida, estimasi saturasi dari wireline log, estimasi dari konvensional dan sidewall core dan metode tekanan. Pada kasus ini, fluida kontak ditentukan dengan menggunakan data RFT. Rangkuman fluida kontak lapangan ABC dapat dilihat pada tabel dibawah ini.



Tabel III.3 Kontak fluida awal lapangan ABC

Zone A	-2311
Zone B	-2950
Zone C	-3041
Zone D	-3089
Zone E	-3159
Zone F	-3188
Zone G	-3348
Zone H	-3335
Zone I	-3467
Zone J	-3413

#### III.4.4 Pengujian Sumur

Operator telah menganalisis data tekanan transient. Hasilnya dapat dilihat pada tabel III.4.

Tabel III.4 Hasil pengujian sumur lapangan ABC

Well	DST#	Structure	Zone	Results	kh,md-ft	k, md	Ri, ft	S'	P*,psia
NUBI-1	DST-1	NUBI	32-2/5	Prod	92.8	4.5	341.22	3.2	5072
	DST-2		30-7/75	Prod	1215	48	692.29	3	4359
	DST-3		29-35/29-4/29-5	Prod	665	48	692.29	3	4359
	DST-4		22-1	Prod	40055	900	2900.40	40.7	3142
NUBI-2	DST-1b		31-45/5/55	Tight	14	0.29	298.57	5.7	4680
	DST-2		29-3	Very Tight	0.51	0.006	20.67	1.77	4220
	DST-3		24-6	Prod	27076	2856	17133.38	34	3530
	DST-4		22-25/3	Prod	5189	225	5902.52	11.2	3165
	DST-5		20-8	Tight	33.16	3.5	669.32	45	3045
NUBI-3	DST-1		29-4	Prod	187	38	1069.61	13.5	4240
	DST-2		24-6	Tight	-	-	-	-	3449
	DST-3		20-8	Prod	11338	315	1410.83	4.6	3033
	DST-4		20-3/20-35	Prod	914	73	944.93	1.8	2965
NUBI-4	DST-1		30-05	Prod	101.3	12	718.54	-2.1	4282
NUBI-5	DST-1		32-0	Tight	3.05	3.1	-	12	5291
	DST-2		30-6/7/75	Prod	71.2	7.5	523.00	2.8	4534
NUBI-7	DST-3B		23-4/45/5	Prod	959	107	1315.28	0.73	3312
	DST-1		24-45/5/6	Prod	3254	191	728.00	9.6	3877
WEST NUBI-1	DST-1		33-0	Prod	32	2.3	154.21	-2.3	6104
	DST-2		32-5	Prod	88.7	8.9	551.21	4.6	5471
	DST-3		30-5	Prod	81.9	4.8	98.00	1.2	4350
SISI-1	DST-1	SISI		Prod	-	-	-	-	-
	DST-2B			Prod	-	-	-	-	-
	DST-4			Prod	-	-	-	-	-
	DST-3		24-45	Prod	18370	1400	-	1.4	3440
	DST-5			Prod	-	-	-	-	-
SISI-2B	DST-1		33-3/33-55	Prod	260.76	3.18	494.00	13.1	5014
	DST-2		32-5	Prod	389.52032	14.84	-	20.7	4937
	DST-3		32-85	Prod	102.3672	7.8	830.00	-0.4	4873
	DST-4		32-45	Very Tight	3.281	< 0.1	-	-0.7	4824
	DST-5		32-1	Tight	31.4976	1.2	-	1.7	4696
SISI-5	DST-1		32-95/33-0	Very Tight	0.68901	< 0.1	-	13.7	4960
	DST-2		31-9/31-95/32-0	Tight	1.24678	0.04	-	-5.6	4646
	DST-3		31-2/31-4	Prod	444.5755	27.1	380.596	1.5	4483
	DST-4		30-75/30-85/30-95	Very Tight	-	< 0.01	-	-	2737
	DST-5		20-8	Prod	24565.9	1247	564	13.8	3007
WEST SISI-1	DST-1		37-0/37-1/37-15/37-2	Tight	42.96	0.6	-	10.8	5476
	DST-2		35-5/6/7/8/9, 36-0/1	Tight	1.05	0.01	-	2.8	5326
	DST-3		34-4/34-6/34-7/34-8	Tight	0.36091	0.01	-	3.8	5119
NORTH SISI-1	DST-1		30-9	Very Tight	-	-	-	-	-
	DST-2		23-7	Prod	210	33.4	175.862	-1.7	3503.5
	DST-3		21-3	Prod	10.8	-3.8	100	-3.8	3051.3