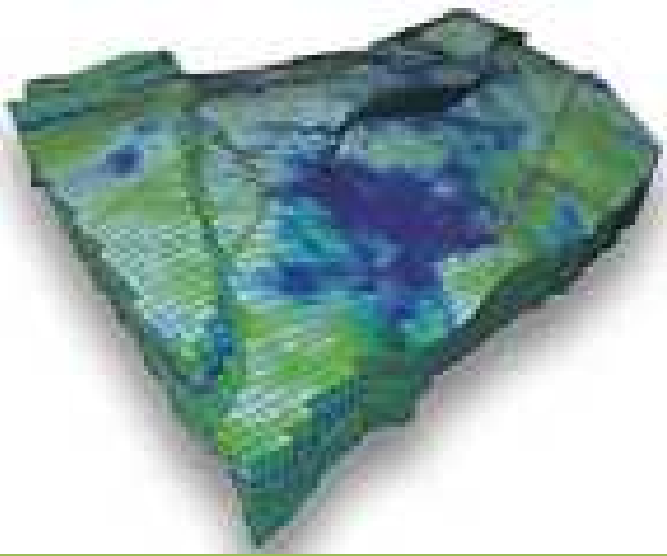


# Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir



## PEMODELAN DAN SIMULASI RESERVOIR

Edisi - I

2011

Joko Pamungkas

**DAFTAR ISI**

<b>BAB I. PENDAHULUAN</b> .....	I-1
1.1. Pengertian Simulasi Reservoir .....	I-1
1.2. Hubungan Manajemen Reservoir dan Simulasi Reservoir .....	I-1
1.3. Tahapan Simulasi Reservoir .....	I-2
1.4. Diagram Alir ( <i>Work Flow</i> ) Simulasi Reservoir .....	I-2
<b>BAB II. DASAR-DASAR PERSAMAAN SIMULASI RESERVOIR</b>	
2.1. Konsep Dasar Model Matematik Reservoir Minyak dan Gas .....	II-1
2.1.1. Hukum <i>Darcy</i> .....	II-1
2.1.2. Potensial Aliran .....	II-3
2.1.3. Konsep <i>Steady</i> dan <i>Unsteady</i> .....	II-5
2.1.4. Tipe-tipe Fluida .....	II-7
2.1.5. Aliran Dalam Media Berpori .....	II-9
2.2. Penurunan Persamaan-Persamaan Aliran Dalam Simulasi Reservoir .....	II-14
2.2.1. Persamaan Aliran Satu Fasa .....	II-15
2.2.2. Persamaan Aliran Multi Fasa .....	II-20
2.2.3. Sistem Multi Komponen .....	II-28
2.2.4. Jenis-jenis Simulator .....	II-30
2.3. Model <i>Finite Difference</i> .....	II-31
2.3.1. Proses Diskritisasi .....	II-31
2.3.2. Konsep Formulasi <i>Explicit</i> dan <i>Implicit</i> .....	II-34
2.3.3. Kriteria Stabilitas .....	II-38
2.4. Solusi Untuk Persamaan Simulator .....	II-43
2.4.1. Proses Pengerjaan .....	II-43
2.4.2. Metode <i>Implicit Pressure – Explicit Saturation</i> (IMPES) .....	II-43
2.4.3. Metode <i>Implicit Pressure – Implicit Saturation</i> .....	II-46
<b>BAB III. PENGOLAHAN DATA RESERVOIR DAN PRODUKSI</b> .....	III-1
3.1. Tujuan .....	III-1
3.2. Pengolahan Data Kurva Permeabilitas Relatif .....	III-1
3.2.1. Konsep Dasar .....	III-2
3.2.2. Normalisasi dan Perata-rataan Kurva Permeabilitas Relatif .....	III-8
3.2.3. Pengolahan Data Permeabilitas Relatif .....	III-45
3.2.4. Pengelolaan Permeabilitas Relatif untuk Rekahan .....	III-56
3.3. Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ ) .....	III-57
3.3.1. Definisi Tekanan Kapiler ( $P_c$ ) .....	III-57
3.3.2. Leverett J-Function .....	III-59
3.3.3. Konversi Data Laboraturim Tekanan Kapiler .....	III-60
3.3.4. Prosedur Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ ) .....	III-61
3.3.5. Contoh Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ ) .....	III-62
3.4. Pengolahan Data Porositas .....	III-69

**DAFTAR ISI, lanjutan**

3.5. Pengolahan Data PVT .....	III-71
3.5.1. Diagram Fasa Minyak dan Gas .....	III-71
3.5.2. Sifat-sifat Fisik Minyak.....	III-74
3.5.3. Pengolahan Data PVT Minyak .....	III-82
3.5.4. Pengolahan Data PVT untuk Reservoir Gas .....	III-85
3.5.5. Contoh Pengolahan Data PVT Minyak.....	III-86
3.6. Pengelolaan Data Produksi.....	III-98
3.7. Penentuan <i>Rock Region</i> .....	III-105
3.8. Identifikasi Mekanisme Pendorong .....	III-110
<b>BAB IV. SIMULASI RESERVOIR <i>BLACK OIL</i></b> .....	<b>IV-1</b>
4.1. Pendahuluan .....	IV-1
4.2. Pembuatan Model Simulasi Reservoir.....	IV-1
4.2.1. Hasil Pemodelan Geologi .....	IV-1
4.2.2. Data Reservoir, Produksi, Pemboran dan Penunjang .....	IV-7
4.2.3. Pembuatan Model Grid .....	IV-8
4.3. Inisialisai Model Simulasi Reservoir .....	IV-14
4.3.1. Tahapan Umum Inisialisai dan Parameter yang Dapat Diubah .....	IV-14
4.3.2. Inisialisai <i>Inplace</i> .....	IV-17
4.3.3. Inisialisai Tekanan .....	IV-22
4.3.4. Ekuilibrasi .....	IV-23
4.4. Penyelarasan ( <i>History Matching</i> ).....	IV-24
4.4.1. Pendahuluan .....	IV-24
4.4.2. Data Yang Harus Diselaraskan .....	IV-25
4.4.3. Kesalahan-Kesalahan Pada Pengukuran Di Lapangan.....	IV-25
4.4.4. Langkah-Langkah Umum Dalam <i>History Matching</i> .....	IV-26
4.4.5. Kriteria Penyelarasan .....	IV-27
4.4.6. <i>Key Well</i> (Sumur Kunci) .....	IV-28
4.4.7. Parameter Data Produksi Sebagai Input .....	IV-29
4.4.8. Parameter yang Dapat Diubah .....	IV-29
4.4.9. Penyelarasan Data Tekanan .....	IV-44
4.4.10. Penyelarasan Data Produksi .....	IV-46
4.4.11. <i>Productivity Index (PI) Matching</i> .....	IV-50
4.5. Prediksi Simulasi Reservoir .....	IV-52

## **DAFTAR GAMBAR**

### **BAB I. PENDAHULUAN**

Gambar 1.1. Manajemen Reservoir .....	I-1
Gambar 1.2. Workflow Proses Simulasi Reservoir .....	I-3

### **BAB II. DASAR-DASAR PERSAMAAN SIMULASI RESERVOIR**

Gambar 2.1. Lokasi Partikel.....	II-4
Gambar 2.2. Aliran Partikel Melalui Media Porous .....	II-5
Gambar 2.3. Sistem Reservoir Radial .....	II-6
Gambar 2.4. Tipe-tipe Fluida .....	II-8
Gambar 2.5. Kurva Permeabilitas Relatif .....	II-10
Gambar 2.6. Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air .....	II-12
Gambar 2.7. Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Gas.....	II-12
Gambar 2.8. Kurva Komposisi Tiga Fasa .....	II-12
Gambar 2.9. Differential Volumetric Balance Satu Fasa.....	II-15
Gambar 2.10. $\rho$ versus $P$ .....	II-18
Gambar 2.11. Sistem Radial, Areal, dan Tiga Dimensi .....	II-19
Gambar 2.12. Keseimbangan Masa Minyak dalam Elemen .....	II-20
Gambar 2.13. Keseimbangan Masa Gas pada Elemen .....	II-21
Gambar 2.14. Time Discretization .....	II-31
Gambar 2.15. Derivative Pertama .....	II-32
Gambar 2.16. Derivative Kedua .....	II-33
Gambar 2.17. Skema Penyelesaian dengan Metode Eksplisit .....	II-34
Gambar 2.18. Pengaturan Sel pada 2 Dimensi untuk Metode Eksplisit .....	II-35
Gambar 2.19. Skema Penyelesaian dengan Metode Implisit .....	II-35
Gambar 2.20. Kriteria Stabilitas Simulasi.....	II-39
Gambar 2.21. Skema Penyelesaian dengan Metode IMPES .....	II-45
Gambar 2.22. Skema Penyelesaian dengan Metode Simultan .....	II-48

### **BAB III. PENGOLAHAN DATA RESERVOIR DAN PRODUKSI**

Gambar 3.1. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air – Minyak .....	III-5
Gambar 3.2. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas – Minyak.....	III-6
Gambar 3.3. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas – Air.....	III-6
Gambar 3.4. Variasi Dua Kurva Permeabilitas Relatif Pada $S_w = 0.5$ .....	III-7
Gambar 3.5. Hubungan Wettability batuan dengan Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Minyak – Air.....	III-7
Gambar 3.6. Kurva Permeabilitas Relatif Tiga Core Pada Sistem Air-Minyak .....	III-12
Gambar 3.7. Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air-Minyak .....	III-15
Gambar 3.8. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Minyak-Air .....	III-20
Gambar 3.9. Cara Lain Membuat Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air – Minyak .....	III-22

**DAFTAR GAMBAR, lanjutan**

Gambar 3.10. Kurva Permeabilitas Reltif Hasil SCAL Sistim Gas-Minyak...	III-24
Gambar 3.11. Normalisasi Kurva Permeabilitas Reltif Pada Sistim Gas-Minyak .....	III-28
Gambar 3.12. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core Pada Sistim Gas-Minyak .....	III-33
Gambar 3.13. Kurva Permeabilitas Reltif Hasil SCAL Sistim Gas-Air.....	III-35
Gambar 3.14. Normalisasi Kurva Permeabilitas Reltif Pada Sistim Gas-Air .....	III-38
Gambar 3.15. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core Pada Sistim Gas-Air .....	III-43
Gambar 3.16. $S_{wc}$ vs Permeabilitas Pada Sistim Minyak – Air .....	III-47
Gambar 3.17. $S_{wc}$ vs $S_{or}$ Pada Sistim Minyak – Air .....	III-48
Gambar 3.18. $S_{wc}$ vs $(k_{ro})_{S_{wc}}$ Pada Sistim Minyak – Air .....	III-48
Gambar 3.19. $S_{wc}$ vs $(k_{rw})_{S_{or}}$ Pada Sistim Minyak - Air .....	III-49
Gambar 3.20. $S_{lr}$ vs Permeabilitas Pada Sistim Minyak – Gas .....	III-50
Gambar 3.21. $S_{lr}$ vs $S_{wc}$ Pada Sistim Minyak - Gas .....	III-51
Gambar 3.22. $S_{wc}$ vs $(k_{ro})_{S_{wc}}$ Pada Sistim Minyak – Gas .....	III-51
Gambar 3.23. $S_{lr}$ vs $(k_{rg})_{S_{lr}}$ Pada Sistim Minyak - Gas .....	III-52
Gambar 3.24. $S_{wc}$ vs Permeabilitas Pada Sistim Gas – Air .....	III-53
Gambar 3.25. $S_{wc}$ vs $S_{gc}$ Pada Sistim Gas - Air .....	III-54
Gambar 3.26. $S_{wc}$ vs $(k_{rg})_{S_{wc}}$ Pada Sistim Gas – Air .....	III-54
Gambar 3.27. $S_{lr}$ vs $(k_{rg})_{S_{lr}}$ Pada Sistim Gas - Air .....	III-55
Gambar 3.28. Kurva Permeabilitas Relatif untuk Rekahan .....	III-56
Gambar 3.29. Pc vs Sw dan Ilustrasi Distribusi Sw Pada Reservoir Minyak Untuk Berbagai Variasi Harga Permeabilitas .....	III-58
Gambar 3.30. Kurva Tekanan Kapiler vs Saturasi Air Hasil Laboratorium ..	III-63
Gambar 3.31. Kurva $J(S_w)$ vs $S_w$ (Normalisasi) .....	III-66
Gambar 3.32. Kurva $(P_c)_{res}$ vs $S_w$ .....	III-67
Gambar 3.33. Kurva h (ketinggian di atas FWL) vs $S_w$ .....	III-67
Gambar 3.34. Hubungan Porositas Core dan Porositas Log .....	III-70
Gambar 3.35. Hubungan Porositas Core dan Permeabilitas Core .....	III-70
Gambar 3.36. Diagram Fasa untuk Berbagai Jenis Minyak dan Gas .....	III-71
Gambar 3.37. Tipikal Sifat Fisik Minyak ( $R_s$ , $B_o$ dan $\mu_o$ ) Sebagai Fungsi Tekanan .....	III-74
Gambar 3.38. Kurva ( $R_s$ , $B_o$ dan $\mu_o$ ) vs P pada Dua Sampel .....	III-75
Gambar 3.39. Jumlah Lapisan Banyak, Tetapi Data PVT .....	III-82
Gambar 3.40. Contoh Hasil Analisa untuk PVT Reservoir Gas untuk Berbagai Zona .....	III-85
Gambar 3.41. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi Sebagai Fungsi Dari Kedalaman .....	III-87
Gambar 3.42. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) Vs Temperatur Reservoir .....	III-87
Gambar 3.43. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) vs Faktor	

**DAFTAR GAMBAR, lanjutan**

Volume Minyak Pada Tekanan Saturasi (Bob) .....	III-88
Gambar 3.44. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs Rs .....	III-88
Gambar 3.45. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs Sg .....	III-89
Gambar 3.46. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs °API .....	III-89
Gambar 3.47. Contoh Hubungan Rs vs Tekanan Untuk Lapisan X1 .....	III-96
Gambar 3.48. Contoh Hubungan FVF, Viscositas Minyak vs Tekanan Untuk Lapisan X1 .....	III-96
Gambar 3.49. Perilaku Laju dan Kumulatif Produksi Pada Reservoir X ....	III-100
Gambar 3.50. Perilaku Laju dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X ..	III-100
Gambar 3.51. Perilaku Produksi Per Jumlah Sumur dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X .....	III-100
Gambar 3.52. Perilaku Laju dan WC serta GLR Pada Reservoir X .....	III-100
Gambar 3.53. Perilaku Kumulatif Produksi dan Tekanan Serta RF Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.54. Perilaku Kumulatif Produksi dan Kumulatif WC serta GLR Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.55. Perilaku Produksi Minyak, WC dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.56. Perilaku Produksi Fluida, GLR dan Tekanan Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.57. Contoh Hasil Sejarah Sumuran .....	III-102
Gambar 3.58. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Isopermeabilitas .....	III-104
Gambar 3.59. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Isoporositas .....	III-104
Gambar 3.60. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Kumulatif <i>Water Cut</i> .....	III-104
Gambar 3.61. Contoh Penentuan Rock Region Secara Lateral .....	III-105
Gambar 3.62. Contoh Penentuan <i>Rock Region</i> Menggunakan Hasil Distribusi Swi <i>3D Model</i> .....	III-106
Gambar 3.63. Contoh Penentuan <i>Rock Region</i> Menggunakan Swi yang Dibagi Per-reservoir .....	III-107
Gambar 3.64. Contoh Penentuan <i>Rock Region</i> Menggunakan Swi yang Dibagi Per-facies .....	III-107
Gambar 3.65. Penentuan Rock Region Berdasarkan Hasil Distribusi Data Permeabilitas .....	III-109
Gambar 3.66. Rock Region Yang Telah Diaplikasikan ke <i>3D Model</i> .....	III-109
Gambar 3.67. Contoh Perilaku Mekanisme Pendorong vs Kumulatif Produksi .....	III-111

**BAB IV. SIMULASI RESERVOIR BLACK OIL**

Gambar 4.1. Proses Pembuatan Peta Struktur.....	IV-3
Gambar 4.2. Proses Pembuatan <i>Top</i> dan <i>Bottom</i> Struktur.....	IV-3
Gambar 4.3. Contoh dalam Penentuan <i>Cut-off</i> .....	IV-4
Gambar 4.4. Contoh Penentuan <i>Cut-off</i> dengan Metode Kombinasi	

**DAFTAR GAMBAR, lanjutan**

Antara Permeabilitas, Porositas dan Sw dengan Data Tes .....	IV-4
Gambar 4.5. Diagram Alir dalam Pembuatan Pemodelan Grid.....	IV-5
Gambar 4.6. Pemodelan Fasies Berdasarkan <i>AI Map</i> .....	IV-5
Gambar 4.7. Diagram Alir Pemodelan Porositas .....	IV-6
Gambar 4.8. Diagram Alir Pemodelan Permeabilitas.....	IV-6
Gambar 4.9. Jumlah cell minimum antar cell .....	IV-9
Gambar 4.10. Ukuran Cell di atas OWC Lebih Kecil Dibandingkan di Aquifer .....	IV-9
Gambar 4.11. Ukuran Cell Arah Vertikal ( $\Delta Z$ ) Pada Lapisan Yang Mempunyai <i>Inplace</i> Besar Dibuat Ketebalan Cell Lebih Kecil Dibandingkan Dengan <i>Inplace</i> Kecil.....	IV-10
Gambar 4.12. Sistim Grid dengan Jumlah <i>Cell</i> Konstan.....	IV-10
Gambar 4.13. Sistim Grid dengan Jumlah <i>Cell</i> Konstan dan <i>Top</i> Sebagai Referensi.....	IV-11
Gambar 4.14. Sistim Grid dengan Jumlah <i>Cell</i> Konstan dan <i>Bottom</i> Sebagai Referensi .....	IV-11
Gambar 4.15. Contoh Grid Kartesian.....	IV-12
Gambar 4.16. Contoh Grid Orthogonal .....	IV-13
Gambar 4.17. Contoh Grid Radial.....	IV-13
Gambar 4.18. Contoh <i>Local Grid Refinement</i> (LGR) .....	IV-13
Gambar 4.19. <i>Work Flow</i> Inisialisasi.....	IV-16
Gambar 4.20. Poses Inisialisasi.....	IV-16
Gambar 4.21. Perubahan Harga NTG Terhadap Distribusi <i>Pore Volume</i> dan OOIP .....	IV-17
Gambar 4.22. Perubahan Kurva Pc vs Sw Terhadap Distribusi Sw dan OOIP .....	IV-18
Gambar 4.23. Perubahan Kurva Bo vs P Terhadap OOIP.....	IV-19
Gambar 4.24. Perubahan WOC Terhadap Distribusi Sw dan OOIP .....	IV-20
Gambar 4.25. Perubahan GOC Terhadap Distribusi Sw, Sg, OOIP dan OGIP .....	IV-21
Gambar 4.26. Perubahan Kedalaman Datum Terhadap Distribusi Tekanan .....	IV-22
Gambar 4.27. Distribusi Saturasi Air Pada Hari ke 0, 880 dan 1765 untuk <i>Solution Drive</i> , <i>Weak Water Drive</i> dan <i>Strong</i> <i>Water Drive</i> .....	IV-31
Gambar 4.28. Distribusi Tekanan Pada Hari ke 0, 880 dan 1765 untuk <i>Solution Drive</i> , <i>Weak Water Drive</i> dan <i>Strong Water Drive</i> ..	IV-32
Gambar 4.29. Perilaku Tekanan, Produksi Minyak, Air dan Kumulatif Minyak Pada <i>Solution Drive</i> , <i>Weak Water Drive</i> dan <i>Strong Water Drive</i> .....	IV-33
Gambar 4.30. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution</i> <i>Drive</i> Dengan Variasi Transmisibilitas (kh) 1x, 10x dan 100x .....	IV-34
Gambar 4.31. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Perbandingan Pemeabilitas Vertikal (kv) dan Horisontal (kh) 1:1, 1:5 dan 1:10 .....	IV-35
Gambar 4.32. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir	

**DAFTAR GAMBAR, lanjutan**

	<i>Solution Drive</i> Dengan Variasi PI = 1, 5 dan 10 .....	IV-36
Gambar 4.33.	Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Minimum BHP = 500, 750 dan 1000 Psi .....	IV-37
Gambar 4.34.	Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Strong</i> <i>Water Drive</i> Dengan Variasi Kurva Permeabilitas Relatif Minyak.....	IV-38
Gambar 4.35.	Perilaku Produksi dan Distribusi Saturasi Air (Sw) Pada Reservoir <i>Weak Water Drive</i> Dengan Variasi Kurva Tekanan Kapiler (Pc) .....	IV-39
Gambar 4.36.	Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Weak Water Drive</i> Dengan Variasi Permeabilitas: 10, 50 dan 100 Md .....	IV-40
Gambar 4.37.	Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Akhir Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Lokasi Patahan ....	IV-41
Gambar 4.38.	Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Awal dan Akhir Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Harga Viscositas Minyak.....	IV-42
Gambar 4.39.	Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Pada Reservoir <i>Weak Water Drive</i> Dengan Variasi Harga Kompresibilitas Batuan .....	IV-43
Gambar 4.40.	Koreksi Terhadap Distribusi Tekanan Dengan Melakukan Perubahan Peta Isopermeabilitas .....	IV-45
Gambar 4.41.	Koreksi Terhadap Distribusi Tekanan Dengan Melakukan Perubahan Peta Isoporositas.....	IV-45
Gambar 4.42.	Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Minyak dengan Tenaga Pendorong <i>Water Drive</i> ..	IV-47
Gambar 4.43.	Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Minyak dengan Tenaga Pendorong <i>Solution</i> dan <i>Gas Cap Drive</i> .....	IV-48
Gambar 4.44.	Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Gas .....	IV-49
Gambar 4.45.	Contoh Hasil Prediksi Perilaku Produksi Fluida .....	IV-50
Gambar 4.46.	Contoh Hasil PI <i>Matching</i> .....	IV-51
Gambar 4.47.	Contoh Hasil Prediksi Dengan Berbagai Skenario .....	IV-55
Gambar 4.48.	Contoh Hasil Prediksi Simulasi Dalam Pengembangan Lapangan Per Phase .....	IV-55



**DAFTAR TABEL**

Tabel 3-1.	Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Air-Minyak..	III-12
Tabel 3-2.	Hasil Perhitungan $S_w^*$ .....	III-13
Tabel 3-3.	Penentuan Harga $(k_{ro})_{S_{wc}}$ dan $(k_{rw})_{S_{or}}$ .....	III-13
Tabel 3-4.	Hasil Perhitungan $k_{ro}^*$ dan $k_{rw}^*$ .....	III-15
Tabel 3-5.	Tabulasi Hasil Perhitungan $(k_{ro}^*)_{avg}$ dan $(k_{rw}^*)_{avg}$ .....	III-17
Tabel 3-6.	Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core .....	III-19
Tabel 3-7.	Hasil Perhitungan $k_{ro}^*$ dan $k_{rw}^*$ .....	III-21
Tabel 3-8.	Hasil Perhitungan Rata-rata $S_w^*$ , $k_{ro}^*$ dan $k_{rw}^*$ dan De-normalisasi $S_w$ , $k_{ro}$ dan $k_{rw}$ .....	III-22
Tabel 3-9.	Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Gas-Minyak .....	III-23
Tabel 3-10.	Hasil Perhitungan $S_g$ .....	III-25
Tabel 3-11.	Penentuan $S_{org}$ .....	III-25
Tabel 3-12.	Hasil Perhitungan $S_g^*$ .....	III-26
Tabel 3-13.	Harga $(k_{rog})_{S_{gc}}$ dan $(k_{rg})_{S_{lr}}$ .....	III-26
Tabel 3-14.	Hasil Perhitungan $k_{rg}^*$ dan $k_{rog}^*$ .....	III-27
Tabel 3-15.	Hasil Perhitungan $(k_{rog}^*)_{avg}$ dan $(k_{rg}^*)_{avg}$ .....	III-30
Tabel 3-16.	Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core .....	III-32
Tabel 3-17.	Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Gas-Air .....	III-34
Tabel 3-18.	Hasil Perhitungan $S_w^*$ .....	III-36
Tabel 3-19.	Harga $(k_{rg})_{S_{wc}}$ dan $(k_{rw})_{S_{gr}}$ .....	III-36
Tabel 3-20.	Hasil Perhitungan $k_{rg}^*$ dan $k_{rw}^*$ .....	III-37
Tabel 3-21.	Hasil Perhitungan $(k_{rg}^*)_{avg}$ dan $(k_{rw}^*)_{avg}$ .....	III-40
Tabel 3-22.	Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core .....	III-42
Tabel 3-23.	Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Minyak – Air .....	III-47
Tabel 3-24.	Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Minyak – Gas .....	III-50
Tabel 3-25.	Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Gas – Air .....	III-53
Tabel 3-26.	Data Tekanan Kapiler .....	III-62
Tabel 3-27.	Hasil Perhitungan $J(S_w)$ , $P_c$ dan h .....	III-65
Tabel 3.28.	Tipikal Komposisi Hidrokarbon Alam Dari Minyak Dan gas .....	III-72
Tabel 3.29.	Tipikal Karakteristik Minyak Dan gas .....	III-73
Tabel 3.30.	Contoh Tabel PVT .....	III-86
Tabel 3.31.	Perhitungan $\gamma_g$ dan Bob .....	III-91
Tabel 3.32.	Perhitungan Rs dan Bob .....	III-92
Tabel 3.33.	Tabel Perhitungan PVT Untuk Lapisan X1 .....	III-95
Tabel 3.34.	Format Data Produksi untuk Lapangan .....	III-98
Tabel 3.35.	Format Data Produksi untuk Sumuran .....	III-99

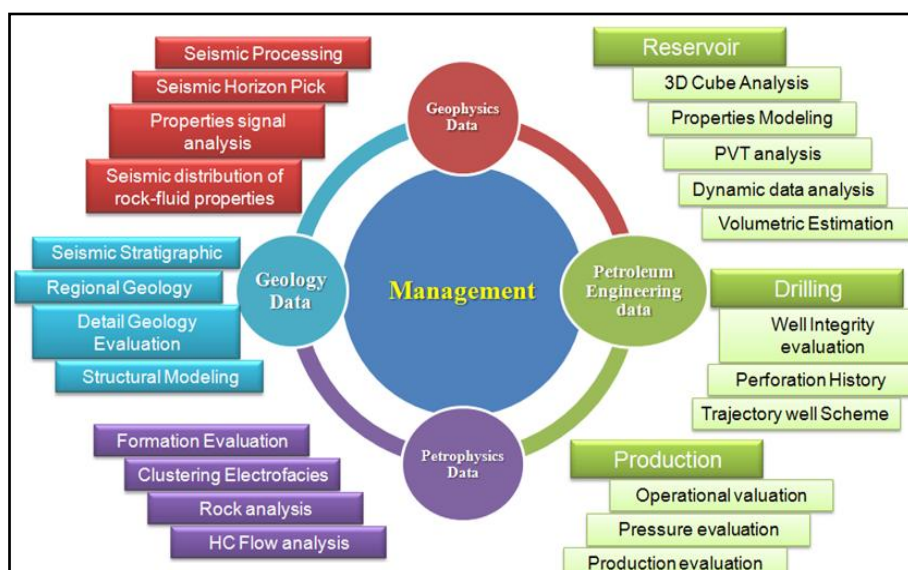
## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1. Pengertian Simulasi Reservoir

Simulasi adalah dari kata “*simulate*” yang berarti “*as to assume the appearance of without reality*”. Simulasi reservoir didefinisikan sebagai proses memodelkan kondisi reservoir secara matematik dengan mengintegrasikan berbagai data yang ada (geologi, geofisik, petropisik, reservoir, produksi dan sebagainya) untuk memperoleh kinerja reservoir dengan teliti pada berbagai kondisi sumur dan skenario produksi sehingga akan diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana/tahapan pengembangan suatu lapangan selanjutnya.

### 1.2. Hubungan Manajemen Reservoir dan Simulasi Reservoir

Manajemen didefinisikan sebagai “penggunaan bijaksana suatu sumber daya untuk mencapai suatu hasil akhir”. Manajemen reservoir dinyatakan sebagai penggunaan bijaksana sarana yang tersedia untuk memaksimalkan keuntungan dari sebuah reservoir hidrokarbon. Secara lebih spesifik, Manajemen reservoir membahas koordinasi antar disiplin ilmu dan kegiatan antar bagian dalam mengelola reservoir, seperti terlihat pada **Gambar 1.1**.



**Gambar 1.1. Manajemen Reservoir (SPE 120942)**

Secara umum simulasi reservoir digunakan sebagai acuan dalam perencanaan manajemen reservoir, antara lain sebagai berikut:

1. Memperkirakan kinerja reservoir pada berbagai tahapan dan metode produksi yang diterapkan
  - sembur alam (*primary recovery*)
  - *pressure maintenance*
  - *reservoir energy maintenance (secondary recovery)*
  - *enhanced oil recovery (EOR)*
2. Mempelajari pengaruh laju alir terhadap perolehan minyak dengan menentukan laju alir maksimum (*maximum efficient rate, MER*)
3. Menentukan jumlah dan lokasi sumur untuk mendapatkan perolehan minyak yang optimum.
4. Menentukan pola sumur injeksi dan produksi untuk mengoptimalkan pola penyapuan.
5. Memperhitungkan adanya indikasi coning dalam menentukan interval kompleksi yang optimum serta pemilihan jenis sumur, vertikal atau horizontal.
6. Menganalisa akuifer dan pergerakan air pada proses pendorongan.

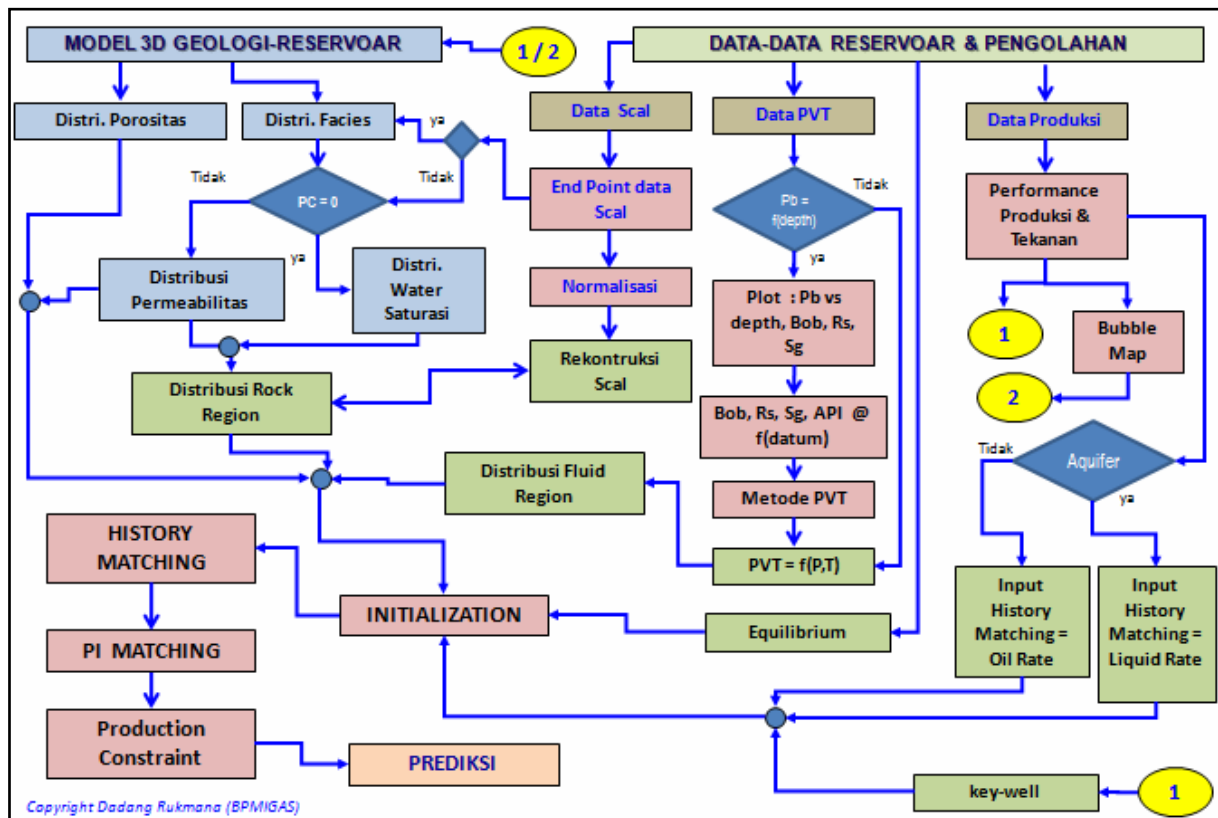
### **1.3. Tahapan Simulasi Reservoir**

Tahapan-tahapan dalam perencanaan dan pelaksanaan suatu simulasi reservoir adalah sebagai berikut :

1. Mendefinisikan tujuan yang akan dicapai
2. Mengumpulkan, menganalisa dan mengolah data (geologi, geofisik, petrofisik, reservoir, produksi dan sebagainya)
3. Membuat model geologi-reservoir dan karakteristiknya.
4. Menyelaraskan volume hidrokarbon (*initialisation*) dan menyelaraskan kinerja model reservoir dengan sejarah produksi (*history matching*).
5. Melakukan peramalan produksi dengan berbagai skenario pengembangan

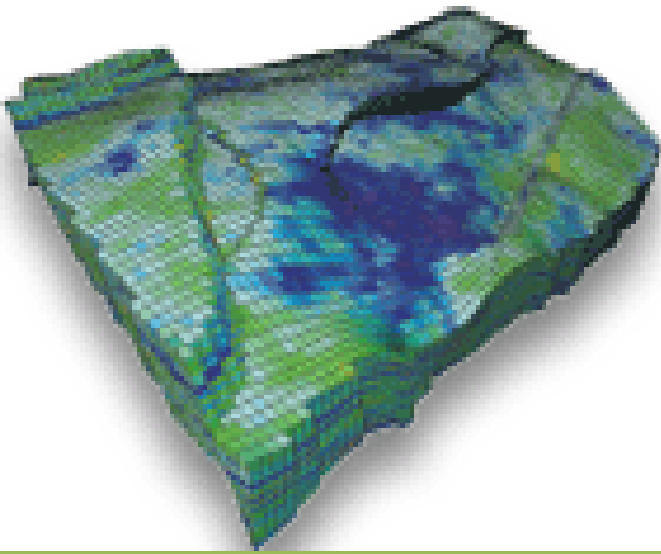
**1.4. Diagram Alir (Work Flow) Simulasi Reservoir**

Diagram alir dalam proses simulasi reservoir dimulai dari parameter yang diperlukan hasil modeling geologi reservoir (3D property), pengolahan data (reservoir, produksi dan sebagainya), inialisasi, history matching, PI matching, penentuan constraint (economic limit), penentuan skenario pengembangan lapangan dan prediksi, seperti terlihat pada **Gambar 1.2.** di bawah ini.



**Gambar 1.2. Workflow Proses Simulasi Reservoir (Dadang Rukmana-BPMIGAS)**

# Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir



## **BAB II** **DASAR-DASAR PERSAMAAN** **SIMULASI RESERVOIR**

**Edisi –**

**2011**

**Joko Pamungkas**

**BAB II**

**DASAR-DASAR PERSAMAAN SIMULASI RESERVOAR**

**2.1. Konsep Dasar Model Matematik Reservoir Minyak dan Gas**

**2.1.1. Hukum Darcy**

Kemampuan untuk memperkirakan kelakuan dari reservoir tergantung kepada kemampuan seorang engineer untuk memperkirakan karakteristik aliran fluida di dalam reservoir. Untuk mendefinisikan kemampuan batuan melewatkan fluida, diperkenalkan sebuah konsep. Konsep ini adalah konsep dari permeabilitas batuan yang merupakan konstanta petrofisik yang dikenal dengan hukum Darcy yang berbunyi sebagai berikut: “laju aliran fluida homogen melalui media berpori berbanding lurus dengan tekanan atau gradient hidrolik dan penampang area normal sesuai dengan arah aliran dan berbanding terbalik dengan viskositas”. Dengan persamaan sebagai berikut:

$$V_s = -\frac{k}{\mu\nu} \left( \nu \frac{\partial P}{\partial s} + \frac{\partial z}{\partial s} \right) \dots\dots\dots (2-1)$$

- Dimana:  $V_s$  = kecepatan makroskopik  
 $\mu$  = viskositas absolut  
 $z$  = elevasi  
 $\nu$  = spesifik volume  
 $\rho$  = densitas  
 $g$  = percepatan gravitasi

Persamaan di atas adalah persamaan definitive untuk permeabilitas media berpori. Nilai dalam kurung merupakan potensial dari fluidanya sehingga **Persamaan (2-1)** dapat ditulis:

$$V_s = -\frac{k}{\mu\nu} \frac{\partial \Phi}{\partial s} \dots\dots\dots (2-2)$$

dimana:  $\partial \Phi$  = potensial fluida total

Hukum Darcy merupakan persamaan empiris, seperti tertulis pada persamaan sebelumnya yang merupakan persamaan differensial yang menunjukkan suatu titik tertentu. Ada kemungkinan bahwa variabel  $k, \Phi, \mu, \nu$  bervariasi untuk setiap lokasi, dan variasi ini harus diperhitungkan.

Dalam percobaan Darcy ada beberapa keterbatasan dan asumsi yang dipergunakan sebagai berikut:

- Fluida homogen dan satu fasa
- Tidak ada reaksi kimia antara media dan fluida
- Permeabilitas tidak tergantung terhadap fluida, temperature, tekanan, dan lokasi
- Aliran laminar bukan turbulen
- Tidak ada efek Klinkenberg
- Tidak ada efek elektromagnetik

Rumus Darcy sebenarnya dipakai untuk sistem linier, walaupun demikian telah diperluas penggunaannya untuk sistem multidimensional. **Persamaan (2-2)** dapat diketahui satuannya dengan analisa dimensi dalam sistem MLT yaitu:

$$V_s = \frac{L}{T}, \rho = \frac{M}{L^3}, \frac{\partial P}{\partial s} = \frac{M}{L^2 T^2}, \mu = \frac{M}{LT}, g = \frac{L}{T^2} \dots\dots\dots (2-3)$$

Dengan membuat substitusi dalam **Persamaan (2-1)** akan menghasilkan sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \frac{L}{T} &= \frac{k}{M/LT} \left( \frac{M}{L^2 T^2} - \frac{M L}{L^3 T^2} \right) \\ &= \frac{kLT}{M} \left( \frac{M}{L^2 T^2} - \frac{M}{L^2 T^2} \right) \dots\dots\dots (2-4) \\ &= \frac{k}{LT} \end{aligned}$$

Jika  $k/LT$  sama dengan  $L/T$ , maka  $k = L^2$ , jadi satuan permeabilitas adalah  $L^2$ .

**2.1.2. Potensial Aliran**

Prinsip dasar mekanika fluida dari media berpori adalah bahwa vektor kecepatan makroskopik fluida selalu normal terhadap permukaan equipotensial dan besarnya vektor ini berbanding lurus dengan gradient potensial. Karena distribusi potensial didalam fluida menentukan kecepatan makroskopis fluida dan juga keseluruhan aliran. Hubert menyatakan potensial  $\Phi$  sebagai energi mekanik per unit massa fluida pada tiap lokasi. Untuk mendapatkan fluida pada lokasi ini, beberapa usaha harus dilakukan terhadap fluida. Total kerja yang dilakukan terhadap fluida tercermin dari energi mekanik di dalam fluida. Pertimbangkan bahwa sebuah partikel fluida pada datum tertentu dengan potensial nol ( $\Phi = 0$ ), kemudian potensial dari fluida ini bergerak ke lokasi baru  $\Phi_1$  (lihat **Gambar 2.1**),  $\Phi_1$  dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\Phi_1 = -P' \bar{V}_1 + \int_{v_1'}^{v_1} P d\bar{V} + z_1 + P_1 \bar{V}_1 + \frac{\mu_1^2}{2g} \dots\dots\dots (2-5)$$

dapat disederhanakan menjadi:

$$\Phi_1 = \int_{P'}^{P_1} \bar{V} dP + z_1 + \frac{\mu_1^2}{2g} \dots\dots\dots (2-6)$$

karena kecepatan diabaikan dalam media berpori, maka:

$$\Phi_1 = \int_{P'}^{P_1} \bar{V} dP + z_1 \dots\dots\dots (2-7)$$

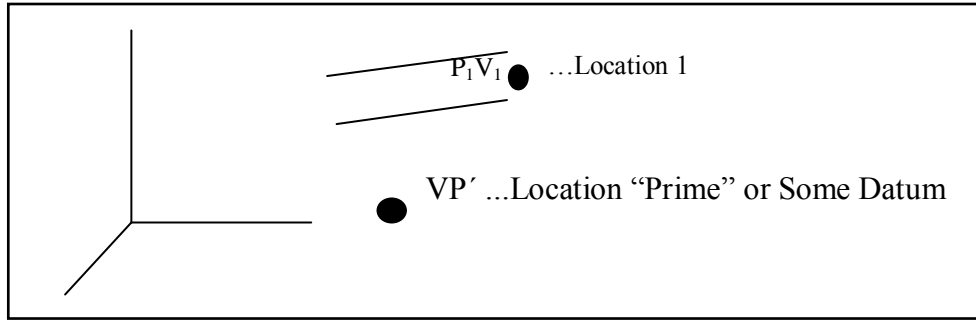
untuk fluida incompressible maka  $\bar{V}$  bukan fungsi tekanan sehingga dapat ditulis:

$$\Phi_1 = \bar{V} \int_{P'}^{P_1} dP + z_1 \dots\dots\dots (2-8)$$

atau:

$$\Phi_1 = \bar{V} (P_1 - P') + z_1 \dots\dots\dots (2-9)$$





**Gambar 2.1.**  
**Lokasi Partikel**

Contoh:

Perhatikan **Gambar 2.1.** dimana arah akhir dan koordinat z berkurang dalam arah yang sama, selanjutnya dengan menggunakan **Persamaan (2-9)**:

$$\begin{aligned} \Phi_1 &= \bar{V} (P_1 - P') \int z \\ &= \frac{P_1 - P'}{\rho g} \int z \end{aligned}$$

bila arah akhir sama dengan arah koordinat z maka  $d_s = d_z$  jadi  $V + Z = -\frac{k}{\mu \bar{V}} \frac{\partial \Phi}{\partial z}$ .

Jika arah aliran s berlawanan arah dengan arah koordinat z maka  $ds = -dz$  dan

$$V - Z = \frac{k}{\mu \bar{V}} \frac{\partial \Phi}{\partial z}$$

Dalam contoh di atas  $V - Z = \frac{k}{\mu \bar{V}} \frac{\partial \Phi}{\partial z}$  ..... potensial aliran

$$= \frac{q}{A} \text{ ..... aliran pipa}$$

bila diintegalkan menjadi:

$$\frac{q}{A} \int_0^L dz = \frac{k}{\mu \bar{V}} \int_0^L d\Phi \text{ sehingga } \frac{qL}{A} = \frac{k}{\mu \bar{V}} (\Phi_L - \Phi_0)$$

dari **Persamaan (2-9)**

$$\Phi_L = \bar{V}(P' - P') + L = L$$

$$\Phi_0 = \bar{V}(P' - P') + 0 = 0$$

sehingga:

$$q = \frac{kA}{\mu \bar{V}} \longrightarrow \text{flow rate adalah } q = \frac{kA}{\mu} \rho g$$

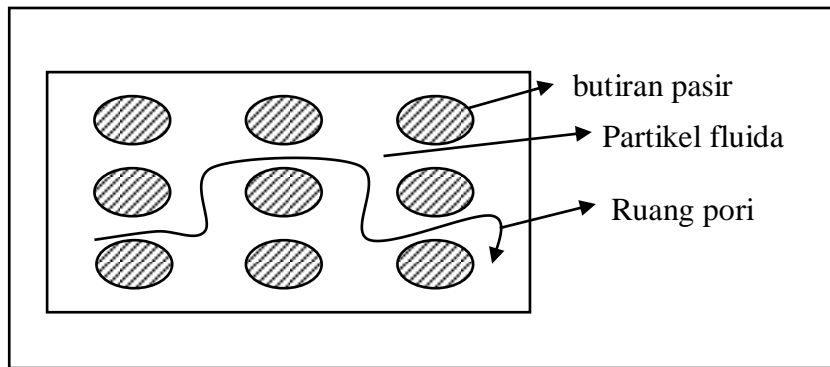
Sehingga permeabilitas, k dapat ditulis sebagai berikut:

$$k = \frac{q\mu\bar{V}}{A}$$

**2.1.3. Konsep Steady dan Unsteady**

Mari kita perhatikan aliran partikel yang berbelok-belok mengikuti ruang pori batuan seperti pada gambar berikut:

- Konsep steady dan unsteady flow dibatasi pada pengaruh tekanan



**Gambar 2.2.**  
**Aliran Partikel Melalui Media Porous**

- Anggap velocity partikel adalah  $V_s$ , akselerasi partikel dapat diperoleh dengan menentukan laju perubahan velocity.

$$V = f(s,t)$$

$$dV = \left(\frac{\partial V}{\partial t}\right)_s dt + \left(\frac{\partial V}{\partial s}\right)_t ds \dots\dots\dots (2-10)$$

persamaan untuk akselerasi total dapat ditentukan sebagai berikut:

$$\frac{dV}{dt} = \left(\frac{\partial V}{\partial t}\right)_s + \left(\frac{\partial V}{\partial s}\right)_t \frac{ds}{dt} \dots\dots\dots (2-11)$$

$$\frac{dV}{dt} = \left(\frac{\partial V}{\partial t}\right)_s + \left(\frac{\partial V}{\partial s}\right)_t V \dots\dots\dots (2-12)$$

dimana:

$$\frac{ds}{dt} = \text{velocity}$$

$$\left(\frac{\partial v}{\partial t}\right)_s = \text{akselerasi pada suatu titik lokal}$$

$$\left(\frac{\partial v}{\partial s}\right)_t V = \text{akselerasi konveksi (akibat adanya gerakan fluida)}$$

atau dapat ditulis sebagai berikut:

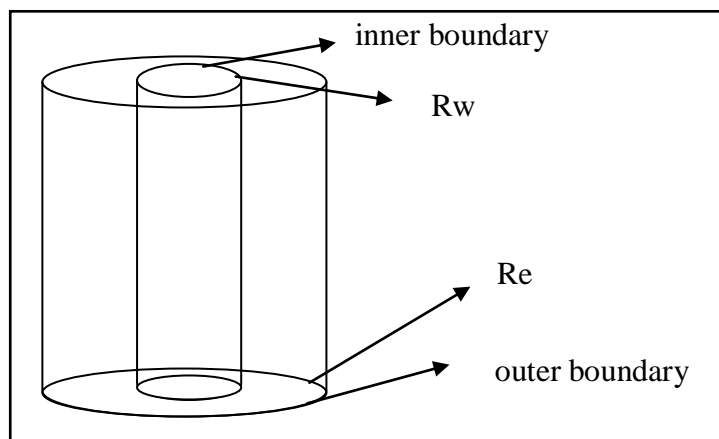
akselerasi total = akselerasi lokal + akselerasi konveksi

apabila:

$$\left(\frac{\partial v}{\partial t}\right)_s = 0 \longrightarrow \text{regim aliran steady} \longrightarrow \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_s = 0$$

$$\left(\frac{\partial v}{\partial t}\right)_s \neq 0 \longrightarrow \text{regim aliran unsteady} \longrightarrow \left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_s \neq 0$$

Anggap suatu reservoir yang diwakili dengan sumur, simetri radial dan jari-jari sumur terbatas, jari-jari terluar terbatas seperti pada gambar berikut:



**Gambar 2.3.**  
**Sistem Reservoir Radial**

**Kondisi batas**

- Pada kondisi batas dalam

- Constant wellbore pressure ( $P_w = \text{konstan}$ )

$$P(r_w, t) = \text{konstan}$$

- Constant flow rate

$$r \frac{\partial p(r_w, t)}{\partial r} = \text{konstan} \dots\dots\dots (2-13)$$

- variable wellbore pressure

$$P(r_w, t) = f_1(t) \dots\dots\dots (2-14)$$

- variable flow rate

$$r \frac{\partial p(r_w, t)}{\partial t} = g_1(t) \dots\dots\dots (2-15)$$

- shut in well

$$r \frac{\partial p(r_w, t)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (2-16)$$

- Pada kondisi batas luar

- Constant pressure

$$P(r_e, t) = \text{konstan} \dots\dots\dots (2-17)$$

- Constant influx across the boundary

$$\frac{\partial p(r_e, t)}{\partial r} = \text{konstan} \dots\dots\dots (2-18)$$

- Variable influx rate

$$\frac{\partial p(r_e, t)}{\partial r} = f_2(t) \dots\dots\dots (2-19)$$

- Closed outer boundary

$$\frac{\partial p(r_e, t)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (2-20)$$

- Infinite reservoir sistem

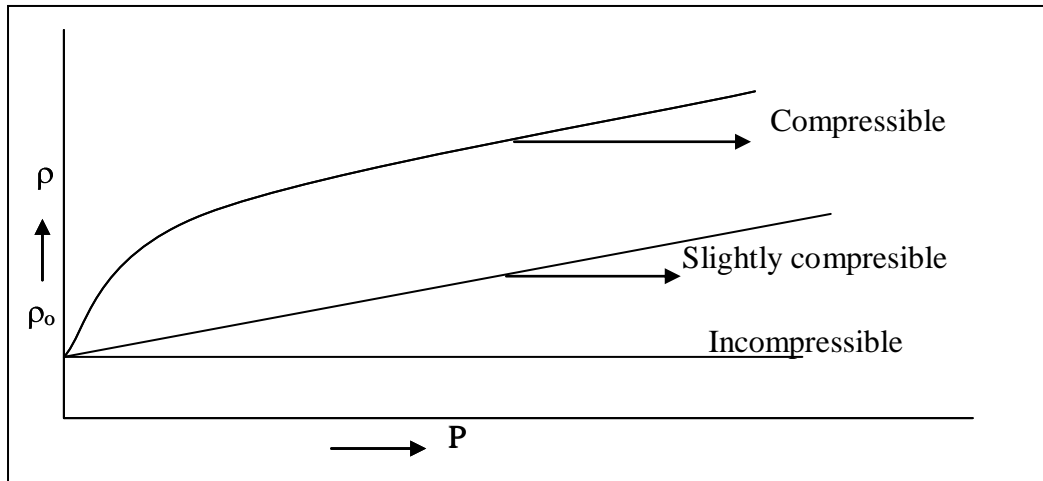
$$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i \dots\dots\dots (2-21)$$

untuk mencapai regim aliran steady state maka sistem harus didukung dalam term influx atau tekanan konstan → aquifer

**2.1.4. Tipe-tipe Fluida**

Fluida reservoir dapat diklasifikasikan kedalam tiga tipe tergantung pada kompresibilitasnya. Klasifikasi fluida tersebut yaitu:

- Incompressible  
Mempunyai densitas konstan
- Slightly compressible  
Mempunyai perubahan densitas terukur terhadap tekanan
- Compressible  
Mempunyai perubahan densitas terhadap tekanan sangat besar



**Gambar 2.4.**  
**Tipe-tipe Fluida**

Persamaan keadaan digunakan dalam pengembangan persamaan tipe difusi yang melibatkan hubungan densitas-tekanan.

$$\rho = \rho_0 e^{c(P-P_0)} \dots\dots\dots (2-22)$$

dimana:  $c$  = compressibility

$P_0$  = tekanan @ datum

$P$  = tekanan @ sembarang

**Untuk fluida incompressible**

$$c = 0$$

$$\rho = \rho_0, \text{ untuk semua harga } P$$

**Untuk fluida slightly compressible**

$$c \approx 0$$

$$\rho = \rho_0 e^{c(P-P_0)}$$

dimana:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots \dots\dots (2-23)$$

$$e^{c(P-P_0)} = 1 + c(P - P_0) + \left[ \frac{c(P - P_0)^2}{2!} \right] + \dots \quad (2-24)$$

karena  $c \approx 0$ , maka term order yang lebih tinggi diabaikan sehingga menjadi:

$$e^{c(P-P_0)} = 1 + c(P - P_0)$$

$$\rho = \rho_0 [1 + c(P - P_0)]$$

$$\rho = \rho_0 + \rho_0 c(\Delta P)$$

**Catatan:** kebanyakan reservoir minyak dan air dianggap dikelompokkan pada fluida slightly compressible. Sedangkan untuk fluida compressible yaitu gas, maka kesalahan dari seri ekspansi dan eksponensialnya adalah tidak valid sehingga harus digunakan persamaan yang lengkap.

### 2.1.5. Aliran Dalam Media Berpori

#### Aliran Multi fasa

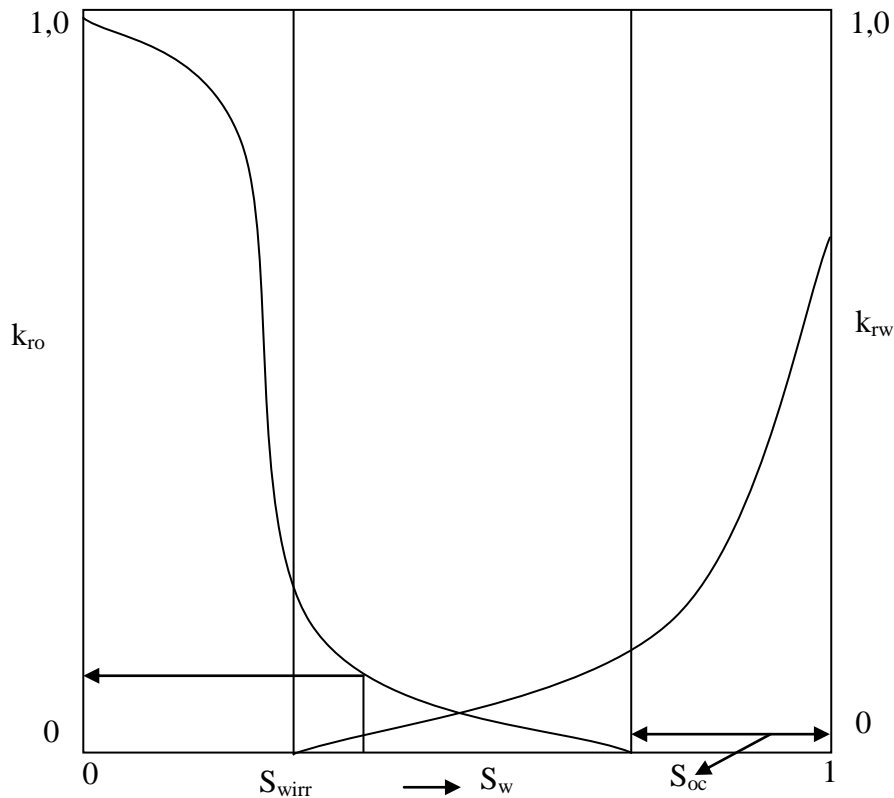
- dalam media berpori yang disaturasi fluida kemungkinan bisa hadir 3 fasa fluida yaitu minyak, air, dan gas
- persamaan aliran multi fasa adalah persamaan differensial parsial yang non-linier yang mana tidak dapat diintegrasikan secara analitis.

#### Permeabilitas Relatif

- Pada batuan yang disaturasi oleh lebih dari satu fluida, kemampuan dari masing-masing fluida untuk mengalir di bawah gradien tekanan tertentu merupakan fungsi dari permeabilitas relatif dari fasa tersebut.
- Permeabilitas relatif didefinisikan sebagai rasio dari permeabilitas batuan yang disaturasi oleh fluida tertentu terhadap permeabilitas bila satuan disaturasi oleh 100% fluida tersebut.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}} \quad (2-25)$$

- Permeabilitas relatif merupakan fungsi saturasi fluida dan kurva permeabilitas relatif mempunyai bentuk karakteristik



**Gambar 2.5.**  
**Kurva Permeabilitas Relatif**

**Permeabilitas Relatif Dua Fasa**

1. Pendekatan Corey

Permeabilitas relatif fasa yang didesak:

$$K_o = (1 - S)^4 \dots\dots\dots (2-26)$$

Permeabilitas relatif fasa pendesak:

$$K_D = S^3 (2 - S)$$

dimana

$$S = \frac{S_D}{1 - S_{wc}} \dots\dots\dots (2-27)$$

Pendekatan ini baik untuk proses drainage yaitu gas drive dimana saturasi fasa wetting berkurang.

2. Pendekatan Naar-Henderson

$$k_o = \frac{(1 - 2S)^{3/2}}{2 - (1 - 2S)^{1/2}} \dots\dots\dots (2-28)$$

$$k_D = S^4$$

dimana:

$$S = \frac{S_D - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \dots\dots\dots (2-29)$$

Pendekatan ini baik untuk proses imbibisi yaitu water drive dimana saturasi dari fase wetting bertambah.

Persamaan umum:

$$\left. \begin{aligned} k_o &= (1 - S)^n \\ k_{oD} &= S^k (2 - S) \end{aligned} \right\} \longrightarrow \text{Proses drainage}$$

dan

$$\left. \begin{aligned} k &= \frac{(1 - 2S)^m}{1 - (1 - 2S)^p} \\ k_{oD} &= S^q \end{aligned} \right\} \longrightarrow \text{Proses imbibisi}$$

dimana:

n, k, m, p, dan q adalah eksponen yang dapat ditentukan dengan proses trial dan error. Proses ini akan dicari lebih jauh dalam history matching bila kurva permeabilitas relatif yang dicari di match dengan performance reservoir.

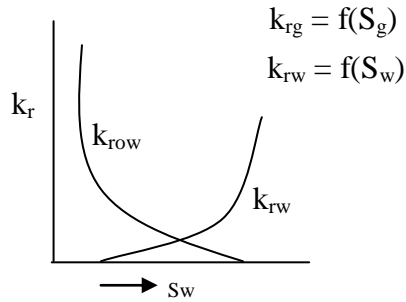
**Permeabilitas Relatif Tiga Fasa**

Stone mengembangkan model 3 fasa dengan mengkombinasikan teori aliran channel pada media porous dengan konsep probabilitas.

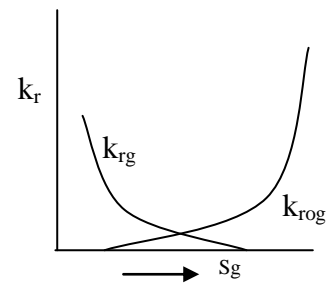
Data yang diperlukan berasal dari satu set data permeabilitas relatif minyak-air dan data minyak-gas.

Harga  $k_{rw}$  dari **Gambar 2.6.** dan  $k_{rg}$  dari **Gambar 2.7.** dan digunakan secara langsung dalam model tiga fasa.



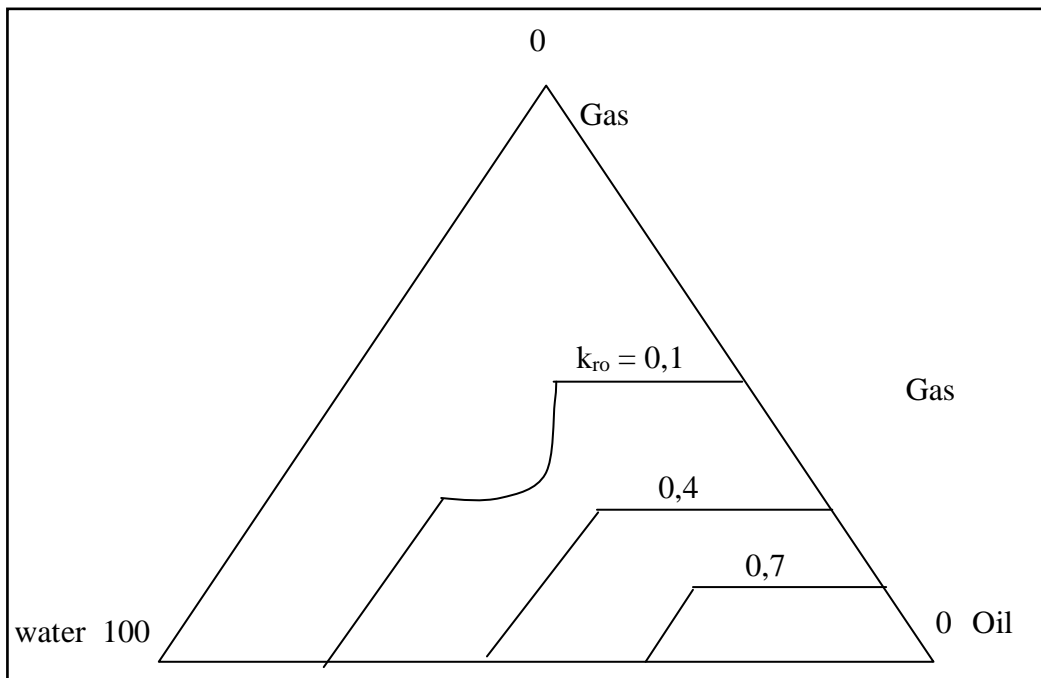


**Gambar 2.6.**



**Gambar 2.7.**

**Kurva Permeabilitas Minyak-Air    Kurva Permeabilitas Minyak-Gas**



**Gambar 2.8.**  
**Kurva Komposisi Tiga Fasa**

Permeabilitas relatif minyak diperoleh dengan persamaan berikut:

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rw}) (k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg}) \dots\dots\dots (2-30)$$

sehingga  $k_{ro} \geq 0$

dimana:

- $k_{ro}$         = permeabilitas relatif terhadap minyak
- $k_{rg}$         = permeabilitas relatif terhadap gas
- $k_{rw}$         = permeabilitas relatif terhadap air
- $k_{row}$        = permeabilitas relatif minyak dalam sistem minyak-air
- $k_{rog}$        = permeabilitas relatif minyak dalam sistem gas-minyak

dengan menggunakan konsep probabilitas, yaitu:

$$\sigma_w = k_{row} + k_{rw}$$

harga  $\sigma_w = 1$  pada  $S_w = 1 - S_{wc}$

term  $\sigma_w(S_w)$  adalah fraksi dari permeabilitas relatif total pada  $S_w$  yang diberikan demikian pula berlaku:

$$\sigma_g = k_{rog} + k_{rg}$$

Karena air mendesak minyak dan gas mendesak minyak terjadi pada tempat yang berbeda dan waktu yang sama, maka dua proses ini dianggap merupakan peluang yang bebas. Sehingga probabilitas total dari peluang terjadinya merupakan hasil kali dari masing-masing probabilitasnya.

$$\begin{aligned} k_{ro} + k_{rw} + k_{rg} &= \sigma_w \sigma_g \\ &= (k_{row} + k_{rw}) (k_{rog} + k_{rg}) \dots\dots\dots (2-31) \end{aligned}$$

dan

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rw}) (k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg}) \dots\dots\dots (2-32)$$

## **2.2. Penurunan Persamaan-Persamaan Aliran Dalam Simulasi Reservoir**

Aliran fluida pada media berpori merupakan suatu fenomena yang sangat kompleks, yang tidak dapat dideskripsikan secara eksplisit, sebagaimana halnya aliran fluida pada pipa ataupun media dengan bidang batas yang jelas lainnya. Mempelajari aliran fluida dalam media berpori dibutuhkan pemahaman mengenai beberapa sistem persamaan matematik yang berpengaruh terhadap kelakuan fluida.

Rangkaian persamaan tersebut merupakan persamaan diferensial yang merupakan fungsi dari perubahan tekanan dan saturasi pada suatu waktu tertentu. Akibat kompleksnya sistem persamaan tersebut untuk mendapatkan solusinya secara analitis diperlukan kondisi batas yang khusus dan harus diselesaikan secara numerik dari persamaan diferensial menggunakan persamaan *finite difference*.

### **Penurunan Persamaan**

Menurut H.B. Crichlow (1977), prinsip dasar yang digunakan dalam penurunan persamaan pada simulasi terdiri dari:

- **Kesetimbangan Massa**

Besarnya massa fluida yang terakumulasi pada suatu sistem harus sebanding dengan selisih antara massa fluida yang memasuki dan massa fluida yang keluar dari sistem tersebut.

- **Kesetimbangan Energi**

Besarnya peningkatan energi pada suatu sistem harus sama dengan selisih antara besarnya energi yang memasuki dan energi yang keluar dari sistem tersebut.

- **Hukum Darcy**

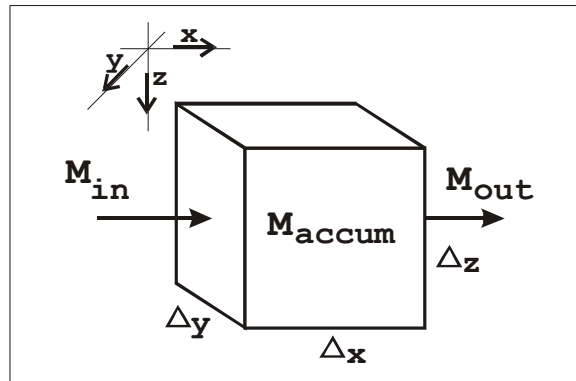
Persamaan yang menggambarkan pergerakan fluida memasuki ataupun keluar dari elemen reservoir.

• **Persamaan Keadaan**

Persamaan yang menunjukkan karakteristik tekanan, volume dan temperatur (PVT) dari fraksi aliran fluida pada elemen reservoir.

**2.2.1. Persamaan Aliran Satu Fasa**

Persamaan pada sistem satu fasa terdiri dari prinsip kesetimbangan massa, persamaan aliran dan persamaan keadaan.



**Gambar 2.9.**  
**Differential Volumetric Balance Satu Fasa**

Berdasarkan pada **Gambar 2.9.** di atas, besarnya laju massa yang memasuki sistem merupakan fungsi dari kecepatan fluida ( $v$ ), densitas fluida ( $\rho$ ), serta luasan penampang dari sistem, yaitu sebagai berikut:

$$M_{in} = v_x \cdot \rho_x \cdot \Delta y \Delta z \dots\dots\dots (2-33)$$

Sedangkan besarnya laju massa yang meninggalkan sistem adalah:

$$M_{out} = v_{x+\Delta x} \cdot \rho_{x+\Delta x} \cdot \Delta y \Delta z \dots\dots\dots (2-34)$$

Sehingga besarnya akumulasi massa dalam sistem merupakan fungsi dari volume sistem, densitas fluida serta besarnya waktu yang diperlukan fluida untuk melalui sistem, yang secara matematik adalah sebagai berikut:

$$M_{accum} = \rho_x \Delta y \Delta z \phi \frac{dV}{dt} \dots\dots\dots (2-35)$$

Sesuai dengan prinsip kesetimbangan massa, maka akan diperoleh hubungan antara **Persamaan (2-33), (2-34) dan (2-35)** sebagai berikut:

$$v_x \cdot \rho_x \cdot \Delta y \Delta z - \left( v_{x+\Delta x} \cdot \rho_{x+\Delta x} \right) \Delta y \Delta z = \Delta x \Delta y \Delta z \phi \frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t} \dots\dots\dots (2-36)$$

Pembagian **Persamaan (2-36)** dengan  $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$ , akan menghasilkan:

$$\frac{v_x \cdot \rho_x}{\Delta x} - \frac{v_{x+\Delta x} \cdot \rho_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \phi \frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t} \dots\dots\dots (2-37)$$

Persamaan di atas dapat diubah dalam bentuk limit simultan terhadap harga  $\Delta x$  dan  $\Delta t$ , sebagai berikut:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left[ \frac{v_{x+\Delta x} \cdot \rho_{x+\Delta x} - v_x \cdot \rho_x}{\Delta x} \right] = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \left[ \phi \frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots (2-38)$$

Sehingga menghasilkan:

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (2-39)$$

**Persamaan (2-39)** di atas merupakan prinsip kesetimbangan massa yang juga disebut sebagai Persamaan Kontinuitas (*continuity equation*). Dengan cara yang sama, penurunan rumus seperti di atas juga diterapkan pada persamaan kesetimbangan energi.

Dengan cara yang sama diperoleh:

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial g} = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (2-40)$$

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (2-41)$$

selanjutnya untuk aliran tiga fasa:

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial y} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (2-42)$$

**Persamaan Laju Aliran**

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \dots\dots\dots (2-43)$$

substitusi **Persamaan (2-43)** ke dalam **Persamaan (2-39)** menghasilkan:

$$\frac{\partial \left( -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right)}{\partial x} = -\phi \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-44)$$

**Persamaan Keadaan**

Persamaan keadaan diperlukan untuk menyatakan densitas dalam term tekanan. Pada umumnya di lapangan minyak dianggap tipe fluida *slightly compressible*. Dalam hal ini persamaan keadaan ditulis sebagai berikut:

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \dots\dots\dots (2-45)$$

dimana:

$\rho$  = densitas pada tekanan P

$\rho_o$  = densitas pada tekanan  $P_o$

c = faktor kompresibilitas isothermal

$$c \equiv -\frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dP} \right)_T \dots\dots\dots (2-46)$$

**Persamaan (2-44)** dapat ditulis sebagai berikut dengan mengabaikan ruas kiri:

$$-\left( \frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho + \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

sebagai catatan bahwa:

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x}$$

dan

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

jadi

$$-\left( \frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho + \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial \rho}{\partial P} \right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-47)$$

$$-\left( \frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho + \frac{k}{\mu} \frac{\partial \rho}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)^2 \right) = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-48)$$

dengan mengabaikan  $\left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)^2$  karena dianggap gradient tekanan kecil,

**Persamaan (2-47)** dengan mengalikan (-1) menjadi:

$$\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \rho = \phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-49)$$

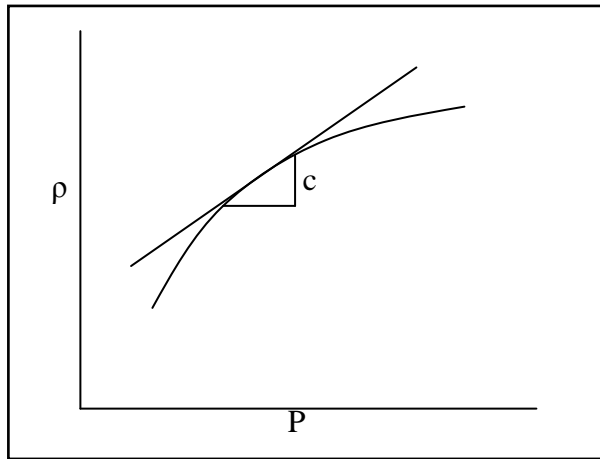
**Persamaan (2-49)** dibagi densitas menjadi:

$$\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \phi \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-50)$$

definisi faktor kompresibilitas, c adalah:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \dots\dots\dots (2-51)$$

**Persamaan (2-51)** dapat ditunjukkan dengan grafik hubungan antara densitas terhadap tekanan dengan **Gambar 2.10**.



**Gambar 2.10.**  
**ρ versus P**

$$\frac{k}{\mu} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \phi c \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-52)$$

selanjutnya  $\frac{k}{\mu}$  dianggap tidak tergantung dengan dimensi spasional sehingga:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-53)$$

Bila  $\frac{k}{\mu}$  mempunyai fungsi dimensi spasional, selanjutnya:

$$\frac{\partial \left( \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right)}{\partial x} = \phi c \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-54)$$

**Persamaan (2-53)** dikenal sebagai persamaan difusivitas. Persamaan difusivitas dapat ditulis juga sebagai berikut:

- Aliran radial

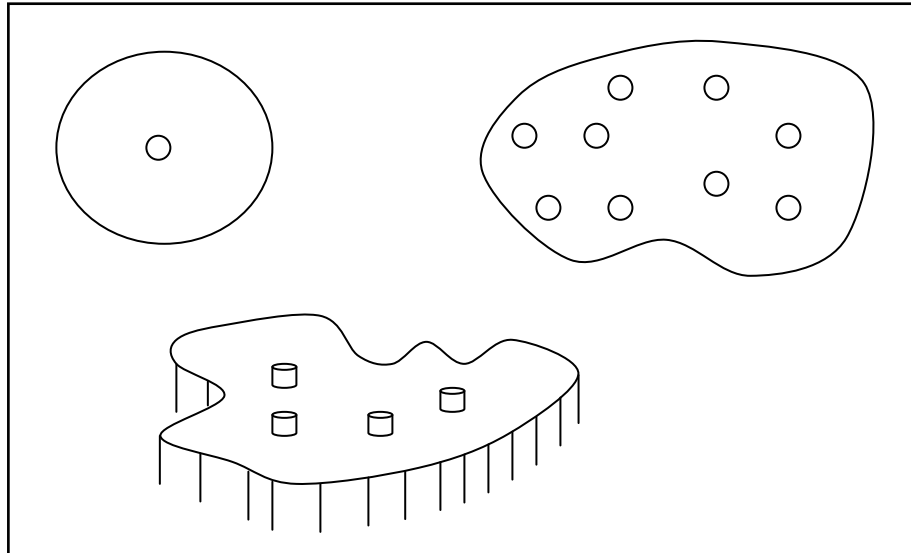
$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-55)$$

- Dua dimensi

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-56)$$

- Tiga dimensi

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-57)$$



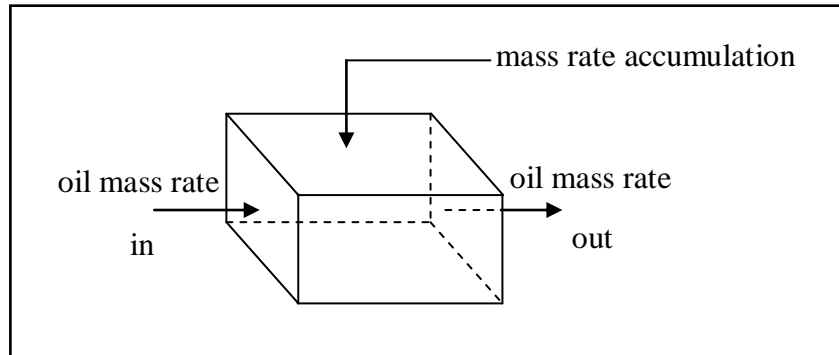
**Gambar 2.11.**  
**Sistem Radial, Areal, dan Tiga Dimensi**

**2.2.2. Persamaan Aliran Multi Fasa**

Persamaan aliran untuk masing-masing fasa dikembangkan identik dengan fluida satu fasa.



Minyak : persamaan dasar untuk aliran minyak dihasilkan dengan mengkondisikan persamaan kontinuitas, persamaan Darcy dan persamaan keadaan. (lihat **Gambar 2.12.**)



**Gambar 2.12.**

**Kesetimbangan Massa Minyak dalam Elemen**

Dengan menggunakan kesetimbangan massa pada sistem aliran linier:

laju massa masuk - laju massa keluar = laju massa akumulasi

jadi

$$\left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_x - \left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_{x+\Delta x} = V \left[ \frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^n}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots (2-58)$$

dimana

$$A = \Delta_y \Delta_z$$

$$V = \Delta_x \Delta_y \Delta_z$$

**Persamaan (2-58)** dalam batasan:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \dots\dots\dots (2-59)$$

untuk sistem radial ekuivalen sistemnya adalah:

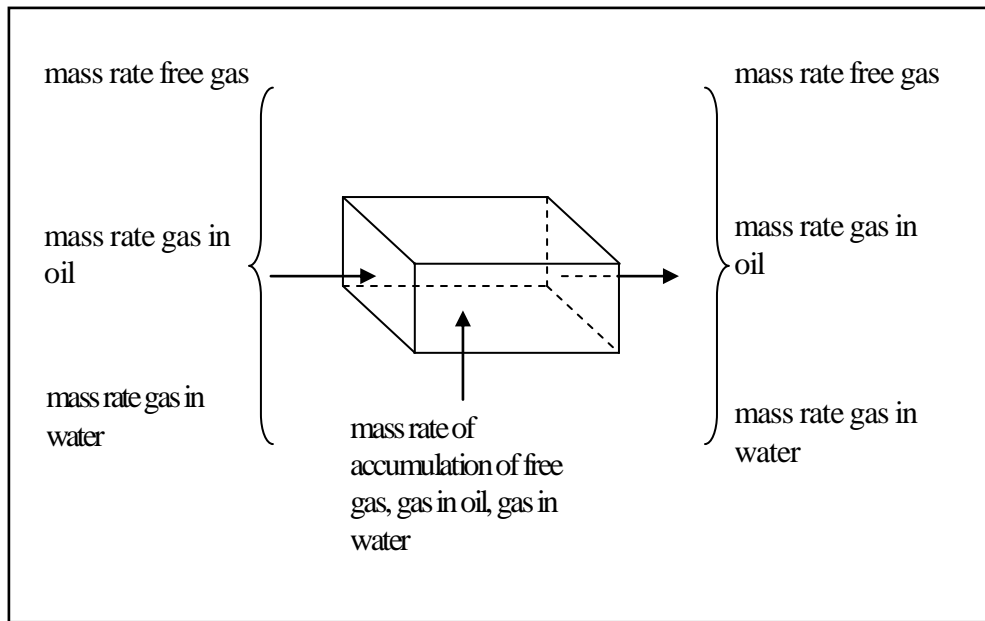
$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \dots\dots\dots (2-60)$$

Gas : keseimbangan massa pada fasa gas harus memasukkan semua kemungkinan sumber gas (**Gambar 2.13**). Untuk sistem linier dapat kita tuliskan:

laju massa masuk - laju massa keluar = laju massa akumulasi

Tiap sumber gas yang diindikasikan pada (**Gambar 3.13**) digabungkan dalam term laju massa. Jadi:

$$\begin{aligned}
 & \left[ -A \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_x - \left[ -A \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_{x+\Delta x} \\
 = V & \left[ \frac{\phi \left( \frac{S_g}{B_g} \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \right)^{n+1} - \left( \frac{S_g}{B_g} \frac{R_{so} S_o}{B_o} \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \right)^n}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots (2-61)
 \end{aligned}$$



**Gambar 2.13.**

**Keseimbangan Massa Gas pada Elemen**

dalam batasan menjadi:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} + \frac{R_{sw}}{B_w} \right) \right] \dots\dots\dots (2-62)$$

untuk sistem radial persamaannya ditulis sebagai berikut:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \dots\dots\dots (2-63)$$

Air: fasa air pada dasarnya sama dengan fasa minyak. Untuk sistem linier:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots (2-64)$$

untuk sistem radial:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots (2-65)$$

**Ekspansi dalam bentuk radial**

Penyamaan persamaan aliran multi fasa untuk aliran *unsteady state* pada minyak, gas dan air pada media berpori dikembangkan dengan mengkombinasikan tiga persamaan aliran single fasa ke dalam persamaan dasar. Untuk melakukannya, penelitian lain dilakukan. Pertama, untuk semua fasa persamaannya:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \dots\dots\dots (2-66)$$

jadi

$$\frac{\partial}{\partial t} [S_o + S_g + S_w] = 0 \dots\dots\dots (2-67)$$

gradien tekanan diasumsikan kecil dan diabaikan:

$$\left( \frac{\partial}{\partial t} \right)^2 \cong 0 \dots\dots\dots (2-68)$$

Derivatif persamaan seperti dalam koordinat radial. Persamaan minyak (**Persamaan 2-60**) dikalikan dengan  $B_o$ :

$$\frac{B_o}{r} \left[ r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \left( -\frac{1}{B_o^2} \right) \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right]$$

$$= \phi B_o \left( \frac{1}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{-B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2-69)$$

jadi

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} - \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left( \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2-70)$$

$\left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$  diabaikan, **Persamaan (2-37)** menjadi

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left( \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2-71)$$

dimana

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \frac{k_o}{\mu_o} = \phi \left( \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2-72)$$

**persamaan gas (Persamaan (2-30))** dikalikan dengan  $B_g$ :

$$\frac{B_g}{r} \left\{ r \left( \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \left[ \frac{k_o}{\mu_o} \left( \frac{1}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right] \right\}$$

$$+ \frac{k_w}{\mu_w} \left( \frac{1}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{R_{sw}}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} \right) - \frac{k_g}{\mu_g} \left( \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$$

$$+ \frac{\partial P}{\partial r} \left( \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} - \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \left. \right\} = \phi B_g \left( \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \right)$$

$$- \frac{R_{so} S_o}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{\partial t} - \frac{R_{sw} S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$+ \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-73)$$

pengumpulan term:

$$\begin{aligned}
 & \left( \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\
 & - \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_w}{\mu_w} \frac{B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_g}{\mu_g} \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\
 & + \left( \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left( \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \right. \\
 & \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
 & + \phi \left( \frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (2-74)
 \end{aligned}$$

$\left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$  diabaikan:

$$\begin{aligned}
 & \left( \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \left( \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \left( \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \right. \\
 & \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
 & + \phi \left( \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (2-75)
 \end{aligned}$$

Persamaan air (**Persamaan 2-75**) dikalikan  $B_w$ :

$$\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \frac{1}{r} = \phi \left( \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (2-76)$$

Persamaan minyak dan air dikombinasikan (**Persamaan 2-75**) dan (**Persamaan 2-76**), kita dapatkan:

$$\left( \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \right) \left( \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \left[ \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial t} - \left( \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] (2-77)$$

**Persamaan (2-76) dan (2-77)** dikombinasikan, didapat:

$$\left( \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left( \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right)$$

$$\begin{aligned}
 &= \phi \left[ \left( \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left( 1 + \frac{R_s B_g}{B_{wo}} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \right. \\
 &\quad \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_w}{\partial P} \left( 1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} \\
 &+ \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \dots \dots \dots (2-78)
 \end{aligned}$$

Sisi kanan **Persamaan (2-78)** dikurangi:

$$\begin{aligned}
 \text{RHS} &= \phi \left[ - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left( 1 + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left( 1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \right. \\
 &\quad \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \dots \dots \dots (2-79)
 \end{aligned}$$

Dengan mengalikan **Persamaan (2-72)** dan **(2-76)** kedalam **Persamaan (2-79)**,

bagian kiri dipecah dalam bentuk  $\frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$  dan saturasi tergantung waktu:

$$\begin{aligned}
 &\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left( \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) + \left[ \frac{R_{so} B_g}{B_o} \left( \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \phi \\
 &+ \left[ \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \left( \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \phi = \phi \left( - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \right. \\
 &\quad \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \\
 &- \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \dots \dots \dots (2-80)
 \end{aligned}$$

$$c_t = - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \dots \dots \dots (2-81)$$

kemudian **Persamaan (2-80)** menjadi:

$$- \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \dots \dots \dots (2-82)$$

dimana  $\left( \frac{k}{\mu} \right)_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g}$  mobilitas total.

Mengumpulkan seperti **Persamaan (2-82)** dan menyederhanakan persamaan dengan mengabaikan term yang sama dengan tanda yang berlawanan:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left( \frac{k}{\mu} \right)_t = \phi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-83)$$

Akhirnya

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi c_t}{\mu} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (2-84)$$

Persamaan ini mengasumsikan bahwa mobilitas tidak berhubungan dengan radius. **Persamaan (2-83)** adalah persamaan aliran tiga fasa unsteady state untuk minyak, gas, dan air dalam sistem radial. Penyelesaian persamaan memberikan harga tekanan dalam radius manapun setiap waktu. Bentuk persamaan ini dijadikan dasar analisa tekanan dari aliran multi fasa.

Ekspansi dalam bentuk satu dimensi: memberikan persamaan untuk setiap fasa fluida dalam sistem satu dimensi:

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) + q_o = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \dots\dots\dots (2-85)$$

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) + q_w = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \dots\dots\dots (2-86)$$

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_g}{\mu_g B_g} \frac{\partial \Phi_g}{\partial x} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) + q_g$$

$$= V_R \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \dots\dots\dots (2-87)$$

Kita dapat mengkombinasikan persamaan ini untuk mendapatkan persamaan untuk aliran dalam reservoir. Untuk melakukannya, kita memerlukan beberapa kondisi:

Term potensial didefinisikan sebagai:

$$\Phi_o = P_o + p_o gh \dots\dots\dots (2-88)$$

$$\Phi_g = P_g + p_g gh \dots\dots\dots (2-89)$$

$$\Phi_w = P_w + p_w gh \dots\dots\dots (2-90)$$

Tekanan kapiler:

$$P_{cw} = P_o - P_w \dots\dots\dots (2-91)$$

$$P_{cg} = P_g - P_o \dots\dots\dots (2-92)$$

**Persamaan (2-85)** sampai **(2-92)** dapat digunakan secara kombinasi, persamaan saturasi **(Persamaan 2-67)** didapat:

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_r \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_r \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_g \frac{\partial \phi_g gh}{\partial x} \right) + \lambda_o \frac{\partial \phi_o gh}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial \phi_w gh}{\partial x} = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \dots\dots\dots (2-93)$$



**2.2.3. Sistem Multi Komponen**

- Apabila transfer massa dari masing-masing komponen dipertimbangkan
- Terdapat persamaan masing-masing komponen dalam seluruh fasa

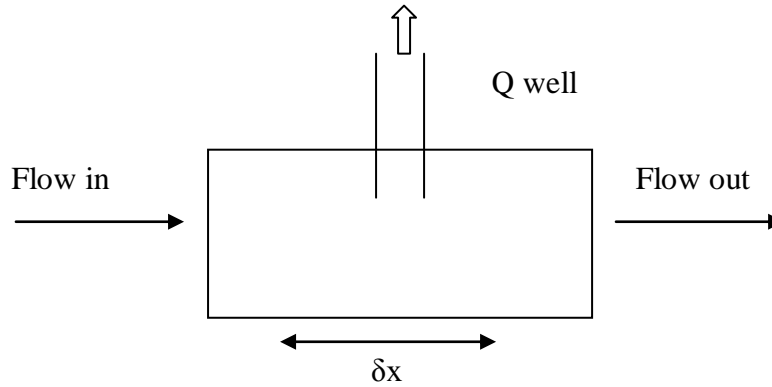
Dianggap konsentrasi massa diaplikasikan ke satu komponen

$C_{oj}$  = transfer massa komponen j dalam fasa minyak

$C_{gj}$  = transfer massa komponen j dalam fasa gas

$C_{wj}$  = transfer massa komponen j dalam fasa air

Kesetimbangan massa untuk masing-masing komponen j:



$$\text{Flow in} = \rho_o C_o u_o + \rho_g C_g u_g + \rho_w C_w u_w \dots\dots\dots (2-94)$$

$$\text{Flow out} = \text{flow in} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho_o C_o u_o + \rho_g C_g u_g + \rho_w C_w u_w) \delta x \dots\dots\dots (2-95)$$

$$\text{Rate of accumulation} = \frac{\partial}{\partial t}$$

$$(\phi S_o \rho_o C_o u_o + \phi S_g \rho_g C_g u_g + \phi S_w \rho_w C_w u_w) \delta x \dots\dots\dots (2-96)$$

**Hukum Darcy:**

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots\dots\dots (2-97)$$

sehingga kesetimbangan materi menjadi:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o \rho_o}{\mu_o} C_{oj} \frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{k_g \rho_g}{\mu_g} C_{gj} \frac{\partial p_g}{\partial x} + \frac{k_w \rho_w}{\mu_w} C_{wj} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right)$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} [\phi(S_o \rho_o C_{oj} + S_g \rho_g C_{gj} + S_w \rho_w C_{wj})] \dots\dots\dots (2-98)$$

Terdapat N persamaan seperti **Persamaan (2-98)** dimana variabel-variabelnya adalah

$$\begin{matrix} C_{oj} & C_{gj} & C_{wj} \\ S_o & S_g & S_w \\ P_o & P_g & P_w \end{matrix}$$

Dimana  $j = 1, \dots, N$

Dimana berlaku hubungan seperti

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

$$\sum_{j=1}^N C_{oj} = 1$$

$$\sum_{j=1}^N C_{gj} = 1$$

$$\sum_{j=1}^N C_{wj} = 1$$

Kuantitas  $C_{oj}$ ,  $C_{gj}$  dan  $C_{wj}$  berhubungan dengan kesetimbangan fasa juga tergantung pada tekanan dan temperatur.

$$\frac{C_{gj}}{C_{oj}} = K_{jgo}(T, p_o, p_g, C_{gj}, C_{oj})$$

$$\frac{C_{gj}}{C_{wj}} = K_{jgw}(T, p_w, p_g, C_{gj}, C_{wj})$$

dimana:  $K_{jgo}$  dan  $K_{jgw}$  adalah konstanta distribusi

#### **2.2.4. Jenis-jenis Simulator**

Berdasarkan jenis dan kegunaannya, simulator dibedakan menjadi tiga jenis. Ketiga jenis simulator tersebut yaitu:

a. *Black Oil Simulation*

Simulasi reservoir jenis ini digunakan untuk kondisi isothermal, aliran simultan dari minyak, gas dan air yang berhubungan dengan viskositas, gaya gravitasi dan gaya kapiler. *Black oil* disini digunakan untuk menunjukkan bahwa jenis cairan homogen, tidak ditinjau komposisi kimianya.

b. *Thermal Simulation*

Simulasi ini banyak digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulasi ini banyak digunakan untuk studi injeksi uap panas dan pada proses perolehan minyak tahap lanjut (*in situ combustion*).

c. *Compositional Simulation*

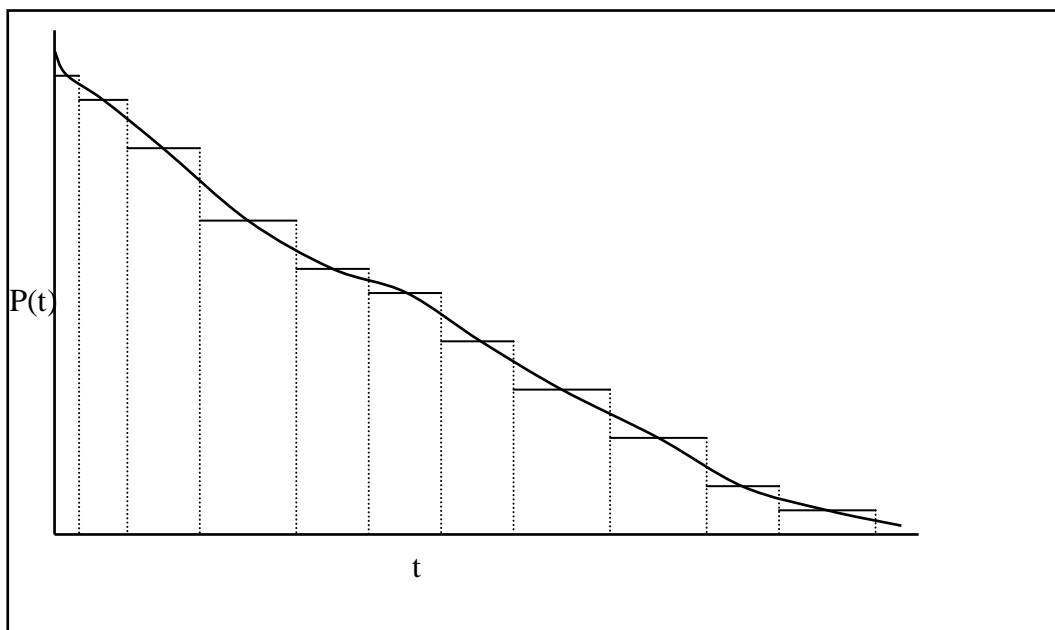
Simulasi ini digunakan jika komposisi cairan atau gas diperhitungkan terhadap perubahan tekanan. Simulasi jenis ini banyak digunakan untuk studi perilaku reservoir yang berisi *volatile-oil* dan *gas condensate*.

## 2.3. Model Finite Difference

### 2.3.1. Proses Diskritisasi

Pemecahan sistem persamaan aliran pada umumnya akan menghadapi penentuan variable yang tergantung terhadap waktu dan ruang.

Spatial domain dipecahkan ke dalam sejumlah *cells*, *grids*, atau *blocks* serta menentukan tipe *grid* yang digunakan. *Grid* ini pada umumnya berbentuk rectangular tapi tidak harus selalu demikian. *Time domain* juga dipisahkan menjadi *timesteps*. Ukuran selang waktu tersebut tergantung persoalan yang akan dipecahkan, pada umumnya semakin kecil selang waktu maka solusi yang diperoleh akan semakin akurat. Contoh dari *time discretization* adalah **Gambar 2.14.** berikut.



**Gambar 2.14.**  
**Time Discretization**

### Finite Difference

Persamaan differensial parsial dapat digantikan dengan finite difference. Persamaan finite diffence dapat diperoleh dengan membuat deret Taylor, seperti berikut:

$$P(x + \Delta x) = P(x) + \Delta x P'(x) + \frac{1}{2} \Delta x^2 P''(x) + \frac{1}{6} \Delta x^3 P'''(x) \dots\dots\dots (2-99)$$

$$P(x - \Delta x) = P(x) - \Delta x P'(x) + \frac{1}{2} \Delta x^2 P''(x) - \frac{1}{6} \Delta x^3 P'''(x) \dots\dots\dots (2-100)$$

dimana:  $P' = \frac{\partial P}{\partial x}$                        $P'' = \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}$

**Derivative Pertama**

Persamaan (2-99) dan (2-100) dapat diselesaikan dengan derivative pertama atau kedua sesuai kebutuhan, contoh:

*Forward Difference:*

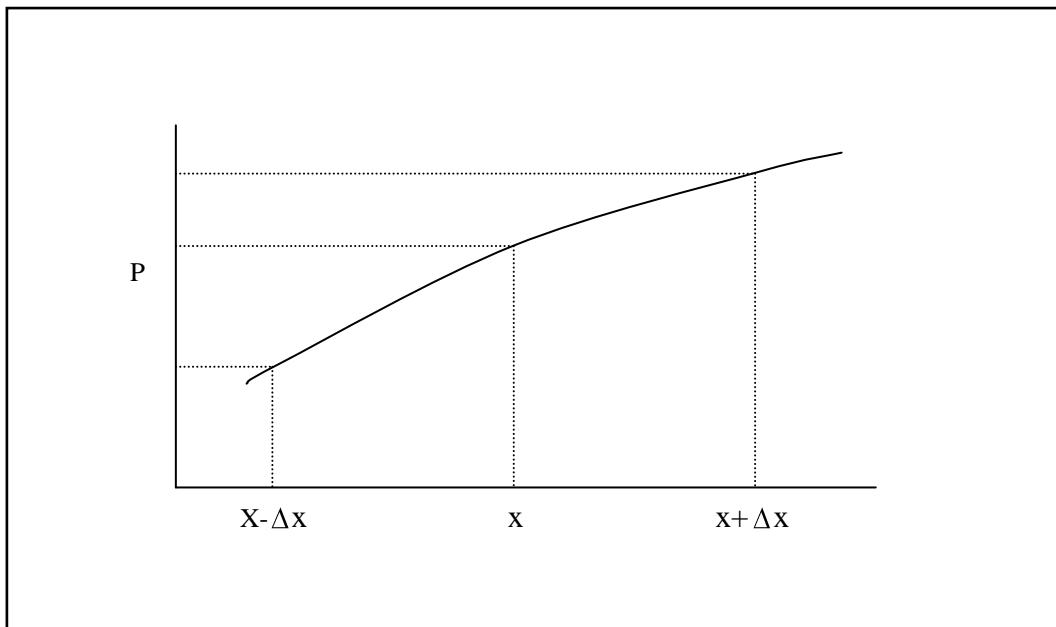
$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P(x + \Delta x) - P(x)}{\Delta x} \dots\dots\dots (2-101)$$

*Backward Difference:*

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P(x) - P(x - \Delta x)}{\Delta x} \dots\dots\dots (2-102)$$

*Central Difference:*

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P(x + \Delta x) - P(x - \Delta x)}{2\Delta x} \dots\dots\dots (2-103)$$

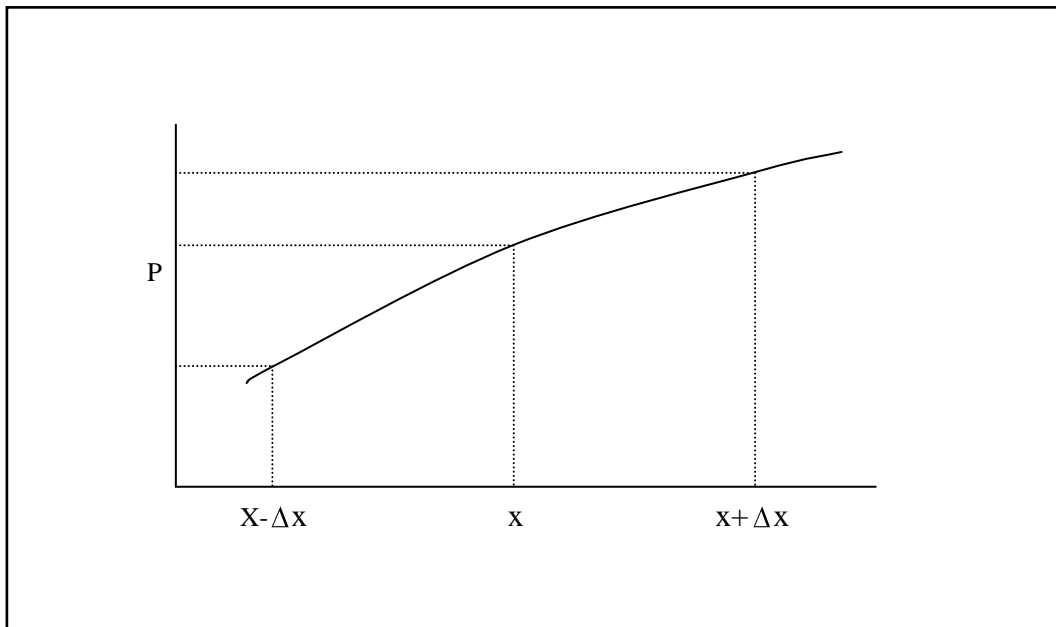


**Gambar 2.15.**  
**Derivative Pertama**

**Derivative Kedua**

Untuk  $P''(x)$ :

$$P''(x) = \frac{P(x + \Delta x) - 2P(x) + P(x - \Delta x)}{\Delta x^2} + O(\Delta x^2) \dots \dots \dots (2-104)$$

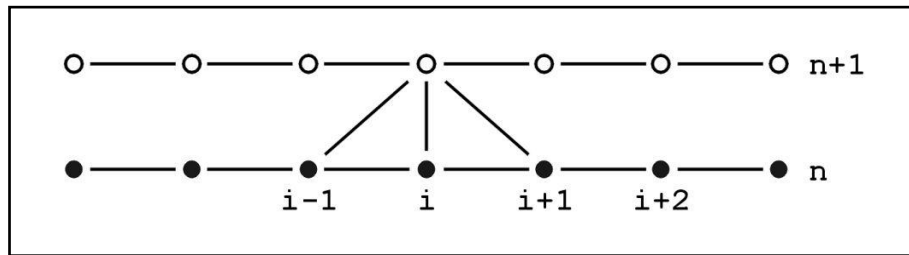


**Gambar 2.16.**  
**Derivative Kedua**

**2.3.2. Konsep Formulasi Explicit dan Implicit**

- **Formulasi Eksplisit**

Pada formulasi eksplisit, solusi ditentukan secara langsung untuk satu titik yang tidak diketahui pada suatu waktu tertentu dengan menggunakan harga dari titik-titik dari waktu sebelumnya **Gambar 2.17.**



**Gambar 2.17.**  
**Skema Penyelesaian dengan Metode Eksplisit**

Penyelesaian persamaan dengan metode eksplisit adalah sebagai berikut :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\partial P}{\partial t}$$

diubah ke bentuk *finite difference*

$$\frac{P_{i,j+1}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{P_{i+1,j}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} = \frac{P_{i,j}^{n+1} - P_{i,j}^n}{\Delta t} \dots\dots\dots (2-105)$$

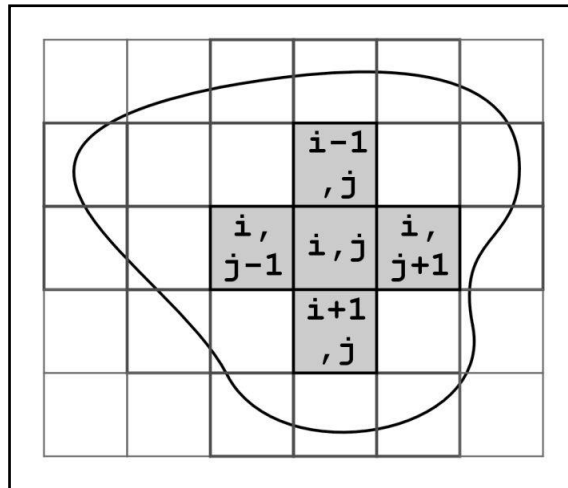
dimana:

- $i, j$  = lokasi sel dalam *grid*
- $n$  = tingkatan waktu lama
- $n+1$  = tingkatan waktu baru

dengan mengeluarkan faktor tekanan, didapat persamaan:

$$P_{i,j}^{n+1} = P_{i,j}^n + \frac{\Delta t}{\Delta x^2} (P_{i,j+1}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i,j-1}^n) + \frac{\Delta t}{\Delta y^2} (P_{i+1,j}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i-1,j}^n) \dots\dots\dots (2-106)$$

**Persamaan (2-106)**, menggambarkan metode eksplisit, dimana solusi dapat diperoleh secara langsung (tekanan pada *time level* yang baru merupakan fungsi dari tekanan sebelumnya). Setiap harga pada bagian sebelah kanan persamaan di atas diketahui, sehingga persamaan di atas merupakan satu persamaan dengan satu bilangan tak diketahui. **Gambar 2.18.**, memperlihatkan kedudukan sel pada kondisi 2-dimensi.

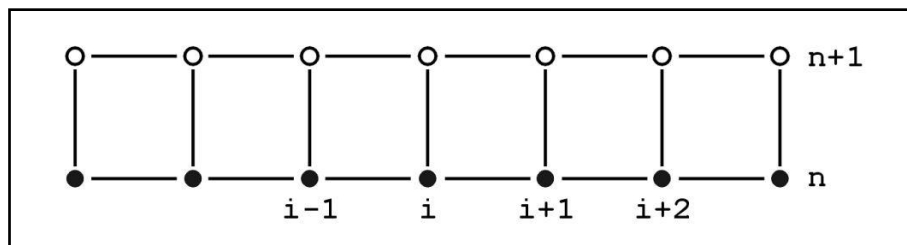


**Gambar 2.18.**  
**Pengaturan Sel pada 2 Dimensi untuk Metode Eksplisit**

Metode eksplisit tidak lazim digunakan di dalam simulasi reservoir, karena sangat tergantung sekali pada *time step*. Pemakaian metode ini meskipun tergantung pada *time step* waktu yang digunakan hingga mendapatkan hasil lebih singkat dibandingkan dengan metode implisit.

- **Formulasi Implisit**

Metode implisit memerlukan penyelesaian secara simultan.



**Gambar 2.19.**  
**Skema Penyelesaian dengan Metode Implisit**



Penyelesaian persamaan dengan metode eksplisit adalah sebagai berikut :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial t}$$

diubah ke bentuk *finite diffence*:

$$\frac{P_{i-1} - 2P_i + P_{i+1}}{\Delta x^2} = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \dots\dots\dots (2-107)$$

Persamaan untuk menentukan harga P pada n+1, adalah sebagai berikut:

$$\frac{P_{i-1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i+1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \dots\dots\dots (2-108)$$

Selanjutnya dengan menggabungkan bentuk yang sama didapat persamaan:

$$P_{i+1}^{n+1} - \left(2 + \frac{\Delta x^2}{\Delta t}\right) P_i^{n+1} + P_{i-1}^{n+1} = -\frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_i^n \dots\dots\dots (2-109)$$

Secara umum persamaan dapat ditulis menjadi

$$a_i P_{i-1} + b_i P_i + c_i P_{i+1} = d_i \dots\dots\dots (2-110)$$

Koefisien *a*, *b*, dan *c* pada **Persamaan (2-110)** tergantung dari geometri sistem dan (*d<sub>i</sub>*) adalah konstanta yang diketahui. Pengamatan terhadap *n* sel, maka akan ada *n* persamaan dengan *n* harga yang tidak diketahui. Contoh perhitungan adalah sebagai berikut:

<u>Sel</u>		
1	$a_1 P_0 - b_1 P_1 + c_1 P_2$	$= d_1$
2	$a_2 P_1 - b_2 P_2 + c_2 P_3$	$= d_2$
3	$a_3 P_2 - b_3 P_3 + c_3 P_4$	$= d_3$
..	.....	$= \dots$
<i>n</i>	$a_n P_{n-1} - b_n P_n + c_n P_{n+1}$	$= d_n$

Sel dengan nomor 0 dan *n+1* biasanya adalah sel fiktif, sel tersebut tidak termasuk dalam model dan dapat dihilangkan dengan menggunakan kondisi batas.

Solusi dari persamaan di atas didapat dengan menggunakan notasi matrik, sebagai berikut:

$$A P = d$$

dimana bentuk matriksnya:



### **Pengertian Consistency**

- Pendekatan finite difference dikatakan konsisten bila truncation error mendekati 0 (nol).
- Hubungan antara persamaan differensial dengan formulasi diskrit disebut consistency.

### **Pengertian Convergency**

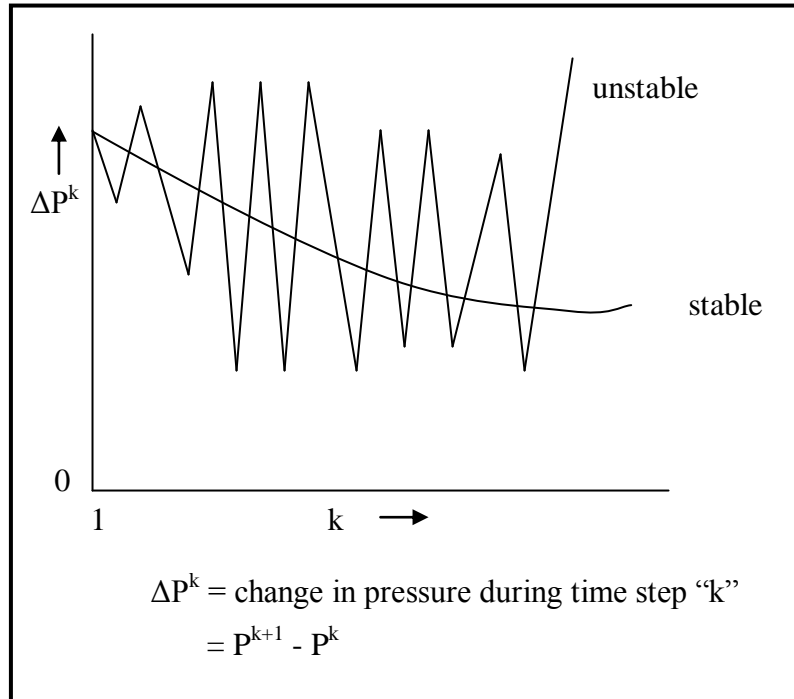
- Kesalahan antara solusi eksak dari persamaan finite difference-nya disebut discretization error.
- Formulasi finite difference disebut convergent bila discretization mendekati 0 (nol)

### **2.3.3. Kriteria Stabilitas**

Konsep stabilitas penting dalam permasalahan-permasalahan yang bergantung pada waktu.

Definisi: Suatu algoritma numerik dianggap stabil bila kesalahan-kesalahan yang dihasilkan pada beberapa tingkatan perhitungan tidak bertambah besar selama tahapan perhitungan.

Dalam pengertian yang lebih umum, stabilitas berarti bahwa solusi perhitungan dengan mesin bergantung secara kontinyu pada kondisi awal dan kondisi batas. Untuk persamaan eliptik, pendekatan selalu akan stabil bila ia konsisten (termasuk pendekatan dari kondisi batas) dan jika metode yang digunakan untuk menyelesaikan persamaan matrik, ia sendiri tabil melawan kesalahan pembatasan.



**Gambar 2.20.**  
**Kriteria Stabilitas Simulasi**

**Metode Matrik**

Pada umumnya, metode matrik melibatkan kesalahan karena penggunaan aljabar matrik. Pada kenyataannya, proses dimulai dengan mendefinisikan kesalahan yang berhubungan dengan solusi dari sistem persamaan linier yang simultan dan menghubungkan dengan kesalahan tadi untuk melanjutkan perkalian dari koefisien matrik A yang diberikan:

$$e^{n+1} = Ae^n = A(A e^{n-1}) \dots\dots\dots (2-117)$$

Jadi

$$e^{n+1} = A^{n+1} e^0 \dots\dots\dots (2-118)$$

Kemudian matrik A harus memiliki property tertentu untuk kesalahan  $e^{n+1}$  untuk mempertahankan batas. Perilaku dari matrik A dianalisa dalam harga  $\lambda$  dan verktor. Hal ini dimungkinkan karena definisi dari harga untuk tiap verktor V:

$$AV = \lambda V \dots\dots\dots (2-119)$$

Jadi kesalahan **Persamaan (2-118)** dapat ditulis:

$$e^{n+1} = A^{n+1} e^0 = \lambda^{n+1} e^0 \dots\dots\dots (2-120)$$

Jadi untuk kestabilan  $e^{n+1} \rightarrow 0$  sebagai pertambahan  $n + 1$ :

$$|\lambda| \leq 1 \dots\dots\dots (2-121)$$

Jadi **Persamaan (2-121)** dapat ditulis:

$$|\lambda_{\max}| \leq 1$$

Harga terbesar dinamakan radius spektrum dari matrik.

Pertimbangkan bahwa perlakuan stabilitas untuk kasus persamaan parabolic dalam dua dimensi:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = \frac{\partial u}{\partial t} \dots\dots\dots (2-122)$$

Penulisan formula implicit secara keseluruhan untuk sistem ini dalam dua dimensi digunakan untuk menentukan persamaan linier yang simultan.

Persamaan simultan didapat dari persamaan finite difference untuk setiap titik dalam mes:

$$Au = b \dots\dots\dots (2-123)$$

Dalam bentuk matrik

$$\begin{bmatrix} \diagdown & & & \\ & \diagdown & & \\ & & \diagdown & \\ & & & \diagdown \end{bmatrix} u = b$$

Sistem matrik dinormalisasi dengan mengacu pada tiap elemen diagonal  $a_{ii}$ . Kemudian A dapat disederhanakan menjadi segitiga matrik yang lebih rendah atau lebih tinggi sebagai berikut:

$$(I - H - K)u = b \dots\dots\dots (2-124)$$

dimana

$$-H = \begin{bmatrix} 0 & & & \\ & 0 & & \\ & & \cdot & \\ & & & \cdot \\ & & & & 0 \end{bmatrix}, \quad -K = \begin{bmatrix} 0 & & & \\ & 0 & & \\ & & \cdot & \\ & & & \cdot \\ & & & & 0 \end{bmatrix}$$

dan I adalah identitas matrik:

$$I = \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & 1 & & \\ & & \ddots & \\ & & & 1 \end{bmatrix}$$

**Persamaan (2-124)** dapat ditulis:

$$Iu = u = (H + K)u + b$$

kemudian

$$u^* = (H + K)u^* + b \dots\dots\dots (2-125)$$

dimana \* menandakan harga sebenarnya.

Seperti ditunjukkan sebelumnya, skema LSOR (the line successive over relaxation) dapat digunakan untuk menyelesaikan **Persamaan (2-122)**. Untuk skema LSOR skema umum finite-difference yang digunakan dalam model dapat dinyatakan dalam bentuk berikut:

$$Au^{n+1} = Bu^n + Cu^{n+1} + b \dots\dots\dots (2-126)$$

Dimana:

$$A = \begin{bmatrix} \diagdown & & & \\ & \diagdown & & \\ & & \diagdown & \\ & & & \diagdown \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} \diagdown & & & \\ & & & \\ & & & \\ & & & 0 \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} & & & \\ & & & 0 \\ & \diagdown & & \\ & & & \end{bmatrix} \quad \text{dan } b \text{ dikenal sebagai vector kolom}$$

Kesalahan pada iterasi didefinisikan sebagai:

$$e^n = u^* - u^n \dots\dots\dots (2-127)$$

Dimana  $u^n$  adalah bilangan ke-n dari nilai sebenarnya.

Penyelesaian **Persamaan (2-127)** untuk  $u^{n+1}$ :

$$u^{n+1} = A^{-1} Bu^n + A^{-1} Cu^{n+1} + A^{-1} b \dots\dots\dots (2-128)$$

Pengurangan **Persamaan (2-128)** dari **Persamaan (2-125)**, term pertambahan kesalahan menjadi:

$$e^{n+1} = (H - A^{-1}C) (u^* - u^{n+1}) + (K - A^{-1}B)(u^* - u^n) \dots\dots\dots (2-129)$$

Karena vektor kolom  $b$  dianggap konstan.

Jadi:

$$e^{n+1} = (H - A^{-1}C) e^{n+1} + (K - A^{-1}B)e^n \dots\dots\dots (2-130)$$

Penyelesaian untuk  $e^{n+1}$

$$e^{n+1} = [I - (H - A^{-1}C)] [K - A^{-1}B]e^n \dots\dots\dots (2-131)$$

$$= \{[I - (H - A^{-1}C)][K - A^{-1}B]\}^n e^0 \dots\dots\dots (2-132)$$

Matrik  $\{[I - (H - A^{-1}C)] [K - A^{-1}B]\}$ , harus mempunyai harga kurang dari penggabungan untuk konvergensi sistem. Saat iterasi bertambah, term kesalahan berkurang dan akhirnya mendekati nol.

$$E^{n+1} \longrightarrow 0$$

$$N \longrightarrow \infty$$

## **2.4. Solusi Untuk Persamaan Simulator**

### **2.4.1. Proses Pengerjaan**

Setelah mendapatkan persamaan untuk aliran yang simultan untuk berbagai fasa, maka diperlukan sistem untuk menyelesaikan parameter yang tidak diketahui.

Nilai yang diketahui adalah:

- Tekanan minyak
- Tekanan gas
- Tekanan air
- Saturasi minyak
- Saturasi gas
- Saturasi air

Parameter yang dapat diperoleh dari variable di atas:

- Laju alir minyak
- Laju alir gas
- Laju alir air

Proses penyelesaian persamaan tergantung seberapa besar sistem yang dimodelkan. Untuk penyelesaian persamaan simulator, terdapat dua metode persamaan yaitu:

- Metode Implicit Pressure – Explicit Saturation (IMPES)
- Metode Implicit Pressure – Implicit Saturation

### **2.4.2. Metode Implicit Pressure – Explicit Saturation (IMPES)**

Metoda ini dengan cara mengkombinasikan tiga persamaan: minyak, air dan gas menjadi satu persamaan dengan satu variable tekanan (misalnya tekanan minyak). Metoda ini juga mengkombinasikan persamaan *single phase* ke dalam *single multiphase* berdasarkan tekanan, kemudian menyelesaikan persamaan tekanan dengan implisit pada pendistribusian tekanan yang terjadi, sedangkan saturasi diperhitungkan secara eksplisit untuk setiap titik.

Perhatian terhadap potensial aliran dan tekanan kapiler untuk setiap fluida berikut:



Potensial aliran:

$$\text{minyak} : \Phi = P_o + \rho_o gh$$

$$\text{gas} : \Phi = P_g + \rho_g gh$$

$$\text{air} : \Phi = P_w + \rho_w gh$$

Tekanan kapiler:

$$\text{air/minyak: } P_{cw} = P_o - P_w$$

$$\text{gas/minyak: } P_{cg} = P_g - P_o$$

Sehingga diperoleh suatu persamaan:

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left[ \lambda_g \frac{\partial (\rho_g h)}{\partial x} + \lambda_o \frac{\partial (\rho_o h)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w h)}{\partial x} \right] = B_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + B_2 \dots \dots \dots (2-133)$$

Dimana  $\lambda$  merupakan “*mobility*”, yang merupakan fungsi dari saturasi dan tekanan:

$$\lambda = \frac{k_i}{\mu_i B_i} \dots \dots \dots (2-134)$$

Pada akhirnya menimbulkan pertanyaan bagaimana menghitung tekanan jika penyelesaian persamaan itu sendiri memerlukan data mobilitas yang tergantung pada tekanan? Untuk menjawabnya maka ada dua jalan, yaitu dengan mengevaluasi mobilitas,  $P_{og}$  dan  $P_{ow}$  pada kondisi tekanan sebelumnya, dengan harapan tak ada perubahan saturasi dan tekanan terlalu besar. Pendekatan tersebut dapat diuraikan sebagai berikut:

$$(\text{mobilitas, data kapilaritas})^n (\text{tekanan})^{n+1} = \text{ruas kanan}^{n+1.k+1} \dots \dots \dots (2-135)$$

Sehingga pendekatan di atas adalah dengan cara iterasi, dengan mengasumsikan data tekanan, saturasi dan kapilaritas dari perhitungan terbaru komputer, yang tentunya merupakan nilai dari *old time step* / selang waktu yang terdahulu. Pendekatannya sebagai berikut:

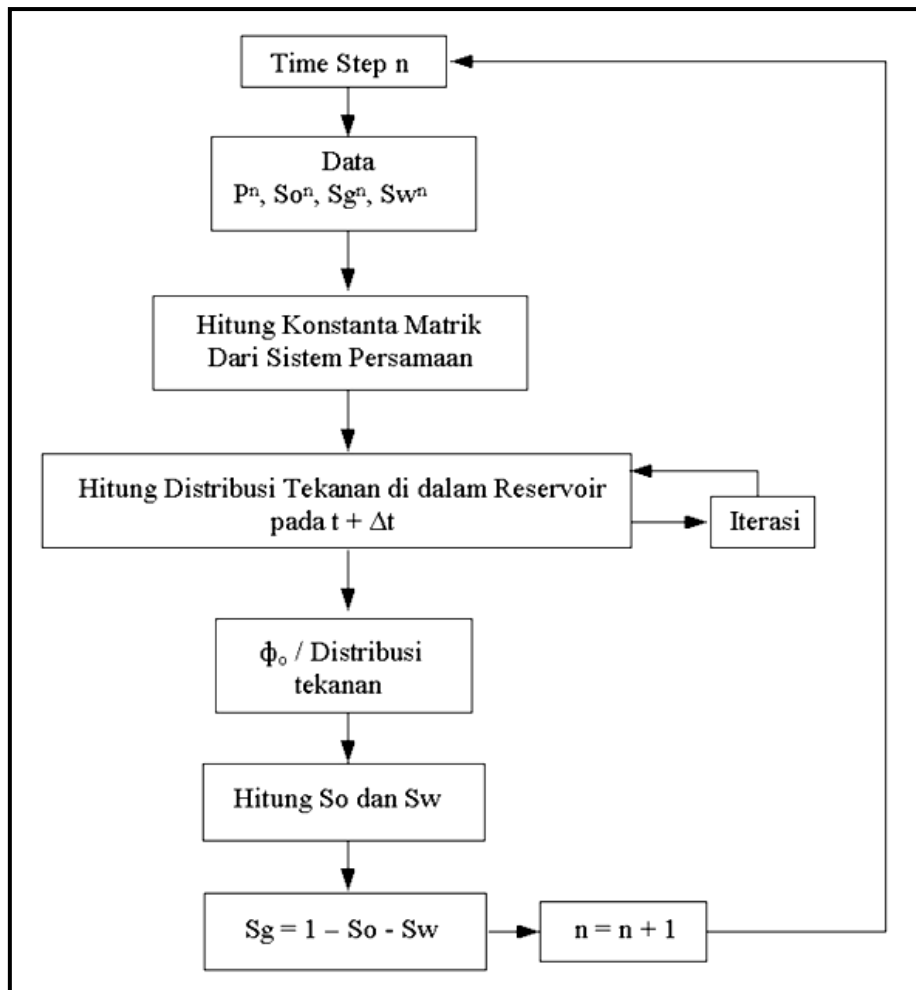
$$(\text{mobilitas, data kapilaritas})^{n+1.k} (\text{tekanan})^{n+1.k+1} = \text{ruas kanan}^{n+1.k+1} \dots \dots \dots (2-136)$$

**Finite Difference Analog**

Bentuk *finite difference* pada persamaan tekanan dapat dipecahkan dengan menggunakan sistem algoritma seperti, *Gaussian Elimination*, *Line Successive Over Relaxation (LSOR)*, *Conjugate Gradient – Like*, *Coordinate Sistem* untuk memperoleh distribusi tekanan, lalu potensial tekanan dapat diperhitungkan.

Potensial distribusi menghasilkan nilai saturasi yang baru dapat diperhitungkan sebagai berikut:

$$\left( \begin{matrix} \phi S_o \\ B_o \end{matrix} \right)^{n+1} = \left( \begin{matrix} S_o \\ B_o \end{matrix} \right)^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[ \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) \right] = S_o^n + \sum \text{Flux term} \dots\dots\dots (2-137)$$



**Gambar 2.21.**  
**Skema Penyelesaian dengan Metode IMPES**

**2.4.3. Metode Implicit Pressure – Implicit Saturation**

Metode ini juga disebut metode *Fully Implicit*, pada metode ini ketiga persamaan aliran (gas, minyak dan air) diselesaikan secara simultan, tanpa terlebih dahulu mengurangi jumlah persamaan. Setiap sel terdapat tiga variable yang harus dihitung;  $P_o$ ,  $P_w$ , dan  $P_g$ , sehingga akan menghasilkan sistem persamaan yang kompleks, demikian pula dengan koefisien matriks dari persamaan tersebut. Metode ini selain kompleks juga memerlukan waktu komputer yang lama.

Pada metode ini persamaan diferensial parsial satu dimensi untuk setiap fasa akan menggambarkan aliran fluida untuk masing masing fasa fluida yang mengalir dalam reservoir, seperti berikut ini terdapat dua fasa *incompressible* 1D:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) = \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} \dots\dots\dots (2-138)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \dots\dots\dots (2-139)$$

dimana:

- $\Phi$  =  $P + \rho gh$  = potensial aliran
- $h$  = ketinggian di atas *horizontal plane* yang dideferensikan
- $g$  = percepatan gravitasi
- $\rho$  = densitas air atau minyak
- $P$  = fasa tekanan minyak atau air

kemudian:

$$\Phi = P_o + \rho_o gh$$

$$\Phi = P_w + \rho_w gh$$

Selain itu perlu diingat bahwa dikarenakan ada dua fluida yaitu: minyak dan air maka berlaku:

$$S_o + S_w = 1$$

$$S_o = 1 - S_w$$

Kemudian tekanan kapiler pada setiap titik juga harus didefinisikan secara matematik sebagai:

$$P_c = P_o - P_w$$

Perubahan saturasi dinyatakan dalam bentuk tekanan kapiler dan kemudian dalam bentuk potensial aliran dipergunakan hukum rantai sehingga pada akhirnya didapatkan penurunan saturasi.

$$\frac{\partial S}{\partial P_c} = \frac{S^{n+1} - S^n}{\Phi_o^{n+1} - \Phi_w^n} \dots\dots\dots (2-140)$$

Sehingga:

$$\frac{\partial S}{\partial t} = S' \frac{\partial P_c}{\partial t} \dots\dots\dots (2-141)$$

Persamaan (2-138) dan (2-139) dapat ditulis:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) = -\phi S' \left( \frac{\partial \Phi_o}{\partial t} - \frac{\partial \Phi_w}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2-142)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) = -\phi S' \left( \frac{\partial \Phi_o}{\partial t} - \frac{\partial \Phi_w}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2-143)$$

Persamaan ini dapat dikembangkan untuk perhitungan derivatif S pada kondisi waktu  $n + \frac{1}{2}$ , dengan memperhitungkan persamaan diferensial parsial setiap fasa pada setiap sel dengan mempergunakan formulasi *fully implicit*, maka diperoleh 2 parameter yang tak diketahui pada waktu yang baru, yaitu:  $\Phi_o^{n+1}$  dan  $\Phi_w^{n+1}$ .

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta x} \left[ \left( \frac{k_o}{\mu_o} \right)_{i+1/2} \left( \frac{\Phi_{o_{t-1}}^{n+1} - \Phi_{o_t}^{n+1}}{\Delta x} \right) - \left( \frac{k_o}{\mu_o} \right)_{i-1/2} \left( \frac{\Phi_{o_t}^{n+1} - \Phi_{o_{t-1}}^{n+1}}{\Delta x} \right) \right] \\ & = -\frac{\Phi S'}{\Delta t} \left[ \left( \Phi_{o_t}^{n+1} - \Phi_{o_t}^n \right) - \left( \Phi_{w_t}^{n+1} - \Phi_{w_t}^n \right) \right] \dots\dots\dots (2-144) \end{aligned}$$

Untuk fasa air:

$$\frac{1}{\Delta x} \left[ \left( \frac{k_w}{\mu_w} \right)_{i+1/2} \left( \frac{\Phi_{w_{t-1}}^{n+1} - \Phi_{w_t}^{n+1}}{\Delta x} \right) - \left( \frac{k_w}{\mu_w} \right)_{i-1/2} \left( \frac{\Phi_{w_t}^{n+1} - \Phi_{w_{t-1}}^{n+1}}{\Delta x} \right) \right]$$

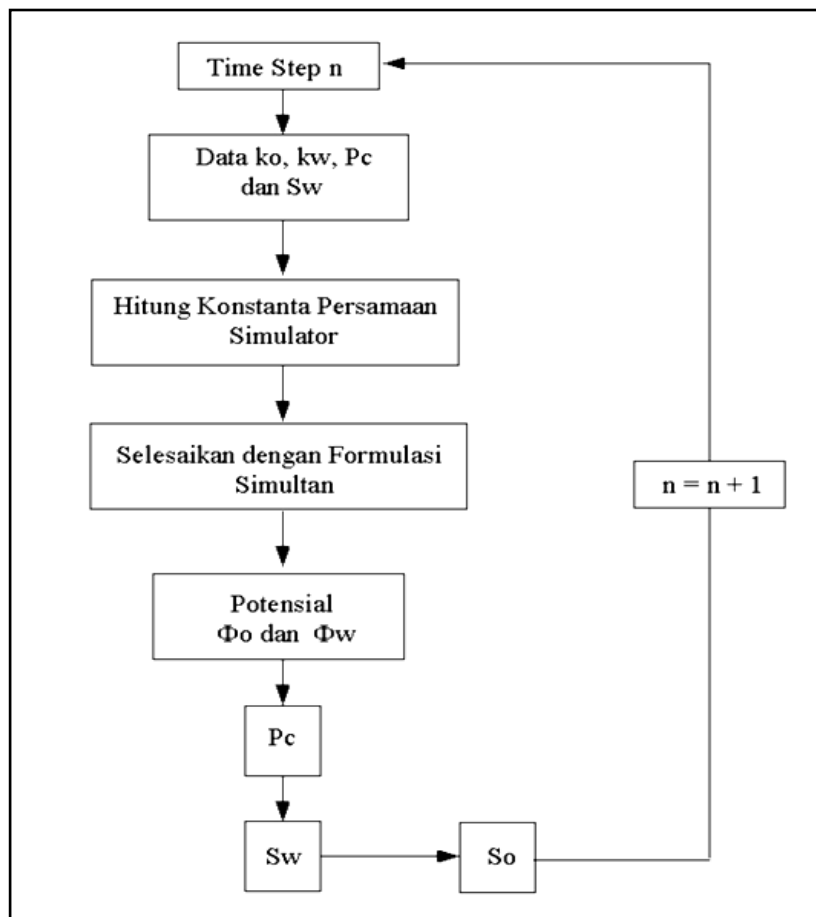
$$= + \frac{\Phi S'}{\Delta t} \left[ \Phi_{o_i}^{n+1} - \Phi_{o_i}^n \right] - \left[ \Phi_{w_i}^{n+1} - \Phi_{w_i}^n \right] \dots \dots \dots (2-145)$$

Pertimbangkan **Persamaan (2-144)** dan **(2-145)** ditulis dalam bentuk tipikal dimana faktor yang belum diketahui ditulis pada ruas kiri dan faktor yang diketahui ditulis diruas kanan. Untuk persamaan minyak (**Persamaan (2-144)**) ditulis dalam bentuk finite different:

$$e\Phi_{ot-1}^{n+1} + f\Phi_{ot}^{n+1} - g\Phi_{ot-1}^{n+1} - h\Phi_{wt}^{n+1} = D_{ot} \dots \dots \dots (2-146)$$

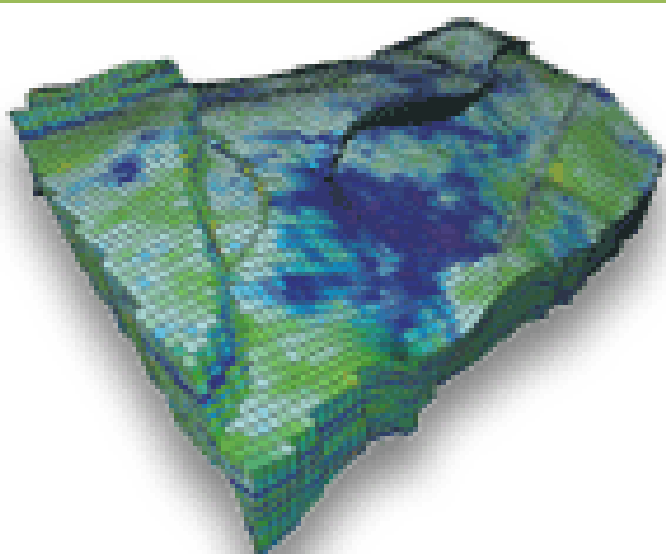
untuk persamaan air:

$$e\Phi_{ot-1}^{n+1} + f\Phi_{ot}^{n+1} - g\Phi_{ot-1}^{n+1} - h\Phi_{wt}^{n+1} = D_{ot} \dots \dots \dots (2-147)$$



**Gambar 2.22.**  
**Skema Penyelesaian dengan Metode Simultan**

# Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir



## **BAB III** **PENGOLAHAN DATA RESERVOIR** **DAN PRODUKSI**

**Edisi -**

**2011**

**Joko Pamungkas**

**DAFTAR ISI**

BAB III. PENGOLAHAN DATA RESERVOIR DAN PRODUKSI .....	III-1
3.1. Tujuan .....	III-1
3.2. Pengolahan Data Kurva Permeabilitas Relatif .....	III-1
3.2.1. Konsep Dasar .....	III-2
3.2.2. Normalisasi dan Perata-rataan Kurva Permeabilitas Relatif.....	III-8
3.2.3. Pengolahan Data Permeabilitas Relatif.....	III-45
3.2.4. Pengelolaan Permeabilitas Relatif untuk Rekahan.....	III-56
3.3. Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ ).....	III-57
3.3.1. Definisi Tekanan Kapiler ( $P_c$ ).....	III-57
3.3.2. Leverett J-Function .....	III-59
3.3.3. Konversi Data Laboratourim Tekanan Kapiler.....	III-60
3.3.4. Prosedur Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ ) .....	III-61
3.3.5. Contoh Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ ).....	III-62
3.4. Pengolahan Data Porositas .....	III-69
3.5. Pengolahan Data PVT .....	III-71
3.5.1. Diagram Fasa Minyak dan Gas.....	III-71
3.5.2. Sifat-sifat Fisik Minyak.....	III-74
3.5.3. Pengolahan Data PVT Minyak .....	III-82
3.5.4. Pengolahan Data PVT untuk Reservoir Gas .....	III-85
3.5.5. Contoh Pengolahan Data PVT Minyak.....	III-86
3.6. Pengelolaan Data Produksi .....	III-98
3.7. Penentuan <i>Rock Region</i> .....	III-105
3.8. Identifikasi Mekanisme Pendorong .....	III-110

**DAFTAR GAMBAR**

Gambar 3.1. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air – Minyak ..... III-5

Gambar 3.2. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas – Minyak ..... III-6

Gambar 3.3. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas – Air ..... III-6

Gambar 3.4. Variasi Dua Kurva Permeabilitas Relatif Pada  $S_w = 0.5$  ..... III-7

Gambar 3.5. Hubungan Wetabilitas batuan dengan Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Minyak – Air ..... III-7

Gambar 3.6. Kurva Permeabilitas Relatif Tiga Core Pada Sistem Air-Minyak ..... III-12

Gambar 3.7. Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air-Minyak ..... III-15

Gambar 3.8. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Minyak-Air ..... III-20

Gambar 3.9. Cara Lain Membuat Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air – Minyak ..... III-22

Gambar 3.10. Kurva Permeabilitas Relatif Hasil SCAL Sistem Gas-Minyak... III-24

Gambar 3.11. Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas-Minyak ..... III-28

Gambar 3.12. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core Pada Sistem Gas-Minyak ..... III-33

Gambar 3.13. Kurva Permeabilitas Relatif Hasil SCAL Sistem Gas-Air ..... III-35

Gambar 3.14. Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas-Air ..... III-38

Gambar 3.15. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core Pada Sistem Gas-Air ..... III-43

Gambar 3.16.  $S_{wc}$  vs Permeabilitas Pada Sistem Minyak – Air ..... III-47

Gambar 3.17.  $S_{wc}$  vs  $S_{or}$  Pada Sistem Minyak – Air ..... III-48

Gambar 3.18.  $S_{wc}$  vs  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  Pada Sistem Minyak – Air ..... III-48

Gambar 3.19.  $S_{wc}$  vs  $(k_{rw})_{S_{or}}$  Pada Sistem Minyak - Air ..... III-49

Gambar 3.20.  $S_{lr}$  vs Permeabilitas Pada Sistem Minyak – Gas ..... III-50

Gambar 3.21.  $S_{lr}$  vs  $S_{wc}$  Pada Sistem Minyak - Gas ..... III-51

Gambar 3.22.  $S_{wc}$  vs  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  Pada Sistem Minyak – Gas ..... III-51

Gambar 3.23.  $S_{lr}$  vs  $(k_{rg})_{S_{lr}}$  Pada Sistem Minyak - Gas ..... III-52

Gambar 3.24.  $S_{wc}$  vs Permeabilitas Pada Sistem Gas – Air ..... III-53

Gambar 3.25.  $S_{wc}$  vs  $S_{gc}$  Pada Sistem Gas - Air ..... III-54

Gambar 3.26.  $S_{wc}$  vs  $(k_{rg})_{S_{wc}}$  Pada Sistem Gas – Air ..... III-54

Gambar 3.27.  $S_{lr}$  vs  $(k_{rg})_{S_{lr}}$  Pada Sistem Gas - Air ..... III-55

Gambar 3.28. Kurva Permeabilitas Relatif untuk Rekahan ..... III-56

Gambar 3.29.  $P_c$  vs  $S_w$  dan Ilustrasi Distribusi  $S_w$  Pada Reservoir Minyak Untuk Berbagai Variasi Harga Permeabilitas ..... III-58

Gambar 3.30. Kurva Tekanan Kapiler vs Saturasi Air Hasil Laboratorium .. III-63

Gambar 3.31. Kurva  $J(S_w)$  vs  $S_w$  (Normalisasi) ..... III-66

Gambar 3.32. Kurva  $(P_c)_{res}$  vs  $S_w$  ..... III-67

Gambar 3.33. Kurva  $h$  (ketinggian di atas FWL) vs  $S_w$  ..... III-67



**DAFTAR GAMBAR, lanjutan**

Gambar 3.34. Hubungan Porositas <i>Core</i> dan Porositas <i>Log</i> .....	III-70
Gambar 3.35. Hubungan Porositas <i>Core</i> dan Permeabilitas <i>Core</i> .....	III-70
Gambar 3.36. Diagram Fasa untuk Berbagai Jenis Minyak dan Gas .....	III-71
Gambar 3.37. Tipikal Sifat Fisik Minyak ( $R_s$ , $B_o$ dan $\mu_o$ ) Sebagai Fungsi Tekanan .....	III-74
Gambar 3.38. Kurva ( $R_s$ , $B_o$ dan $\mu_o$ ) vs $P$ pada Dua Sampel .....	III-75
Gambar 3.39. Jumlah Lapisan Banyak, Tetapi Data PVT .....	III-82
Gambar 3.40. Contoh Hasil Analisa untuk PVT Reservoir Gas untuk Berbagai Zona .....	III-85
Gambar 3.41. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi Sebagai Fungsi Dari Kedalaman .....	III-87
Gambar 3.42. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) Vs Temperatur Reservoir .....	III-87
Gambar 3.43. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) vs Faktor Volume Minyak Pada Tekanan Saturasi ( $B_{ob}$ ) .....	III-88
Gambar 3.44. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) vs $R_s$ .....	III-88
Gambar 3.45. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) vs $S_g$ .....	III-89
Gambar 3.46. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi ( $P_b$ ) vs $^{\circ}API$ .....	III-89
Gambar 3.47. Contoh Hubungan $R_s$ vs Tekanan Untuk Lapisan X1 .....	III-96
Gambar 3.48. Contoh Hubungan FVF, Viscositas Minyak vs Tekanan Untuk Lapisan X1 .....	III-96
Gambar 3.49. Perilaku Laju dan Kumulatif Produksi Pada Reservoir X ....	III-100
Gambar 3.50. Perilaku Laju dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X ..	III-100
Gambar 3.51. Perilaku Produksi Per Jumlah Sumur dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X .....	III-100
Gambar 3.52. Perilaku Laju dan WC serta GLR Pada Reservoir X .....	III-100
Gambar 3.53. Perilaku Kumulatif Produksi dan Tekanan Serta RF Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.54. Perilaku Kumulatif Produksi dan Kumulatif WC serta GLR Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.55. Perilaku Produksi Minyak, WC dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.56. Perilaku Produksi Fluida, GLR dan Tekanan Pada Reservoir X .....	III-101
Gambar 3.57. Contoh Hasil Sejarah Sumuran .....	III-102
Gambar 3.58. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Isopermeabilitas .....	III-104
Gambar 3.59. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Isoporositas .....	III-104
Gambar 3.60. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Kumulatif <i>Water Cut</i> .....	III-104
Gambar 3.61. Contoh Penentuan Rock Region Secara Lateral .....	III-105
Gambar 3.62. Contoh Penentuan <i>Rock Region</i> Menggunakan Hasil Distribusi Swi <i>3D Model</i> .....	III-106

**DAFTAR GAMBAR, lanjutan**

Gambar 3.63. Contoh Penentuan <i>Rock Region</i> Menggunakan Swi yang Dibagi Per-reservoir .....	III-107
Gambar 3.64. Contoh Penentuan <i>Rock Region</i> Menggunakan Swi yang Dibagi Per-facies .....	III-107
Gambar 3.65. Penentuan <i>Rock Region</i> Berdasarkan Hasil Distribusi Data Permeabilitas .....	III-109
Gambar 3.66. <i>Rock Region</i> Yang Telah Diaplikasikan ke <i>3D Model</i> .....	III-109
Gambar 3.67. Contoh Perilaku Mekanisme Pendorong vs Kumulatif Produksi .....	III-111

**DAFTAR TABEL**

Tabel 3-1.	Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Air-Minyak..	III-12
Tabel 3-2.	Hasil Perhitungan $S_w^*$ .....	III-13
Tabel 3-3.	Penentuan Harga $(k_{ro})_{Swc}$ dan $(k_{rw})_{Sor}$ .....	III-13
Tabel 3-4.	Hasil Perhitungan $k_{ro}^*$ dan $k_{rw}^*$ .....	III-15
Tabel 3-5.	Tabulasi Hasil Perhitungan $(k_{ro}^*)_{avg}$ dan $(k_{rw}^*)_{avg}$ .....	III-17
Tabel 3-6.	Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core .....	III-19
Tabel 3-7.	Hasil Perhitungan $k_{ro}^*$ dan $k_{rw}^*$ .....	III-21
Tabel 3-8.	Hasil Perhitungan Rata-rata $S_w^*$ , $k_{ro}^*$ dan $k_{rw}^*$ dan De-normalisasi $S_w$ , $k_{ro}$ dan $k_{rw}$ .....	III-22
Tabel 3-9.	Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Gas-Minyak .....	III-23
Tabel 3-10.	Hasil Perhitungan $S_g$ .....	III-25
Tabel 3-11.	Penentuan $S_{org}$ .....	III-25
Tabel 3-12.	Hasil Perhitungan $S_g^*$ .....	III-26
Tabel 3-13.	Harga $(k_{rog})_{Sgc}$ dan $(k_{rg})_{Slr}$ .....	III-26
Tabel 3-14.	Hasil Perhitungan $k_{rg}^*$ dan $k_{rog}^*$ .....	III-27
Tabel 3-15.	Hasil Perhitungan $(k_{rog}^*)_{avg}$ dan $(k_{rg}^*)_{avg}$ .....	III-30
Tabel 3-16.	Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core .....	III-32
Tabel 3-17.	Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Gas-Air .....	III-34
Tabel 3-18.	Hasil Perhitungan $S_w^*$ .....	III-36
Tabel 3-19.	Harga $(k_{rg})_{Swc}$ dan $(k_{rw})_{Sgr}$ .....	III-36
Tabel 3-20.	Hasil Perhitungan $k_{rg}^*$ dan $k_{rw}^*$ .....	III-37
Tabel 3-21.	Hasil Perhitungan $(k_{rg}^*)_{avg}$ dan $(k_{rw}^*)_{avg}$ .....	III-40
Tabel 3-22.	Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core .....	III-42
Tabel 3-23.	Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Minyak – Air .....	III-47
Tabel 3-24.	Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Minyak – Gas .....	III-50
Tabel 3-25.	Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Gas – Air .....	III-53
Tabel 3-26.	Data Tekanan Kapiler .....	III-62
Tabel 3-27.	Hasil Perhitungan $J(S_w)$ , $P_c$ dan h .....	III-65
Tabel 3.28.	Tipikal Komposisi Hidrokarbon Alam Dari Minyak Dan gas .....	III-72
Tabel 3.29.	Tipikal Karakteristik Minyak Dan gas .....	III-73
Tabel 3.30.	Contoh Tabel PVT .....	III-86
Tabel 3.31.	Perhitungan $\gamma_g$ dan Bob .....	III-91
Tabel 3.32.	Perhitungan Rs dan Bob .....	III-92
Tabel 3.33.	Tabel Perhitungan PVT Untuk Lapisan X1 .....	III-95
Tabel 3.34.	Format Data Produksi untuk Lapangan .....	III-98
Tabel 3.35.	Format Data Produksi untuk Sumuran .....	III-99

## **BAB III**

### **PENGOLAHAN DATA RESERVOIR DAN PRODUKSI**

#### **3.1. Tujuan**

Hasil simulasi reservoir sangat ditentukan oleh kelengkapan data yang tersedia serta bagaimana dalam pengolahan data tersebut, terutama pengolahan data reservoir dan produksinya. Tujuan dari pengolahan data ini adalah untuk memaksimalkan data yang terbatas dengan pengolahan data secara detail sehingga akan menghasilkan model simulasi reservoir yang sesuai dengan kondisi reservoir yang sebenarnya.

Pengolahan data tersebut meliputi antara lain:

1. Pengolahan Data Permeabilitas
2. Pengolahan Data Tekanan Kapiler
3. Pengolahan Data Porositas
4. Pengolahan Data PVT
5. Pengolahan Data Produksi dan Tekanan
6. Penentuan *Rock Region*
7. Identifikasi Mekanisme Pendorong

#### **3.2. Pengolahan Data Kurva Permeabilitas Relatif**

Pengolahan data permeabilitas dari hasil analisa *Spesial Core* (*Special Core Analysis* - SCAL) yang perlu dilakukan antara lain meliputi kurva-kurva permeabilitas dan permeabilitas relatif sebagai fungsi dari saturasi ( $S_w$ ,  $S_{wc}$ ,  $S_o$ ,  $S_{or}$ ,  $S_g$ ,  $S_{gc}$  dan  $S_{lr}$ ).

### 3.2.1. Konsep Dasar

**Permeabilitas** didefinisikan sebagai suatu bilangan yang menunjukkan kemampuan dari suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Definisi kuantitatif permeabilitas pertama-tama dikembangkan oleh *Henry Darcy* (1856). persamaan-persamaan permeabilitas yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$k = \frac{q\mu L}{A(P_1 - P_2)} \dots\dots\dots(3-1)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{K}, \quad k_{rg} = \frac{k_g}{K}, \quad \text{dan} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{K} \quad \dots\dots\dots(3-2)$$

$$k_o = \frac{q_o \mu_o \ln(r_e/r_w)}{2\pi h(P_e - P_w)} \dots\dots\dots(3-3)$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w \ln(r_e/r_w)}{2\pi h(P_e - P_w)} \dots\dots\dots(3-4)$$

dimana:

- $K$  = permeabilitas absolute, Darcy
- $k_o$  = permeabilitas efektif minyak, Darcy
- $k_g$  = permeabilitas efektif gas, Darcy
- $k_w$  = permeabilitas efektif air, Darcy
- $k_{ro}$  = permeabilitas relatif minyak, fraksi
- $k_{rg}$  = permeabilitas relatif gas, fraksi
- $k_{rw}$  = permeabilitas relatif air, fraksi

**Saturasi fluida batuan** didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori batuan yang ditempati oleh suatu fluida tertentu dengan volume pori-pori total pada suatu batuan berpori. Pada batuan reservoir minyak umumnya terdapat lebih dari satu macam fluida, kemungkinan terdapat air, minyak, dan gas yang tersebar ke seluruh bagian reservoir. Secara matematis, besarnya saturasi untuk masing-masing fluida dituliskan dalam persamaan berikut:

- Saturasi minyak ( $S_o$ ) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volume pori-pori yang diisi oleh minyak}}{\text{volume pori-pori total}} \dots\dots\dots(3-5)$$

- Saturasi air ( $S_w$ ) adalah:

$$S_w = \frac{\text{volume pori-pori yang diisi oleh air}}{\text{volume pori-pori total}} \dots\dots\dots (3-6)$$

- Saturasi gas ( $S_g$ ) adalah:

$$S_g = \frac{\text{volume pori-pori yang diisi oleh gas}}{\text{volume pori-pori total}} \dots\dots\dots (3-7)$$

pada sistim gas-minyak-air maka berlaku hubungan:

$$S_g + S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (3-8)$$

pada sistim minyak - air, maka:

$$S_l = S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (3-9)$$

pada sistim minyak - gas, maka:

$S_g + S_o + S_w = 1$ , jika  $S_l = S_o + S_{wc}$ , maka:

$$S_g = 1 - S_l \dots\dots\dots (3-10)$$

$$S_o = 1 - S_{wc} - S_g \dots\dots\dots (3-11)$$

dan pada sistim air - gas, maka:

$$S_g + S_w = 1 \dots\dots\dots (3-12)$$

Selain definisi saturasi tersebut di atas, perlu diperhatikan juga istilah-istilah lain dari saturasi dan permeabilitas yang cukup penting untuk diperhatikan, untuk lebih jelasnya lihat **Gambar 3.1.** (kurva permeabilitas relatif pada sistim minyak-air), **Gambar 3.2** (sistim gas-minyak) dan **Gambar 3.3.** (sistim gas-air).

**Connate water saturation,  $S_{wc}$**

adalah saturasi air minimum yang berada dalam batuan, yang keberadaannya bersamaan dengan proses terbentuknya batuan itu sendiri, besarnya harga  $S_{wc}$  jarang diketahui dengan pasti (**Gambar 3.1. – 3.3.**)

**Critical water saturation,  $S_{wcr}$**

adalah saturasi air mula-mula dimana air mulai bergerak, biasanya sama atau lebih besar dari  $S_{wc}$  (**Gambar 3.1** a dan b, **Gambar 3.3** a dan b), sering juga disebut sebagai *Irreducible Water Saturation,  $S_{wir}$*

**Critical Oil Saturation,  $S_{oc}$**

Pada sistim minyak air,  $S_{oc}$  saturasi minyak minimum dimana minyak sudah tidak dapat bergerak lagi (**Gambar 3.1** a dan b), sedangkan pada sistim minyak-gas  $S_{oc}$  adalah saturasi minyak mula-mula dimana minyak mulai bergerak (**Gambar 3.2** a dan b)

**Residual Oil Saturation,  $S_{or}$**

Pada sistim minyak-air,  $S_{or}$  adalah saturasi minyak minimum (sisa) yang tidak dapat bergerak tanpa merubah sifat-sifat kimia batuan dan fluidanya (**Gambar 3.1** a dan b), sedangkan pada sistim minyak-gas  $S_{or}$  adalah saturasi minimum minyak dimana minyak mulai bergerak, biasanya sama atau lebih besar dari  $S_{oc}$  (**Gambar 3.2** a dan b). Sering juga disebut sebagai *Critical Oil Saturation,  $S_{ocr}$* .

**Movable Oil Saturation,  $S_{om}$**

Saturasi minyak bergerak,  $S_{om}$  didefinisikan sebagai volume pori yang diisi oleh minyak yang dapat bergerak, secara matematis dapat ditulis,  $S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{or}$ .

**Critical Gas Saturation,  $S_{gcr}$**

adalah saturasi gas minimum dimana gas mulai bergerak (**Gambar 3.2** a dan b, **Gambar 3.3** a dan b), sering juga disebut sebagai *Residual Gas Saturation,  $S_{gr}$*

**Total Liquid Saturation,  $S_l$**

adalah total saturasi cairan (minyak dan air) =  $1 - S_g$

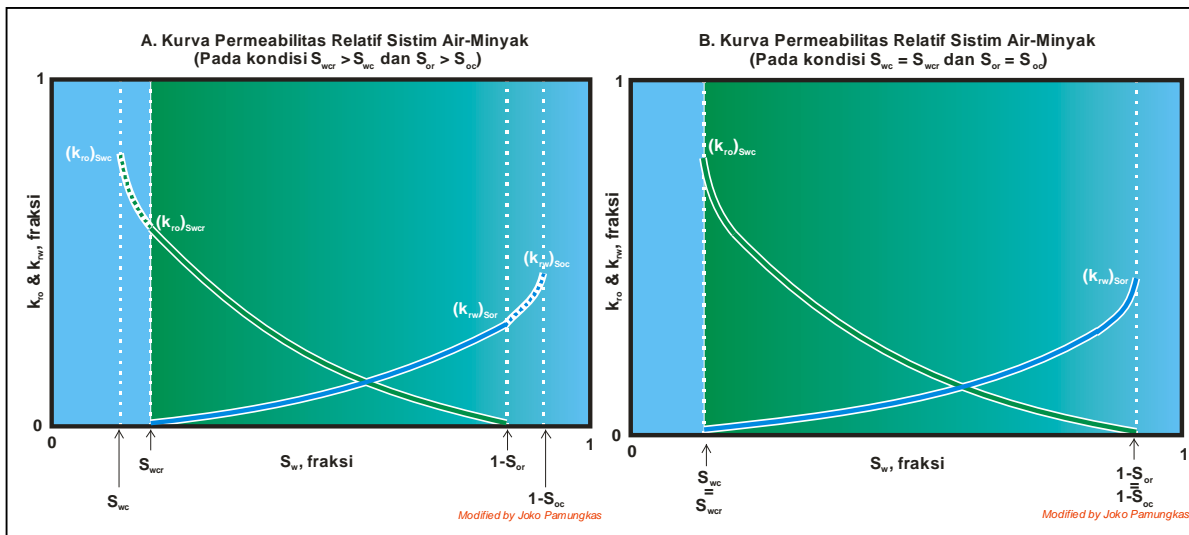
**Critical Liquid Saturation,  $S_{lcr}$**

adalah saturasi cairan sisa =  $(S_{wc} + S_{or})$

$(k_{ro})_{S_{wc}}$ , adalah harga permeabilitas relatif minyak,  $k_{ro}$  pada *Connate Water Saturation*,  $S_{wc}$ . Biasanya harga  $k_{ro}$  tersebut paling besar dan berada pada baris pertama pada tabulasi saturasi air dan permeabilitas pada sistim minyak-air. Pada sistim minyak-gas disebut sebagai  $(k_{ro})_{S_{gc}}$

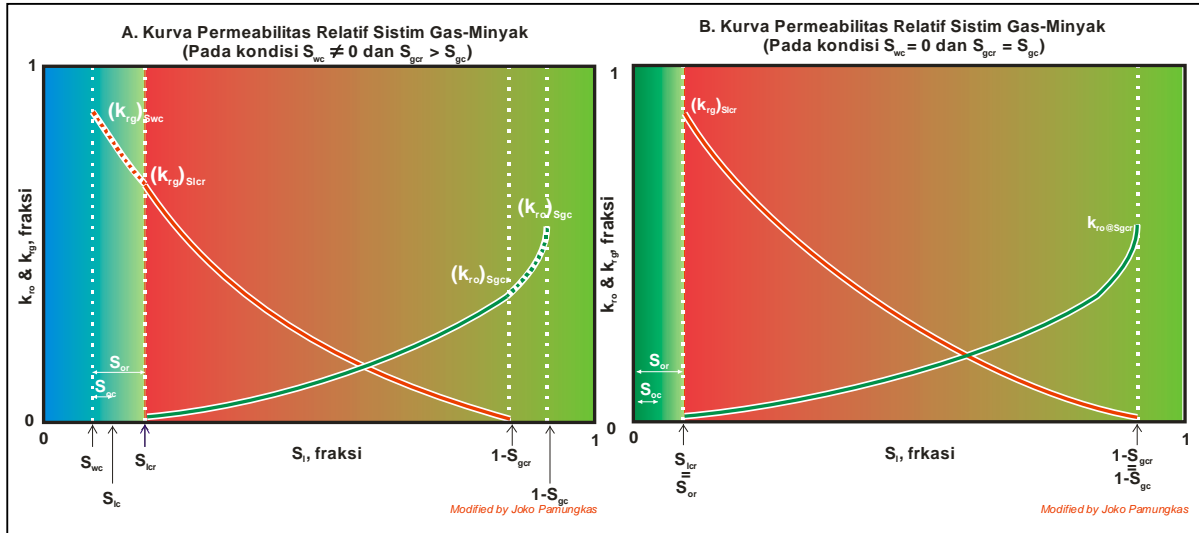
$(k_{rw})_{S_{or}}$ , adalah harga permeabilitas relatif air,  $k_{rw}$  pada *Residual Oil Saturation*,  $S_{or}$ . Biasanya harga  $k_{rw}$  tersebut paling besar dan berada pada baris terakhir pada tabulasi saturasi air dan permeabilitas pada sistim minyak-air. Pada sistim gas-air disebut sebagai  $(k_{rw})_{S_{gc}}$

$(k_{rg})_{S_{lr}}$ , adalah harga permeabilitas relatif gas,  $k_{rg}$  pada *Critical Liquid Saturation*,  $S_{lr}$ . Biasanya harga  $k_{rg}$  tersebut paling besar dan berada pada baris terakhir pada tabulasi saturasi *liquid* dan permeabilitas pada sistim minyak-gas. Pada sistim gas-air disebut sebagai  $(k_{rg})_{S_{wc}}$

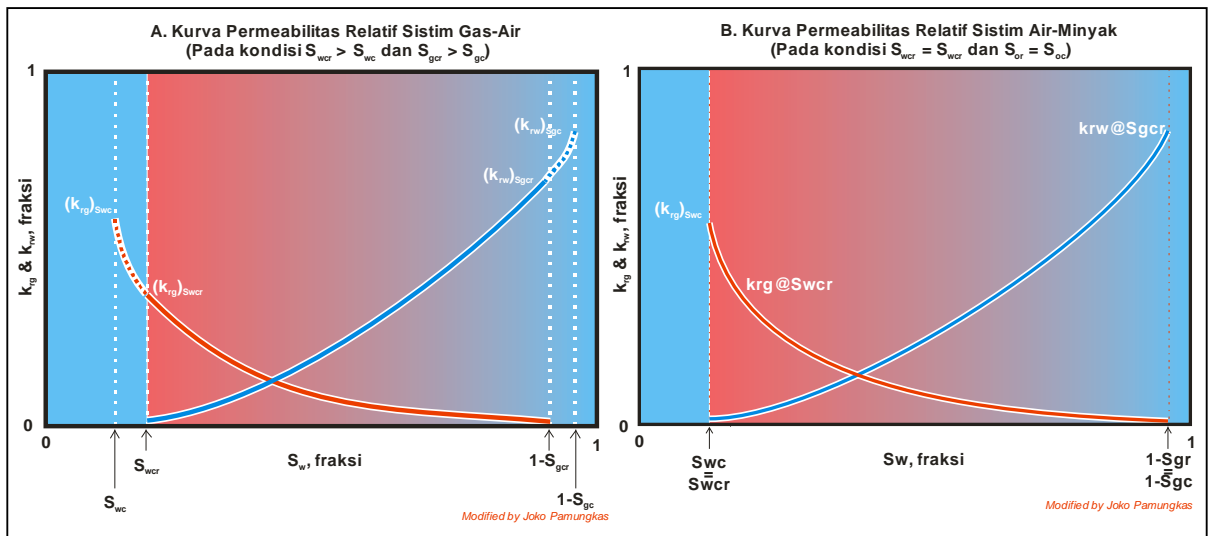


**Gambar 3.1. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistim Air - Minyak**





Gambar 3.2. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas - Minyak

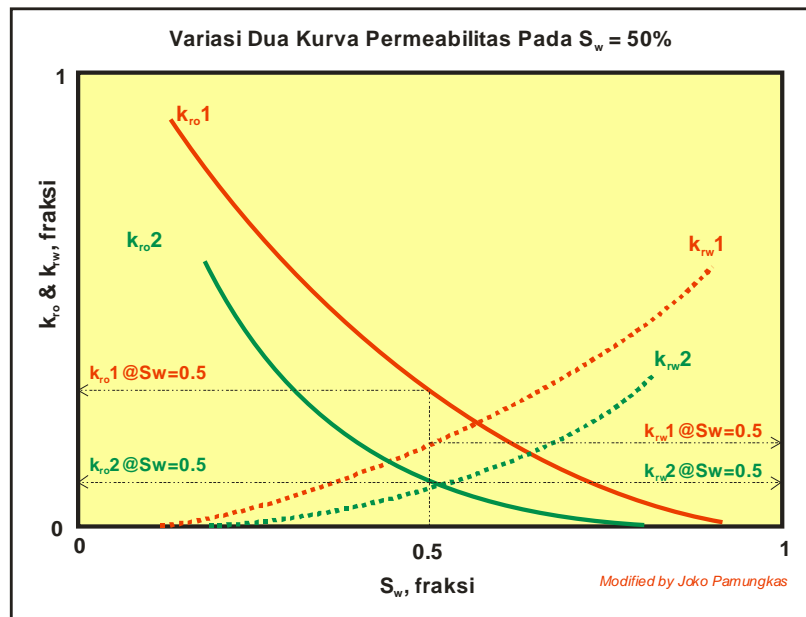


Gambar 3.3. Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas - Air

Kurva hubungan permeabilitas relatif (sistem minyak-air) terhadap laju produksi pada harga saturasi tertentu (contoh  $S_w = 0.5$ ) dapat dilihat pada Gambar 3.4. yaitu:

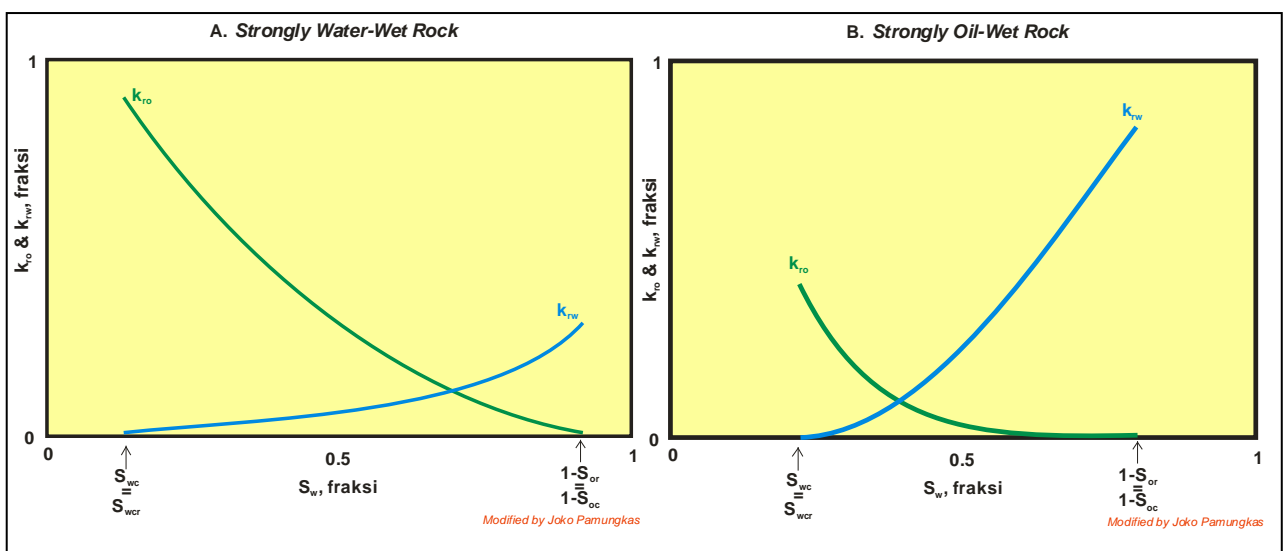
- Harga  $k_{r01} > k_{r02}$ , mengakibatkan laju produksi minyak yang dihasilkan pada  $k_{r01}$  lebih besar dari  $k_{r02}$

- Harga  $k_{rw1} > k_{rw2}$ , mengakibatkan laju **produksi air** yang dihasilkan pada  $k_{rw1}$  **lebih besar** dari  $k_{rw2}$



Gambar 3.4. Variasi Dua Kurva Permeabilitas Relatif Pada  $S_w = 0.5$

Kurva permeabilitas relatif dapat juga digunakan untuk **memperkirakan wetabilitas batuan reservoir** (Gambar 3.5). Perpotongan kurva  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$  melebihi 50%  $S_w$  menunjukkan bahwa batuan tersebut basah oleh air (*Strongly Water-Wet Rock*), sedangkan apabila harga perpotongan tersebut kurang dari 50%  $S_w$  menunjukkan batuan tersebut basah oleh minyak (*Strongly Oil-Wet Rock*).



Gambar 3.5. Hubungan Wetabilitas batuan dengan Kurva Permeabilitas Relatif Sistem Minyak - Air

### 3.2.2. Normalisasi dan Perata-rataan Kurva Permeabilitas Relatif

Pada umumnya kurva permeabilitas relatif dari data satu dengan data yang lain mempunyai bentuk yang berbeda pada suatu lapangan, untuk menentukan bentuk kurva yang mewakili seluruh data dapat dilakukan dengan cara normalisasi. Jika data SCAL cukup banyak dan *trend* dari normalisasi berbeda secara fasies atau per reservoir/formasi, maka normalisa harus dipisahkan.

#### 1. Persamaan-persamaan yang digunakan untuk perhitungan **normalisasi** adalah:

- Permeabilitas relatif pada sistim air-minyak

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \dots\dots\dots(3-13)$$

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}} \dots\dots\dots(3-14)$$

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{or}}} \dots\dots\dots(3-15)$$

- Permeabilitas relatif pada sistim gas-minyak

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{org}} \dots\dots\dots(3-16)$$

$$k_{rg}^* = \frac{k_{rg}}{(k_{rg})_{S_{lr}}} \dots\dots\dots(3-17)$$

$$k_{rog}^* = \frac{k_{rog}}{(k_{rog})_{S_{gc}}} \dots\dots\dots(3-18)$$

- Permeabilitas relatif pada sistim gas-air

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{gr}} \dots\dots\dots(3-19)$$

$$k_{rg}^* = \frac{k_{rg}}{(k_{rg})_{S_{wc}}} \dots\dots\dots(3-20)$$

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{gr}}} \dots\dots\dots(3-21)$$

**2. Persamaan-persamaan yang digunakan untuk perhitungan perata-rataan adalah:**

- Permeabilitas relatif pada sistim air-minyak

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \dots\dots\dots (3-22)$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \dots\dots\dots (3-23)$$

$$(S_{wc})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h \Phi S_{wc})_i}{\sum_{i=1}^n (h \Phi)_i} \dots\dots\dots (3-24)$$

$$(S_{or})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h \Phi S_{or})_i}{\sum_{i=1}^n (h \Phi)_i} \dots\dots\dots (3-25)$$

Permeabilitas relatif pada sistim gas-minyak

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \dots\dots\dots (3-26)$$

$$(k_{rg}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rg}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \dots\dots\dots (3-27)$$

$$(S_{gc})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h \Phi S_{gc})_i}{\sum_{i=1}^n (h \Phi)_i} \dots\dots\dots (3-28)$$

- Permeabilitas relatif pada sistim gas-air

$$(k_{rg}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rg}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \dots\dots\dots (3-29)$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i} \dots\dots\dots (3-30)$$

**3. Persamaan-persamaan yang digunakan untuk perhitungan de-normalisasi adalah:**

- Permeabilitas relatif pada sistim air-minyak

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{or}) + S_{wc} \dots\dots\dots (3-31)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^* (k_{ro})_{S_{wc}} \dots\dots\dots (3-32)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* (k_{rw})_{S_{or}} \dots\dots\dots (3-33)$$

Permeabilitas relatif pada sistim gas-minyak

$$S_g = S_g^*(1 - S_{gc} - S_{org}) + S_{wc} \dots\dots\dots(3-34)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^* (k_{rg})_{S_{lr}} \dots\dots\dots(3-35)$$

$$k_{rog} = k_{rog}^* (k_{rog})_{S_{gc}} \dots\dots\dots(3-36)$$

- Permeabilitas relatif pada sistim gas-air

$$S_w = S_w^*(1 - S_{wc} - S_{gr}) + S_{wc} \dots\dots\dots(3-37)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^* (k_{rg})_{S_{wc}} \dots\dots\dots(3-38)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* (k_{rw})_{S_{gr}} \dots\dots\dots(3-39)$$

#### **4. Membuat gambar**

- Kurva Permeabilitas relatif pada sistim air-minyak, plot:
  - $S_w$  vs  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$  (data asli)
  - $S_w^*$  vs  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  (hasil normalisasi)
  - $S_w$  vs  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$  (hasil de-normalisasi)
- Kurva Permeabilitas relatif pada sistim gas-minyak, plot:
  - $S_g$  vs  $k_{rg}$  dan  $k_{rog}$  (data asli)
  - $S_g^*$  vs  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rog}^*$  (hasil normalisasi)
  - $S_g$  vs  $k_{rg}$  dan  $k_{rog}$  (hasil de-normalisasi)
- Kurva Permeabilitas relatif pada sistim gas-air, plot:
  - $S_w$  vs  $k_{rg}$  dan  $k_{rw}$  (data asli)
  - $S_w^*$  vs  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rw}^*$  (hasil normalisasi)
  - $S_w$  vs  $k_{rg}$  dan  $k_{rw}$  (hasil de-normalisasi)

**5. Prosedur pada permeabilitas relatif pada sistim air-minyak**

- Tabulasikan data hasil SCAL
- Plot gambar  $S_w$  vs  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$  dari data SCAL
- Hitung  $S_w^*$  (normalisasi  $S_w$ ) dengan **Persamaan 3-13**
- Tentukan harga  $(k_{ro})_{Swc}$  dan  $(k_{rw})_{Sor}$
- Hitung  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  (normalisasi) dengan **Persamaan 3-14** dan **3-15**
- Plot gambar  $S_w^*$  vs  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$ , dan tentukan persamaan *trendline*-nya
- hitung  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  dengan asumsi harga  $S_w^*$  menggunakan hasil persamaan *trendline* tersebut
- Hitung rata-rata  $(k_{ro}^*)_{Swc}$ ,  $((k_{ro}^*)_{avg})$  dan  $(k_{rw}^*)_{Sor}$ ,  $((k_{rw}^*)_{avg})$  dengan **Persamaan 3-22** dan **3-23**
- Hitung  $(S_{wc})_{avg}$  dan  $(S_{or})_{avg}$  dengan **Persamaan 3-24** dan **3-25**
- Buat perhitungan de-normalisasi kurva permeabilitas ( $S_w$ ,  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$ ) dengan **Persamaan 3-31** sampai dengan **3-33**
- Plot gambar hasil de-normalisasi permeabilitas relatif untuk gabungan beberapa *core*

Catatan: untuk permeabilitas relatif sistim gas-minyak dan sistim gas-air menggunakan prosedur yang sama hanya rumus-rumus yang digunakan berbeda.

**6. Contoh kasus kurva permeabilitas relatif pada sistim air-minyak**

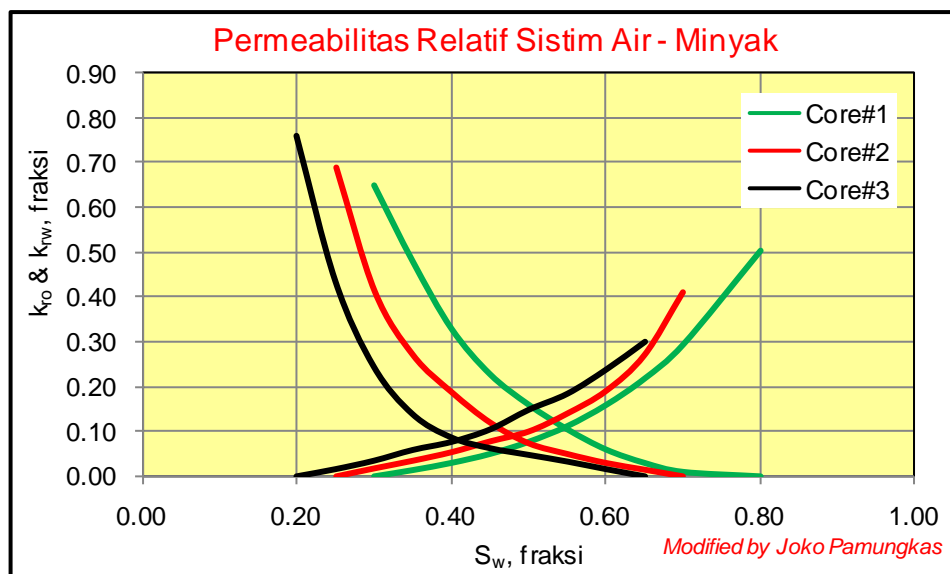
a. Diketahui data contoh hasil SCAL seperti pada **Tabel 3-1** dan **Gambar 3.6**, di bawah ini.

**Tabel 3-1. Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Air-Minyak**

Core#1			Core#2			Core#3		
k	100	md	k	200	md	k	350	md
h	2	ft	h	2.5	ft	h	2	ft
Porositas	0.1	fraksi	Porositas	0.12	fraksi	Porositas	0.2	fraksi
$S_{wc}=S_{wcr}$	0.30	fraksi	$S_{wc}=S_{wcr}$	0.25	fraksi	$S_{wc}=S_{wcr}$	0.20	fraksi
$S_{or}$	0.20	fraksi	$S_{or}$	0.30	fraksi	$S_{or}$	0.35	fraksi

Core#1			Core#2			Core#3		
$S_w$	$k_{rw}$	$k_{row}$	$S_w$	$k_{rw}$	$k_{row}$	$S_w$	$k_{rw}$	$k_{row}$
0.30	0.000	0.650*	0.25	0.000	0.690*	0.20	0.000	0.762*
0.35	0.014	0.480	0.30	0.018	0.413	0.25	0.016	0.438
0.40	0.030	0.330	0.35	0.035	0.270	0.30	0.035	0.245
0.45	0.050	0.228	0.40	0.054	0.188	0.35	0.059	0.139
0.50	0.077	0.160	0.45	0.078	0.120	0.40	0.077	0.087
0.55	0.112	0.105	0.50	0.100	0.074	0.45	0.105	0.063
0.60	0.159	0.060	0.55	0.140	0.050	0.50	0.149	0.048
0.65	0.218	0.030	0.60	0.190	0.030	0.55	0.185	0.033
0.70	0.294	0.010	0.65	0.270	0.015	0.60	0.239	0.016
0.80	0.503**	0.000	0.70	0.410**	0.000	0.65	0.301**	0.000

Catatan: \*, harga  $(k_{ro})_{S_{wc}}$ , sedangkan \*\* harga  $(k_{rw})_{S_{or}}$  pada masing-masing core



**Gambar 3.6. Kurva Permeabilitas Relatif Tiga Core Pada Sistim Air-Minyak**

- b. Hitung  $S_w^*$  (normalisasi  $S_w$ ) untuk setiap core dengan **Persamaan 3-13**

Diketahui pada Core#1 (**Tabel 3-1**):

$$S_{wc} = 0.30; S_{or} = 0.20; \text{ pada } S_w = 0.30$$

maka:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}}$$

$$S_w^* = \frac{0.30 - 0.30}{1 - 0.30 - 0.20}$$

$$S_w^* = 0$$

Hasil perhitungan selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-2**

**Tabel 3-2. Hasil Perhitungan  $S_w^*$**

Core #1		Core #2		Core #3	
$S_w$	$S_w^*$	$S_w$	$S_w^*$	$S_w$	$S_w^*$
0.300	0.000	0.250	0.000	0.200	0.000
0.350	0.100	0.300	0.111	0.250	0.111
0.400	0.200	0.350	0.222	0.300	0.222
0.450	0.300	0.400	0.333	0.350	0.333
0.500	0.400	0.450	0.444	0.400	0.444
0.550	0.500	0.500	0.556	0.450	0.556
0.600	0.600	0.550	0.667	0.500	0.667
0.650	0.700	0.600	0.778	0.550	0.778
0.700	0.800	0.650	0.889	0.600	0.889
0.800	1.000	0.700	1.000	0.650	1.000

- c. Tentukan harga  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  dan  $(k_{rw})_{S_{or}}$  (lihat catatan **Tabel 3-1**), hasil dapat dilihat pada **Tabel 3-3**

**Tabel 3-3. Penentuan Harga  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  dan  $(k_{rw})_{S_{or}}$**

	Core #1	Core #2	Core #3
$(k_{ro})_{S_{wc}}$	0.650	0.690	0.762
$(k_{rw})_{S_{or}}$	0.503	0.410	0.301



Hitung  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  (normalisasi) dengan **Persamaan 3-14** dan **3-15**

Diketahui pada Core#1:

Parameter	Core#1
$k_{ro}$	0.650 (Tabel 3-1)
$k_{rw}$	0.000 (Tabel 3-1)
$S_w$	0.300 (Tabel 3-2)
$S_w^*$	0.000 (Tabel 3-2)
$(k_{ro})_{S_{wc}}$	0.650 (Tabel 3-3)
$(k_{rw})_{S_{or}}$	0.503 (Tabel 3-3)

maka:

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}}$$

$$k_{ro}^* = \frac{0.650}{0.650}$$

$$k_{ro}^* = 1.000, \text{ dan}$$

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{or}}}$$

$$k_{rw}^* = \frac{0.000}{0.503}$$

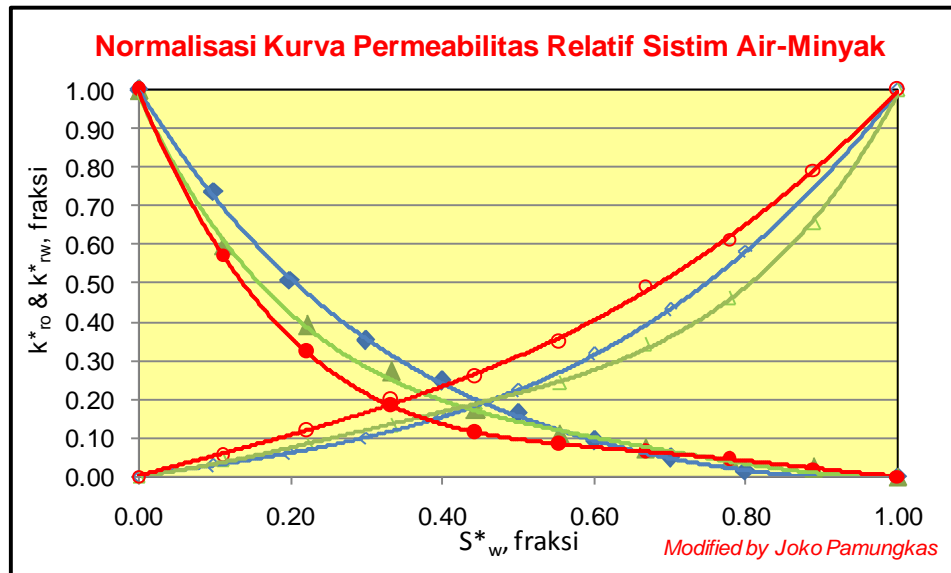
$$k_{rw}^* = 0.000$$

hasil dapat dilihat pada **Tabel 3-4**

Tabel 3-4. Hasil Perhitungan  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$

Core #1			Core #2			Core #3		
$S_w^*$	$k_{ro}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w^*$	$k_{ro}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w^*$	$k_{ro}^*$	$k_{rw}^*$
0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
0.100	0.738	0.028	0.111	0.599	0.044	0.111	0.575	0.053
0.200	0.508	0.060	0.222	0.392	0.085	0.222	0.322	0.116
0.300	0.351	0.099	0.333	0.272	0.132	0.333	0.182	0.196
0.400	0.246	0.153	0.444	0.174	0.190	0.444	0.114	0.256
0.500	0.162	0.223	0.556	0.107	0.244	0.556	0.083	0.349
0.600	0.092	0.316	0.667	0.072	0.341	0.667	0.063	0.495
0.700	0.046	0.433	0.778	0.043	0.463	0.778	0.043	0.615
0.800	0.015	0.584	0.889	0.022	0.659	0.889	0.021	0.794
1.000	0.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.000	0.000	1.000

d. Plot gambar  $S_w^*$  vs  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$ , dan tentukan persamaan *trendline*-nya.



Persamaan *trendline*:

**Core#1:**

$$k_{ro}^* = 1.048(S_w^*)^4 - 3.179(S_w^*)^3 + 4.317(S_w^*)^2 - 3.190(S_w^*) + 1.004; \text{ dan}$$

$$k_{rw}^* = 0.059(S_w^*)^4 + 0.663(S_w^*)^3 + 0.008(S_w^*)^2 + 0.268(S_w^*) + 8e^{-05}$$

**Core#2:**

$$k_{ro}^* = 2.908(S_w^*)^4 - 7.904(S_w^*)^3 + 8.184(S_w^*)^2 - 4.175(S_w^*) + 0.991; \text{ dan}$$

$$k_{rw}^* = 2.343(S_w^*)^4 - 2.842(S_w^*)^3 + 1.291(S_w^*)^2 + 0.201(S_w^*) + 0.002$$

**Core#3:**

$$k_{ro}^* = 2.838(S_w^*)^4 - 8.570(S_w^*)^3 + 9.506(S_w^*)^2 - 4.774(S_w^*) + 0.999; \text{ dan}$$

$$k_{rw}^* = -0.101(S_w^*)^4 + 0.741(S_w^*)^3 - 0.175(S_w^*)^2 + 0.536(S_w^*) - 0.001$$

Gambar 3.7. Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air - Minyak

- e. Membuat tabulasi dengan asumsi harga  $S_w^*$ , hitung  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  dengan asumsi harga  $S_w^*$ , tersebut menggunakan hasil persamaan garis pada **Gambar 3.7**

Untuk  $S_w^* = 0.100$  (**Tabel 3-4**)

maka:

**Core#1** (persamaan pada **Gambar 3.7**):

$$k_{ro}^* = 1.048(S_w^*)^4 - 3.179(S_w^*)^3 + 4.317(S_w^*)^2 - 3.190(S_w^*) + 1.004$$

$$k_{ro}^* = 1.048(0.100)^4 - 3.179(0.100)^3 + 4.317(0.100)^2 - 3.190(0.100) + 1.004$$

$$k_{ro}^* = 0.725$$

dan

$$k_{rw}^* = 0.059(S_w^*)^4 + 0.663(S_w^*)^3 + 0.008(S_w^*)^2 + 0.268(S_w^*) + 8e^{-05}$$

$$k_{rw}^* = 0.059(0.100)^4 + 0.663(0.100)^3 + 0.008(0.100)^2 + 0.268(0.100) + 8e^{-05}$$

$$k_{rw}^* = 0.028$$

Hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-5**.

- f. Hitung  $(k_{ro}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rw}^*)_{avg}$ , pada setiap harga  $S_w^*$  dengan **Persamaan 3-22** dan **3-23**

Diketahui ringkasan data:

Parameter	Core#1	Core#2	Core#3	
K, md	100	200	350	(Tabel 3-1)
h, ft	2	2.5	2	(Tabel 3-1)
$S_w^*$	0.1	0.1	0.1	(Tabel 3-5)
$k_{ro}^*$	0.725	0.648	0.608	(Tabel 3-5)
$k_{rw}^*$	0.028	0.032	0.052	(Tabel 3-5)

maka:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.725) + (2.5 \times 200 \times 0.648) + (2 \times 350 \times 0.608)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{ro}^*)_{avg} = 0.639$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.028) + (2.5 \times 200 \times 0.032) + (2 \times 350 \times 0.052)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = 0.041$$

hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-5**

**Tabel 3-5. Tabulasi Hasil Perhitungan  $(k_{ro}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rw}^*)_{avg}$**

$S_w^*$	$k_{ro}^*$				$k_{rw}^*$			
	Core #1	Core #2	Core #3	$(k_{ro}^*)_{avg}$	Core #1	Core #2	Core #3	$(k_{rw}^*)_{avg}$
0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.100	0.725	0.648	0.608	0.639	0.028	0.032	0.052	0.041
0.200	0.515	0.425	0.360	0.405	0.059	0.075	0.105	0.088
0.300	0.358	0.285	0.214	0.260	0.100	0.121	0.163	0.139
0.400	0.242	0.199	0.135	0.173	0.153	0.167	0.230	0.197
0.500	0.156	0.143	0.095	0.121	0.223	0.216	0.310	0.264
0.600	0.093	0.102	0.073	0.086	0.315	0.277	0.405	0.346
0.700	0.048	0.066	0.057	0.059	0.433	0.363	0.518	0.451
0.800	0.016	0.033	0.038	0.033	0.583	0.494	0.654	0.587
0.900	0.010	0.008	0.017	0.013	0.770	0.694	0.814	0.765
1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000

g. Hitung rata-rata  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  atau  $(k_{ro})_{avg}$ ,  $(k_{rw})_{S_{or}}$  atau  $(k_{rw})_{avg}$ ,

$(S_{wc})_{avg}$  dan  $(S_{or})_{avg}$  dengan **Persamaan 3-22** sampai dengan **3-25**, yaitu:

Diketahui ringkasan data:

Parameter	Core#1	Core#2	Core#3
K, md	100	200	350 (Tabel 3-1)
h, ft	2	2.5	2 (Tabel 3-1)
Porositas	0.1	0.12	0.2 (Tabel 3-1)
$S_{or}$	0.20	0.30	0.35 (Tabel 3-1)
$S_{wc}$	0.30	0.25	0.20 (Tabel 3-1)
$(k_{ro})_{S_{wc}}$	0.650	0.690	0.762 (Tabel 3-3)
$(k_{rw})_{S_{or}}$	0.503	0.410	0.301 (Tabel 3-3)

maka:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.650) + (2.5 \times 200 \times 0.690) + (2 \times 350 \times 0.762)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{ro}^*)_{avg} = 0.720$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.503) + (2.5 \times 200 \times 0.410) + (2 \times 350 \times 0.301)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = 0.3688$$

dan

$$(S_{wc})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\phi S_{wc})_i}{\sum_{i=1}^n (h\phi)_i}$$

$$(S_{wc})_{avg} = \frac{(2 \times 0.1 \times 0.30) + (2.5 \times 0.12 \times 0.25) + (2 \times 0.2 \times 0.2)}{(2 \times 0.1) + (2.5 \times 0.12) + (2 \times 0.2)}$$

$$(S_{wc})_{avg} = 0.2389$$

$$(S_{or})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\phi S_{or})_i}{\sum_{i=1}^n (h\phi)_i}$$

$$(S_{or})_{avg} = \frac{(2 \times 0.1 \times 0.20) + (2.5 \times 0.12 \times 0.30) + (2 \times 0.2 \times 0.35)}{(2 \times 0.1) + (2.5 \times 0.12) + (2 \times 0.2)}$$

$$(S_{or})_{avg} = 0.30$$

- h. Buat perhitungan de-normalisasi kurva permeabilitas ( $S_w$ ,  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$ ) untuk **gabungan tiga core**, dengan **Persamaan 3-31** sampai dengan **3-33**, dengan asumsi sebagai berikut:

$$S_{wc} = (S_{wc})_{avg} = 0.2389$$

$$S_{or} = (S_{or})_{avg} = 0.30$$

$$(k_{ro})_{Swc} = (k_{ro}^*)_{avg} = 0.7204$$

$$(k_{rw})_{Sor} = (k_{rw}^*)_{avg} = 0.369$$

Untuk, harga  $S_w^* = 0.0$ ;  $k_{ro}^* = 1.000$  dan  $k_{rw}^* = 0.000$ , maka:

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{or}) + S_{wc}$$

$$S_w = 0.0 (1 - 0.2389 - 0.30) + 0.2389$$

$$S_w = 0.2389$$

$$k_{ro} = k_{ro}^* (k_{ro})_{Swc}$$

$$k_{ro} = 1.000 \times 0.720$$

$$k_{ro} = 0.720$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* (k_{rw})_{Sor}$$

$$k_{rw} = 0.0000 \times 0.369$$

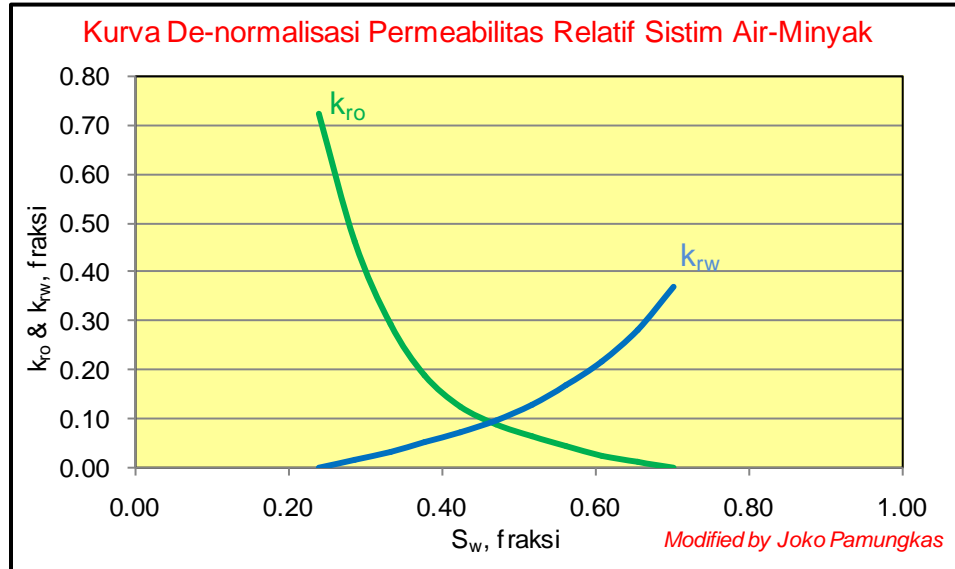
$$k_{rw} = 0.000$$

Tabulasi selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-6**.

**Tabel 3-6. Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core**

$S_w^*$	$k_{ro}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$
0.000	1.000	0.000	0.239	0.720	0.000
0.100	0.639	0.041	0.285	0.460	0.015
0.200	0.405	0.088	0.331	0.292	0.032
0.300	0.260	0.139	0.377	0.187	0.051
0.400	0.173	0.197	0.423	0.125	0.072
0.500	0.121	0.264	0.469	0.087	0.097
0.600	0.086	0.346	0.516	0.062	0.128
0.700	0.059	0.451	0.562	0.042	0.166
0.800	0.033	0.587	0.608	0.024	0.216
0.900	0.013	0.765	0.654	0.009	0.282
1.000	0.000	1.000	0.700	0.000	0.369

- i. Plot gambar hasil de-normalisasi kurva permeabilitas untuk gabungan tiga core



**Gambar 3.8. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Minyak-Air**

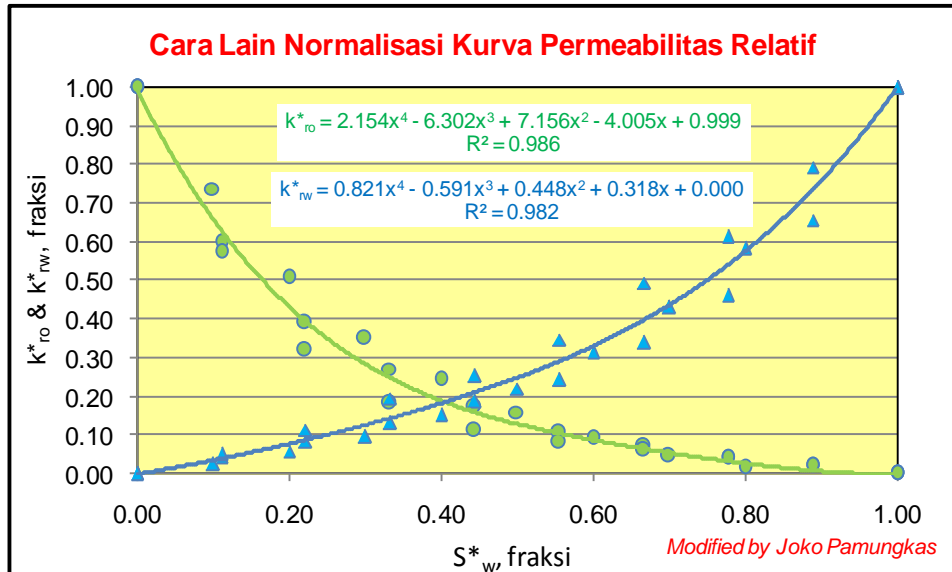
- j. Cara lain untuk menghitung  $(k_{ro}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rw}^*)_{avg}$ , seperti pada langkah (g) dapat dilakukan dengan langkah-langkah:
- Buat tabulasi hasil perhitungan  $S_w^*$ ,  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$ , langkah (d) pada **Tabel 3-4** menjadi seperti **Tabel 3-7** berikut:

**Tabel 3-7. Hasil Perhitungan  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$   
(diambil dari langkah (d))**

Core	$S_w^*$	$k_{ro}^*$	$k_{rw}^*$
Core #1	0.000	1.000	0.000
	0.100	0.738	0.028
	0.200	0.508	0.060
	0.300	0.351	0.099
	0.400	0.246	0.153
	0.500	0.162	0.223
	0.600	0.092	0.316
	0.700	0.046	0.433
	0.800	0.015	0.584
	1.000	0.000	1.000
Core #2	0.000	1.000	0.000
	0.111	0.599	0.044
	0.222	0.392	0.085
	0.333	0.272	0.132
	0.444	0.174	0.190
	0.556	0.107	0.244
	0.667	0.072	0.341
	0.778	0.043	0.463
	0.889	0.022	0.659
	1.000	0.000	1.000
Core #3	0.000	1.000	0.000
	0.111	0.575	0.053
	0.222	0.322	0.116
	0.333	0.182	0.196
	0.444	0.114	0.256
	0.556	0.083	0.349
	0.667	0.063	0.495
	0.778	0.043	0.615
	0.889	0.021	0.794
	1.000	0.000	1.000



- Plot gambar gabungan  $S_w^*$  vs  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  (simbol bulatan warna hijau dan segi tiga warna biru), seperti pada gambar di bawah



**Gambar 3.9. Cara Lain Membuat Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Air - Minyak**

- Buat *trend-line* gabungan tiga *core* (garis hijau tegas dan garis biru putus-putus) seperti pada gambar di atas, dan tentukan persamaan *trend-line*-nya, kemudian hitung rata-rata  $S_w^*$ ,  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  dengan persamaan tersebut, hasilnya seperti pada **Tabel 3-8** di bawah

**Tabel 3-8. Hasil Perhitungan Rata-rata  $S_w^*$ ,  $k_{ro}^*$  dan  $k_{rw}^*$  dan De-normalisasi  $S_w$ ,  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$**

$S_w^*$	$k_{ro}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$
0.000	1.000	0.000	0.239	0.720	0.000
0.100	0.664	0.036	0.285	0.478	0.013
0.200	0.437	0.078	0.331	0.315	0.029
0.300	0.289	0.126	0.377	0.208	0.047
0.400	0.194	0.182	0.423	0.140	0.067
0.500	0.132	0.248	0.469	0.095	0.092
0.600	0.090	0.331	0.516	0.065	0.122
0.700	0.058	0.437	0.562	0.041	0.161
0.800	0.030	0.575	0.608	0.022	0.212
0.900	0.010	0.757	0.654	0.007	0.279
1.000	0.000	1.000	0.700	0.000	0.369

- Buat de-normalisasi  $S_w$ ,  $k_{ro}$  dan  $k_{rw}$ , dengan **Persamaan 3-31** sampai

dengan 3-33, hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel 3-8 di atas

**7. Contoh kasus kurva permeabilitas relatif pada sistim gas-minyak**

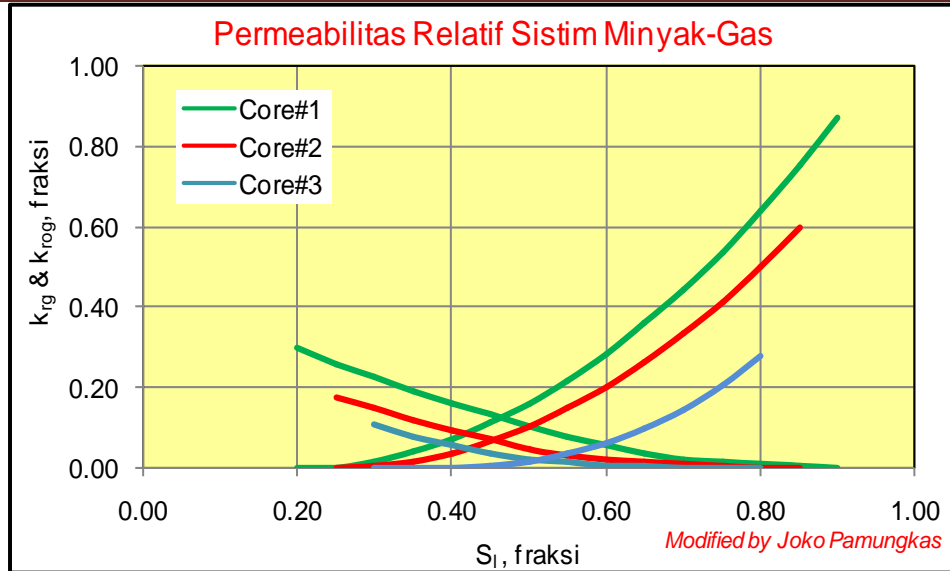
- a. Diketahui data contoh hasil SCAL seperti pada Tabel 3-9 dan Gambar 3.10, di bawah ini.

**Tabel 3-9. Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Gas-Minyak**

Core#1			Core#2			Core#3		
k	20	md	k	50	md	k	75	md
Porositas	0.11	fraksi	Porositas	0.15	fraksi	Porositas	0.17	fraksi
h	2	ft	h	2.5	ft	h	2	ft
$S_{wc} = S_{wcr}$	0.1	fraksi	$S_{wc} = S_{wcr}$	0.15	fraksi	$S_{wc} = S_{wcr}$	0.2	fraksi
$S_{lrg}$	0.2	fraksi	$S_{lrg}$	0.25	fraksi	$S_{lrg}$	0.3	fraksi
$S_{gcr} = S_{gc}$	0.1	fraksi	$S_{gcr} = S_{gc}$	0.15	fraksi	$S_{gcr} = S_{gc}$	0.2	fraksi

Core#1			Core#2			Core#3		
$S_l$	$k_{rog}$	$k_{rg}$	$S_l$	$k_{rog}$	$k_{rg}$	$S_l$	$k_{rog}$	$k_{rg}$
0.90	0.8711*	0.0000	0.85	0.5951*	0.0000	0.80	0.2795*	0.0000
0.85	0.7510	0.0071	0.80	0.5001	0.0009	0.75	0.2038	0.0001
0.80	0.6400	0.0101	0.75	0.4133	0.0036	0.70	0.1431	0.0009
0.75	0.5377	0.0136	0.70	0.3347	0.0081	0.65	0.0959	0.0029
0.70	0.4444	0.0202	0.65	0.2645	0.0144	0.60	0.0604	0.0068
0.65	0.3600	0.0370	0.60	0.2025	0.0225	0.55	0.0349	0.0133
0.60	0.2844	0.0570	0.55	0.1488	0.0324	0.50	0.0179	0.0230
0.55	0.2177	0.0797	0.50	0.1033	0.0441	0.45	0.0075	0.0366
0.50	0.1600	0.1048	0.45	0.0661	0.0700	0.40	0.0022	0.0546
0.45	0.1111	0.1320	0.40	0.0372	0.0950	0.35	0.0003	0.0777
0.40	0.0710	0.1613	0.35	0.0165	0.1200	0.30	0.0000	0.1066**
0.35	0.0400	0.1925	0.30	0.0041	0.1500			
0.30	0.0178	0.2254	0.25	0.0000	0.1764**			
0.25	0.0015	0.2600						
0.20	0.0000	0.2963**						

Catatan: \* harga  $(k_{rog})_{S_{wc}}$ , sedangkan \*\* harga  $(k_{rw})_{S_{lcr}}$  pada masing-masing core



Gambar 3.10. Kurva Permeabilitas Relatif Hasil SCAL Sistem Gas-Minyak

- b. Hitung  $S_g$  minimum,  $S_g$  maksimum dan  $S_g$  Persamaan 3-10

Diketahui pada Core#1:

$$S_{wc} = S_{wcr} = 0.1; S_{gc} = S_{gcr} = 0.1; S_{lcr} = 0.2 \text{ (Tabel 3-9)}$$

maka:

$$S_{gmin} = 1 - (1 - S_{gcr})$$

$$S_{gmin} = 1 - (1 - 0.1)$$

$$S_{gmin} = 0.1$$

$$S_{gmax} = 1 - S_{lcr}$$

$$S_{gmax} = 1 - 0.2$$

$$S_{gmax} = 0.8$$

$$S_g = 1 - S_l$$

$$S_g = 1 - 0.9$$

$$S_g = 0.1$$

Buat tabulasi hasil perhitungan dari  $S_g$  minimum sampai dengan  $S_g$  maksimum setiap core-nya, selengkapnya dapat dilihat pada Tabel 3-10

Tabel 3-10. Hasil Perhitungan  $S_g$

Core #1		Core #2		Core #3	
$S_l$	$S_g$	$S_l$	$S_g$	$S_l$	$S_g$
0.90	0.10	0.85	0.15	0.80	0.20
0.85	0.15	0.80	0.20	0.75	0.25
0.80	0.20	0.75	0.25	0.70	0.30
0.75	0.25	0.70	0.30	0.65	0.35
0.70	0.30	0.65	0.35	0.60	0.40
0.65	0.35	0.60	0.40	0.55	0.45
0.60	0.40	0.55	0.45	0.50	0.50
0.55	0.45	0.50	0.50	0.45	0.55
0.50	0.50	0.45	0.55	0.40	0.60
0.45	0.55	0.40	0.60	0.35	0.65
0.40	0.60	0.35	0.65	0.30	0.70
0.35	0.65	0.30	0.70		
0.30	0.70	0.25	0.75		
0.25	0.75				
0.20	0.80				

- c. Tentukan harga  $S_{org}$  setiap core, dengan persamaan  $S_{org} = S_{lcr} - S_{wc}$ , hasil dapat dilihat pada Tabel 3-11

Tabel 3-11. Penentuan  $S_{org}$

	Core #1	Core #2	Core #3
$S_{org}$	0.1000	0.1000	0.1000

- d. Hitung  $S_g^*$  setiap core **Persamaan 3-16**

Diketahui pada Core#1:

$$S_{gc} = 0.1000 \text{ (Tabel 3-9); } S_{org} = 0.1000 \text{ (langkah c), pada } S_g = 0.1000$$

maka:

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{org}}$$

$$S_g^* = \frac{0.1000 - 0.1000}{1 - 0.1000 - 0.1000}$$

$$S_g^* = 0.000$$

hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-12**

Tabel 3-12. Hasil Perhitungan  $S_g^*$

Core #1		Core #2		Core #3	
$S_g$	$S_g^*$	$S_g$	$S_g^*$	$S_g$	$S_g^*$
0.100	0.000	0.150	0.000	0.200	0.000
0.150	0.071	0.200	0.083	0.250	0.100
0.200	0.143	0.250	0.167	0.300	0.200
0.250	0.214	0.300	0.250	0.350	0.300
0.300	0.286	0.350	0.333	0.400	0.400
0.350	0.357	0.400	0.417	0.450	0.500
0.400	0.429	0.450	0.500	0.500	0.600
0.450	0.500	0.500	0.583	0.550	0.700
0.500	0.571	0.550	0.667	0.600	0.800
0.550	0.643	0.600	0.750	0.650	0.900
0.600	0.714	0.650	0.833	0.700	1.000
0.650	0.786	0.700	0.917		
0.700	0.857	0.750	1.000		
0.750	0.929				
0.800	1.000				

- e. Tentukan  $(k_{rog})_{Sgc}$  dan  $(k_{rg})_{Slr}$  (lihat catatan **Tabel 3-9**), hasil dapat dilihat pada **Tabel 3-13**

Tabel 3-13 Harga  $(k_{rog})_{Sgc}$  dan  $(k_{rg})_{Slr}$

	Core #1	Core #2	Core #3
$(k_{rog})_{Sgc}$	0.8711	0.5951	0.2795
$(k_{rg})_{Slr}$	0.2963	0.1764	0.1066

- f. Hitung  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rog}^*$  (normalisasi) dengan **Persamaan 3-17** dan **3-18**

Diketahui pada Core#1:

Parameter	Core#1
$k_{rg}$	0.0000 (Tabel 3-9)
$k_{rog}$	0.8711 (Tabel 3-9)
$S_l$	0.9000 (Tabel 3-10)
$S_g$	0.1000 (Tabel 3-10)
$S_g^*$	0.0000 (Tabel 3-12)
$(k_{rg})_{Slr}$	0.2963 (Tabel 3-13)
$(k_{rog})_{Sgc}$	0.8711 (Tabel 3-13)

maka:

$$k_{rg}^* = \frac{k_{rg}}{(k_{rg})_{str}}$$

$$k_{rg}^* = \frac{0.000}{0.2963}$$

$$k_{rg}^* = 0.000, \text{ dan}$$

$$k_{rog}^* = \frac{k_{rog}}{(k_{rog})_{sgc}}$$

$$k_{rog}^* = \frac{0.8711}{0.8711}$$

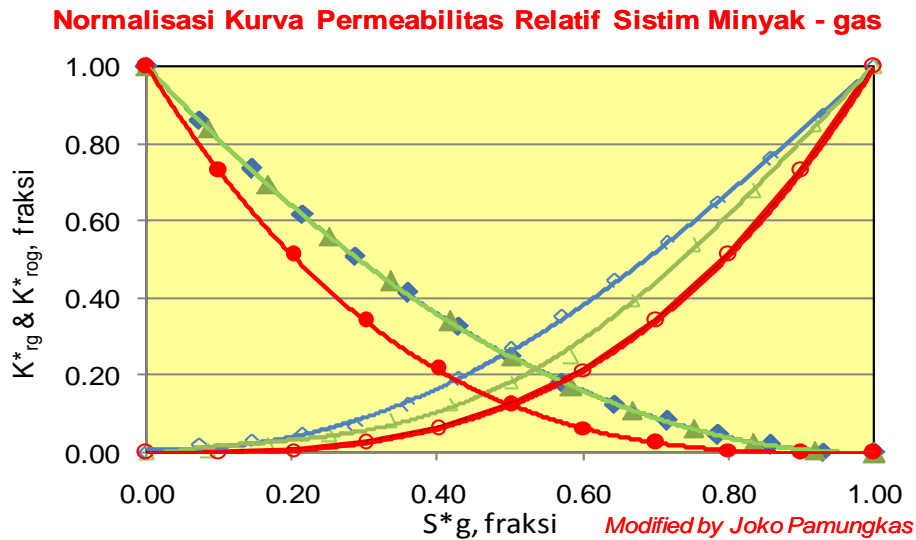
$$k_{rog}^* = 1.000$$

hasil dapat dilihat pada **Tabel 3-14**

**Tabel 3-14. Hasil Perhitungan  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rog}^*$**

Core #1			Core #2			Core #3		
$S_g^*$	$k_{rog}^*$	$k_{rg}^*$	$S_g^*$	$k_{rog}^*$	$k_{rg}^*$	$S_g^*$	$k_{rog}^*$	$k_{rg}^*$
0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
0.071	0.862	0.024	0.083	0.840	0.005	0.100	0.729	0.001
0.143	0.735	0.034	0.167	0.695	0.020	0.200	0.512	0.008
0.214	0.617	0.046	0.250	0.562	0.046	0.300	0.343	0.027
0.286	0.510	0.068	0.333	0.444	0.082	0.400	0.216	0.064
0.357	0.413	0.125	0.417	0.340	0.128	0.500	0.125	0.125
0.429	0.326	0.192	0.500	0.250	0.184	0.600	0.064	0.216
0.500	0.250	0.269	0.583	0.174	0.250	0.700	0.027	0.343
0.571	0.184	0.354	0.667	0.111	0.397	0.800	0.008	0.512
0.643	0.128	0.445	0.750	0.063	0.539	0.900	0.001	0.729
0.714	0.082	0.544	0.833	0.028	0.680	1.000	0.000	1.000
0.786	0.046	0.650	0.917	0.007	0.850			
0.857	0.020	0.761	1.000	0.000	1.000			
0.929	0.002	0.877						
1.000	0.000	1.000						

- g. Plot gambar  $S_g^*$  vs  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rog}^*$ , dan tentukan persamaan *trendline*-nya.



Persamaan *trendline*:

**Core#1:**

$$k_{rog}^* = -0.002(S_g^*)^3 + 1.001(S_g^*)^2 + 1.999(S_g^*) + 1.0 ; \text{ dan}$$

$$k_{rg}^* = -0.429(S_g^*)^3 + 1.603(S_g^*)^2 - 0.187(S_g^*) + 0.014$$

**Core#2:**

$$k_{rog}^* = 0.999(S_g^*)^2 - 2(S_g^*) + 1.0 ; \text{ dan}$$

$$k_{rg}^* = 0.203(S_g^*)^3 + 0.962(S_g^*)^2 - 0.155(S_g^*) - 0.009$$

**Core#3:**

$$k_{rog}^* = -0.998(S_g^*)^3 + 2.997(S_g^*)^2 - 2(S_g^*) + 1.0 ; \text{ dan}$$

$$k_{rg}^* = (S_g^*)^3 + (7e^{-5})(S_g^*) + (7e^{-5})$$

**Gambar 3.11. Normalisasi Kurva Permeabilitas Reltif Pada Sistem Gas-Minyak**

- h. Buat tabulasi dengan asumsi harga  $S_g^*$ , hitung  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rog}^*$  dengan asumsi harga  $S_g^*$  tersebut menggunakan hasil persamaan garis pada **Gambar 3.11**

Untuk  $S_g^* = 0.071$  (**Tabel 3-14**)

maka:

**Core#1:**

$$k_{rog}^* = -0.002(S_g^*)^3 + 1.001(S_g^*)^2 + 1.999(S_g^*) + 1.0$$

$$k_{rog}^* = -0.002(0.071)^3 + 1.001(0.071)^2 + 1.999(0.071) + 1.0$$

$$k_{rog}^* = 0.8091$$

$$k_{rg}^* = -0.429(S_g^*)^3 + 1.603(S_g^*)^3 - 0.187(S_g^*) + 0.014$$

$$k_{rg}^* = -0.429(0.071)^3 + 1.603(0.071)^3 - 0.187(0.071) + 0.014$$

$$k_{rg}^* = 0.0109$$

Hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-15**.

- i. Hitung  $(k_{rg}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rog}^*)_{avg}$ , seperti pada langkah dengan **Persamaan**

**3-26 dan 3-27**

Diketahui ringkasan data:

Parameter	Core#1	Core#2	Core#3	
K, md	20	50	75	(Tabel 3-9)
h, ft	2	2.5	2	(Tabel 3-9)
$k_{rog}^*$	0.8091	0.8100	0.7291	(Tabel 3-15)
$k_{rg}^*$	0.2963	0.1764	0.1066	(Tabel 3-15)

maka:

$$(k_{rog}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rog}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i}$$

$$(k_{rog}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 20 \times 0.8091) + (2.5 \times 50 \times 0.8100) + (2 \times 75 \times 0.7291)}{(2 \times 20) + (2.5 \times 50) + (2 \times 75)}$$

$$(k_{rog}^*)_{avg} = 0.7713$$

$$(k_{rg}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rg}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i}$$

$$(k_{rg}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 20 \times 0.0109) + (2.5 \times 50 \times 0.0033) + (2 \times 75 \times 0.0011)}{(2 \times 20) + (2.5 \times 50) + (2 \times 75)}$$

$$(k_{rg}^*)_{avg} = 0.0032$$

hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-15**



Tabel 3-15. Hasil Perhitungan  $(k_{rog}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rg}^*)_{avg}$

$S_g^*$	$k_{rg}^*$				$k_{rog}^*$			
	Core #1	Core #2	Core #3	$(k_{rg}^*)_{avg}$	Core #1	Core #2	Core #3	$(k_{rog}^*)_{avg}$
0.0	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
0.1	0.0109	0.0033	0.0011	0.0032	0.8091	0.8100	0.7291	0.7713
0.2	0.0373	0.0181	0.0081	0.0158	0.6392	0.6400	0.5121	0.5790
0.3	0.0906	0.0546	0.0271	0.0461	0.4893	0.4899	0.3431	0.4199
0.4	0.1682	0.1139	0.0641	0.0971	0.3594	0.3598	0.2160	0.2913
0.5	0.2676	0.1974	0.1251	0.1719	0.2495	0.2498	0.1250	0.1903
0.6	0.3862	0.3062	0.2161	0.2734	0.1595	0.1596	0.0640	0.1141
0.7	0.5214	0.4415	0.3431	0.4048	0.0895	0.0895	0.0269	0.0597
0.8	0.6707	0.6046	0.5121	0.5690	0.0394	0.0394	0.0079	0.0244
0.9	0.8314	0.7967	0.7291	0.7689	0.0093	0.0092	0.0009	0.0053
1.0	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

- j. Hitung  $(k_{rog})_{avg}$ ,  $(k_{rg})_{avg}$ ,  $(S_{gc})_{avg}$  dan  $(S_{org})_{avg}$  dengan **Persamaan 3-22** sampai dengan **Persamaan 3-25**, yaitu:

Diketahui ringkasan data:

Parameter	Core#1	Core#2	Core#3
K, md	20	50	75 (Tabel 3-9)
h, ft	2	2.5	2 (Tabel 3-9)
Porositas	0.11	0.15	0.17 (Tabel 3-9)
$S_{gc}$	0.1000	0.1500	0.2000 (Tabel 3-9)
$S_{org}$	0.1000	0.1000	0.1000 (Tabel 3-11)
$(k_{rog})_{S_{gc}}$	0.8711	0.5951	0.2795 (Tabel 3-13)
$(k_{rg})_{Str}$	0.2963	0.1764	0.1066 (Tabel 3-13)

maka:

$$(k_{rog})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rog})_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i}$$

$$(k_{rog})_{avg} = \frac{(2 \times 20 \times 0.8711) + (2.5 \times 50 \times 0.5951) + (2 \times 75 \times 0.2795)}{(2 \times 20) + (2.5 \times 50) + (2 \times 75)}$$

$$(k_{rog})_{avg} = 0.4799$$

$$(k_{rg})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rg})_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{rg})_{avg} = \frac{(2 \times 20 \times 0.2963) + (2.5 \times 50 \times 0.1764) + (2 \times 75 \times 0.1066)}{(2 \times 20) + (2.5 \times 50) + (2 \times 75)}$$

$$(k_{rg})_{avg} = 0.1584$$

$$(S_{org})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\phi S_{org})_i}{\sum_{i=1}^n (h\phi)_i}$$

$$(S_{org})_{avg} = \frac{(2 \times 0.11 \times 0.1000) + (2.5 \times 0.15 \times 0.1000) + (2 \times 0.17 \times 0.1000)}{(2 \times 0.11) + (2.5 \times 0.15) + (2 \times 0.17)}$$

$$(S_{org})_{avg} = 0.0959$$

$$(S_{gc})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\phi S_{gc})_i}{\sum_{i=1}^n (h\phi)_i}$$

$$(S_{gc})_{avg} = \frac{(2 \times 0.11 \times 0.1000) + (2.5 \times 0.15 \times 0.1500) + (2 \times 0.17 \times 0.2000)}{(2 \times 0.11) + (2.5 \times 0.15) + (2 \times 0.17)}$$

$$(S_{gc})_{avg} = 0.1510$$

- k. Buat perhitungan de-normalisasi kurva permeabilitas ( $S_g$ ,  $k_{rg}$  dan  $k_{rog}$ ) untuk **gabungan tiga core**, dengan **Persamaan 3-34** sampai dengan **3-36** dengan asumsi sebagai berikut:

$$S_{gc} = (S_{gc})_{avg} = 0.1510$$

$$S_{org} = (S_{org})_{avg} = 0.0959$$

$$(k_{rog})_{Swc} = (k_{rog})_{avg} = 0.4799$$

$$(k_{rg})_{Str} = (k_{rg})_{avg} = 0.1584$$

maka:

$$S_g = S_g^*(1 - S_{gc} - S_{org}) + S_{gc}$$

$$S_g = 0.0 (1 - 0.1510 - 0.0059) + 0.1510$$

$$S_g = 0.1510$$

$$k_{rg} = k_{rg}^* (k_{rg})_{Str}$$

$$k_{rg} = 0.0000 \times 0.1584$$

$$k_{rg} = 0.000$$

$$k_{rog} = k_{rog}^* (k_{rog})_{Swc}$$

$$k_{rog} = 1.0000 \times 0.4799$$

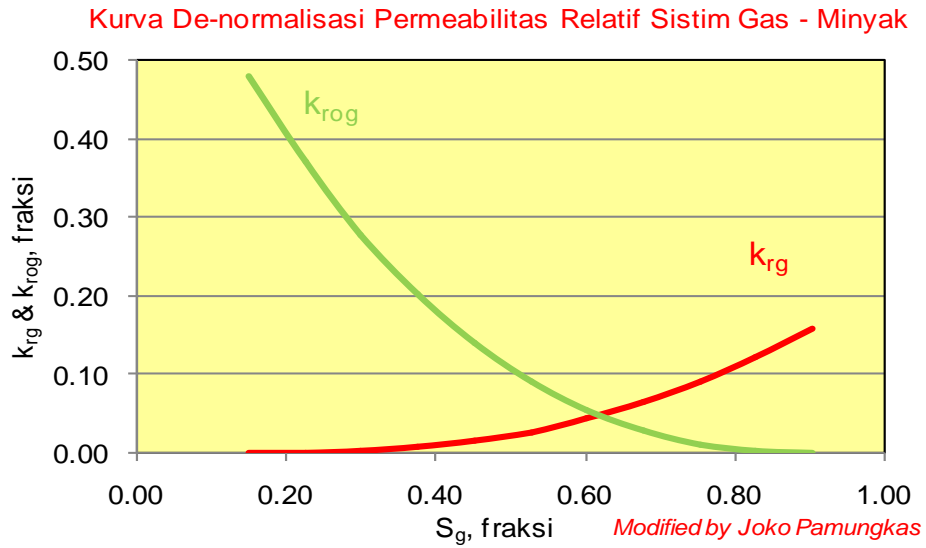
$$k_{rog} = 0.4799$$

Tabulasi selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-16**.

**Tabel 3-16. Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core**

$S_g^*$	$k_{rg}^*$	$k_{rog}^*$	$S_g$	$k_{rg}$	$k_{rog}$
0.0	0.0000	1.0000	0.1510	0.0000	0.4799
0.1	0.0032	0.7713	0.2263	0.0005	0.3701
0.2	0.0158	0.5790	0.3016	0.0025	0.2778
0.3	0.0461	0.4199	0.3769	0.0073	0.2015
0.4	0.0971	0.2913	0.4522	0.0154	0.1398
0.5	0.1719	0.1903	0.5276	0.0272	0.0913
0.6	0.2734	0.1141	0.6029	0.0433	0.0547
0.7	0.4048	0.0597	0.6782	0.0641	0.0286
0.8	0.5690	0.0244	0.7535	0.0901	0.0117
0.9	0.7689	0.0053	0.8288	0.1218	0.0025
1.0	1.0000	0.0000	0.9041	0.1584	0.0000

- I. Plot gambar hasil de-normalisasi permeabilitas relatif baik untuk gabungan tiga core



**Gambar 3.12. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core Pada Sistem Gas-Minyak**

**8. Contoh kasus kurva permeabilitas relatif pada sistim gas-air**

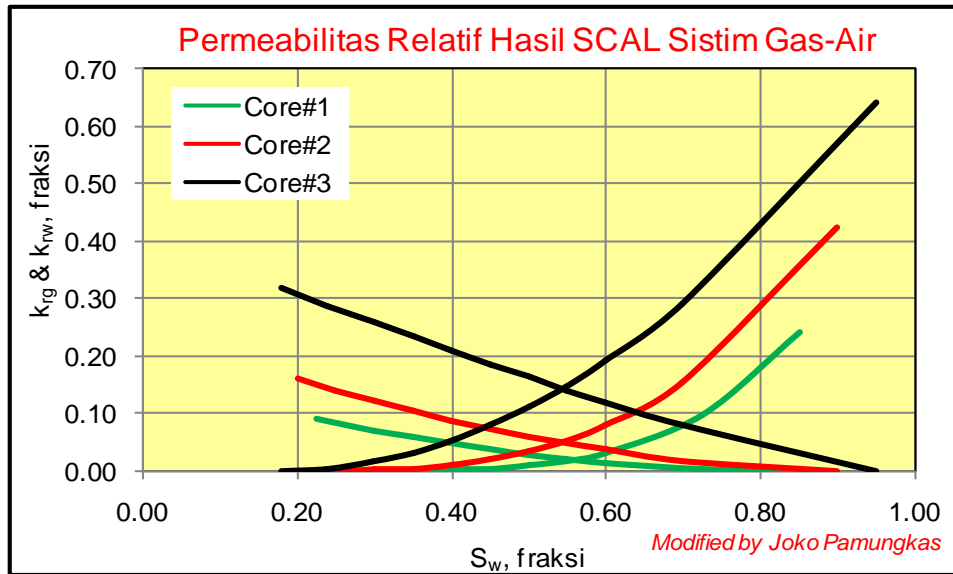
- a. Diketahui data contoh hasil SCAL seperti pada **Tabel 3-17** dan **Gambar 3.13**, di bawah ini.

**Tabel 3-17. Data Tiga Core Permeabilitas Relatif Pada Sistim Gas-Air**

Core #1			Core #2			Core #3		
k	100	md	k	200	md	k	350	md
Porositas	0.1	fraksi	Porositas	0.12	fraksi	Porositas	0.15	fraksi
h	2	ft	h	2.5	ft	h	2	ft
$S_{wc}=S_{wcr}$	0.225	fraksi	$S_{wc}=S_{wcr}$	0.20	fraksi	$S_{wc}=S_{wcr}$	0.18	fraksi
$S_{gc}=S_{gcr}$	0.15	fraksi	$S_{gc}=S_{gcr}$	0.10	fraksi	$S_{gc}=S_{gcr}$	0.05	fraksi

Core #1			Core #2			Core #3		
$S_w$	$k_{rw}$	$k_{rg}$	$S_w$	$k_{rw}$	$k_{rg}$	$S_w$	$k_{rw}$	$k_{rg}^*$
0.225	0.000	0.090*	0.200	0.000	0.159*	0.180	0.000	0.318
0.263	0.000	0.080	0.250	0.000	0.140	0.240	0.004	0.287
0.300	0.000	0.070	0.300	0.001	0.122	0.300	0.016	0.257
0.350	0.000	0.058	0.350	0.004	0.104	0.350	0.031	0.233
0.400	0.001	0.047	0.400	0.010	0.088	0.400	0.052	0.209
0.450	0.004	0.037	0.450	0.019	0.074	0.450	0.079	0.185
0.500	0.009	0.028	0.500	0.033	0.060	0.500	0.111	0.163
0.550	0.018	0.021	0.550	0.053	0.047	0.550	0.148	0.140
0.600	0.031	0.014	0.600	0.079	0.036	0.600	0.190	0.119
0.725	0.098	0.004	0.700	0.154	0.018	0.700	0.292	0.078
0.850	0.240**	0.000	0.900	0.422**	0.000	0.950	0.640**	0.000

Catatan: \*, harga  $(k_{rg})_{Swc}$ , sedangkan \*\* harga  $(k_{rw})_{Sgcr}$  pada masing-masing core



**Gambar 3.13. Kurva Permeabilitas Relatif Hasil SCAL Sistem Gas-Air**

- b. Hitung  $S_w^*$  (normalisasi  $S_w$ ) setiap core **Persamaan 3-19**

Diketahui pada Core#1:

$S_{wc} = 0.225$ ;  $S_{gr} = 0.150$  (**Tabel 3-17**); pada  $S_w = 0.225$

maka:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{gr}}$$

$$S_w^* = \frac{0.225 - 0.225}{1 - 0.225 - 0.150}$$

$$S_w^* = 0.000$$

hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-18**

Tabel 3-18. Hasil Perhitungan  $S_w^*$

Core #1		Core #2		Core #3	
$S_w$	$S_w^*$	$S_w$	$S_w^*$	$S_w$	$S_w^*$
0.225	0.000	0.200	0.000	0.180	0.000
0.263	0.060	0.250	0.071	0.240	0.078
0.300	0.120	0.300	0.143	0.300	0.156
0.350	0.200	0.350	0.214	0.350	0.221
0.400	0.280	0.400	0.286	0.400	0.286
0.450	0.360	0.450	0.357	0.450	0.351
0.500	0.440	0.500	0.429	0.500	0.416
0.550	0.520	0.550	0.500	0.550	0.481
0.600	0.600	0.600	0.571	0.600	0.545
0.725	0.800	0.700	0.714	0.700	0.675
0.850	1.000	0.900	1.000	0.950	1.000

- c. Tentukan  $(k_{rg})_{Swc}$  dan  $(k_{rw})_{Sgr}$  (lihat catatan Tabel 3-17), hasil dapat dilihat pada Tabel 3-19

Tabel 3-19 Harga  $(k_{rg})_{Swc}$  dan  $(k_{rw})_{Sgr}$

	Core #1	Core #2	Core #3
$(k_{rg})_{Swc}$	0.0900	0.1593	0.3181
$(k_{rw})_{Sgr}$	0.2401	0.4219	0.6400

- d. Hitung  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rw}^*$  (normalisasi) dengan Persamaan 3-20 dan 3-21

Diketahui pada Core#1:

Parameter Core#1

$S_{wc}$	0.225	(Tabel 3-17)
$S_{gr}$	0.15	(Tabel 3-17)
$S_w$	0.225	(Tabel 3-17)
$k_{rg}$	0.090	(Tabel 3-17)
$k_{rw}$	0.000	(Tabel 3-17)
$S_w^*$	0.000	(Tabel 3-18)
$(k_{rg})_{Swc}$	0.090	(Tabel 3-19)
$(k_{rw})_{Sgr}$	0.240	(Tabel 3-19)

maka:

$$k_{rg}^* = \frac{k_{rg}}{(k_{rg})_{Swc}}$$

$$k_{rg}^* = \frac{0.090}{0.090}$$

$$k_{rg}^* = 1.000, \text{ dan}$$

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Sgr}}$$

$$k_{rog}^* = \frac{0.000}{0.240}$$

$$k_{rog}^* = 0.000$$

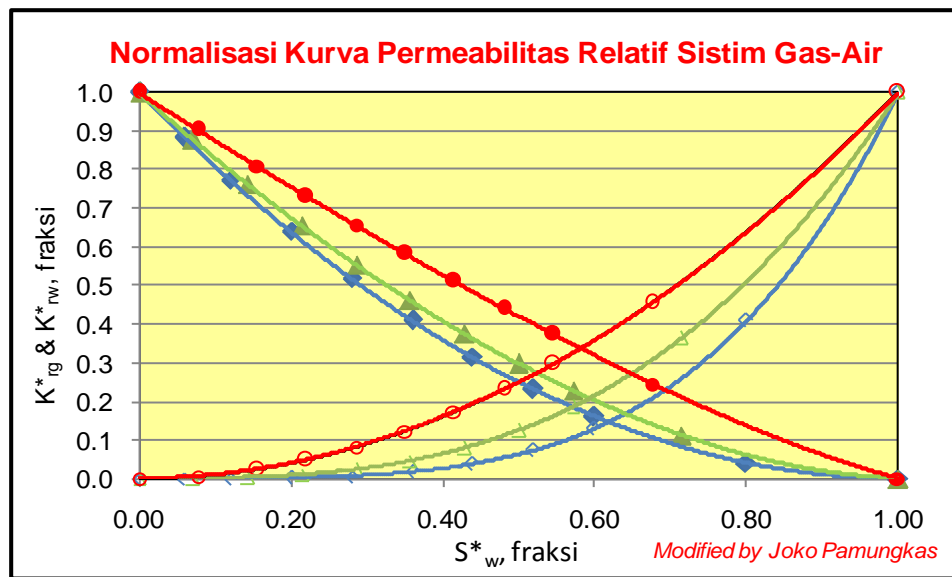
hasil dapat dilihat pada **Tabel 3-20**

**Tabel 3-20. Hasil Perhitungan  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rw}^*$**

Core #1			Core #2			Core #3		
$S_w^*$	$k_{rg}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w^*$	$k_{rg}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w^*$	$k_{rg}^*$	$k_{rw}^*$
0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000
0.060	0.884	0.000	0.071	0.878	0.000	0.078	0.904	0.006
0.120	0.774	0.000	0.143	0.764	0.003	0.156	0.809	0.024
0.200	0.640	0.002	0.214	0.656	0.010	0.221	0.732	0.049
0.280	0.518	0.006	0.286	0.555	0.023	0.286	0.657	0.082
0.360	0.410	0.017	0.357	0.462	0.046	0.351	0.583	0.123
0.440	0.314	0.037	0.429	0.376	0.079	0.416	0.511	0.173
0.520	0.230	0.073	0.500	0.297	0.125	0.481	0.441	0.231
0.600	0.160	0.130	0.571	0.227	0.187	0.545	0.373	0.298
0.800	0.040	0.410	0.714	0.112	0.364	0.675	0.245	0.456
1.000	0.000	1.000	1.000	0.000	1.000	1.000	0.000	1.000



- e. Plot gambar  $S_w^*$  vs  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rw}^*$ , dan tentukan persamaan *trendline*-nya.



Persamaan *trendline*:

**Core#1:**  $k_{rg}^* = 9e^{-14}(S_w^*)^3 + (S_w^*)^2 - 2(S_w^*) + 1$ ; dan  $k_{rw}^* = 1.959(S_w^*)^3 - 1.189(S_w^*)^2 + 0.233(S_w^*) - 0.007$

**Core#2:**  $k_{rg}^* = 0.158(S_w^*)^3 + 0.573(S_w^*)^2 - 1.731(S_w^*) + 0.999$ ; dan  $k_{rw}^* = (S_w^*)^3 - 9e^{-14}(S_w^*)^2 + 5e^{-14}(S_w^*)$

**Core#3:**  $k_{rg}^* = 0.192(S_w^*)^3 + 0.030(S_w^*)^2 - 1.222(S_w^*) + 0.999$ ; dan  $k_{rw}^* = 2e^{-14}(S_w^*)^3 + (S_w^*)^2 + 9e^{-14}(S_w^*) - 2e^{-14}$

**Gambar 3.14. Normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Pada Sistem Gas-Air**

- f. Buat tabulasi dengan asumsi harga  $S_w^*$ , hitung  $k_{rg}^*$  dan  $k_{rw}^*$  dengan asumsi harga  $S_w^*$  tersebut menggunakan hasil persamaan garis pada **Gambar 3.14**

Untuk  $S_w^* = 0.100$  (**Tabel 3-20**)

maka:

**Core#1:**

$$k_{rg}^* = 9e^{-14}(S_w^*)^3 + (S_w^*)^2 - 2(S_w^*) + 1$$

$$k_{rg}^* = 9e^{-14}(0.100)^3 + (0.100)^2 - 2(0.100) + 1$$

$$k_{rg}^* = 0.810$$

$$k_{rw}^* = 1.959(S_w^*)^3 - 1.189(S_w^*)^2 + 0.233(S_w^*) - 0.007$$

$$k_{rw}^* = 1.959(0.100)^3 - 1.189(0.100)^2 + 0.233(0.100) - 0.007$$

$$k_{rw}^* = 0.006$$

Hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-21**.

g. Hitung  $(k_{rg}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rw}^*)_{avg}$ , seperti pada langkah dengan **Persamaan 3-**

**29 dan 3-30**

Diketahui ringkasan data:

Parameter	Core#1	Core#2	Core#3	
K, md	100	200	350	(Tabel 3-17)
h, ft	2	2.5	2	(Tabel 3-17)
$S_w^*$	0.000	0.000	0.000	(Tabel 3-21)
$k_{rg}^*$	1.000	1.000	1.000	(Tabel 3-21)
$k_{rw}^*$	0.000	0.000	0.000	(Tabel 3-21)

maka:

$$(k_{rg}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rg}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i}$$

$$(k_{rg}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 1.000) + (2.5 \times 200 \times 1.000) + (2 \times 350 \times 1.000)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{rg}^*)_{avg} = 1.000$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h k k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (h k)_i}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.000) + (2.5 \times 200 \times 0.000) + (2 \times 350 \times 0.000)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = 0.000$$

hasil selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-21**

Tabel 3-21. Hasil Perhitungan  $(k_{rg}^*)_{avg}$  dan  $(k_{rw}^*)_{avg}$

$S_w^*$	$k_{rg}^*$				$k_{rw}^*$			
	Core #1	Core #2	Core #3	$(k_{rg}^*)_{avg}$	Core #1	Core #2	Core #3	$(k_{rw}^*)_{avg}$
0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.100	0.810	0.832	0.877	0.851	0.006	0.001	0.010	0.006
0.200	0.640	0.677	0.757	0.712	0.008	0.008	0.040	0.024
0.300	0.490	0.536	0.640	0.581	0.009	0.027	0.090	0.056
0.400	0.360	0.408	0.527	0.461	0.021	0.064	0.160	0.106
0.500	0.250	0.297	0.420	0.351	0.057	0.125	0.250	0.178
0.600	0.160	0.201	0.318	0.254	0.128	0.216	0.360	0.275
0.700	0.090	0.122	0.224	0.169	0.245	0.343	0.490	0.403
0.800	0.040	0.062	0.139	0.097	0.421	0.512	0.640	0.563
0.900	0.010	0.020	0.063	0.040	0.668	0.729	0.810	0.761
1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000

- h. Hitung  $(k_{rg}^*)_{avg}$ ,  $(k_{rw}^*)_{avg}$ , dengan **Persamaan 3-29** dan **3-20**,  $(S_{wc})_{avg}$  dengan **Persamaan 3-24** dan  $(S_{gc})_{avg}$  dengan **Persamaan 3-28**, yaitu:

Diketahui ringkasan data:

Parameter	Core#1	Core#2	Core#3	
K, md	100	200	350	(Tabel 3-17)
h, ft	2	2.5	2	(Tabel 3-17)
Porositas	0.10	0.12	0.15	(Tabel 3-17)
$S_{gr}$	0.150	0.100	0.050	(Tabel 3-17)
$S_{wc}$	0.225	0.200	0.180	(Tabel 3-17)
$(k_{rg})_{S_{wc}}$	0.0900	0.1593	0.3181	(Tabel 3-19)
$(k_{rw})_{S_{gr}}$	0.2401	0.4219	0.6400	(Tabel 3-19)

maka:

$$(k_{rg})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rg})_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{rg})_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.0900) + (2.5 \times 200 \times 0.1593) + (2 \times 350 \times 0.3181)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{rg})_{avg} = 0.2288$$

$$(k_{rw})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rw})_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i}$$

$$(k_{rw})_{avg} = \frac{(2 \times 100 \times 0.2401) + (2.5 \times 200 \times 0.4219) + (2 \times 350 \times 0.6400)}{(2 \times 100) + (2.5 \times 200) + (2 \times 350)}$$

$$(k_{rw})_{avg} = 0.5050$$

$$(S_{gr})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\phi S_{gr})_i}{\sum_{i=1}^n (h\phi)_i}$$

$$(S_{gr})_{avg} = \frac{(2 \times 0.11 \times 0.150) + (2.5 \times 0.15 \times 0.100) + (2 \times 0.17 \times 0.050)}{(2 \times 0.11) + (2.5 \times 0.15) + (2 \times 0.17)}$$

$$(S_{gr})_{avg} = 0.09375$$

$$(S_{wc})_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (h\phi S_{wc})_i}{\sum_{i=1}^n (h\phi)_i}$$

$$(S_{wc})_{avg} = \frac{(2 \times 0.11 \times 0.225) + (2.5 \times 0.15 \times 0.200) + (2 \times 0.17 \times 0.150)}{(2 \times 0.11) + (2.5 \times 0.15) + (2 \times 0.17)}$$

$$(S_{wc})_{avg} = 0.19875$$

- i. Buat perhitungan de-normalisasi kurva permeabilitas ( $S_g$ ,  $k_{rg}$  dan  $k_{rw}$ ) untuk **gabungan tiga core**, dengan **Persamaan 3-37** sampai dengan **3-39** dengan asumsi sebagai berikut:

$$S_{gr} = (S_{gr})_{avg} = 0.09375$$

$$S_{wc} = (S_{wc})_{avg} = 0.19875$$

$$(k_{rg})_{Swc} = (k_{rg})_{avg} = 0.2288$$

$$(k_{rw})_{Sgr} = (k_{rw})_{avg} = 0.5050$$

maka:

$$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{gc}) + S_{wc}$$

$$S_w = 0.0 (1 - 0.19875 - 0.09375) + 0.19875$$

$$S_w = 0.199$$

$$k_{rg} = k_{rg}^* (k_{rg})_{Swc}$$

$$k_{rg} = 1.000 \times 0.2288$$

$$k_{rg} = 0.2288$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* (k_{rw})_{Sgr}$$

$$k_{rog} = 0.000 \times 0.505$$

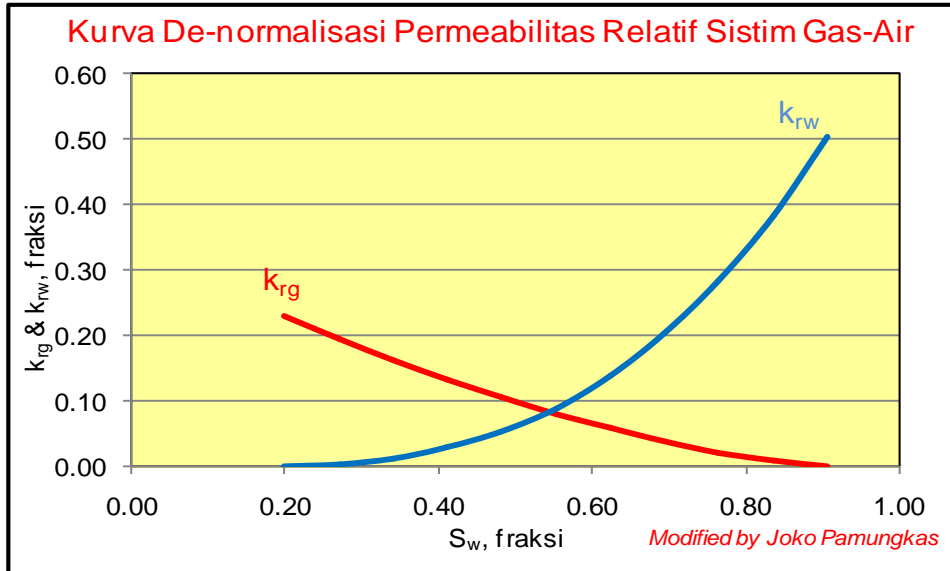
$$k_{rog} = 0.000$$

Tabulasi selengkapnya dapat dilihat pada **Tabel 3-22**.

**Tabel 3-22. Hasil De-normalisasi Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core**

$S_w^*$	$k_{rg}^*$	$k_{rw}^*$	$S_w$	$k_{rg}^*$	$k_{rw}$
0.000	1.000	0.000	0.199	0.229	0.000
0.100	0.851	0.006	0.270	0.195	0.003
0.200	0.712	0.024	0.340	0.163	0.012
0.300	0.581	0.056	0.411	0.133	0.028
0.400	0.461	0.106	0.482	0.105	0.053
0.500	0.351	0.178	0.553	0.080	0.090
0.600	0.254	0.275	0.623	0.058	0.139
0.700	0.169	0.403	0.694	0.039	0.203
0.800	0.097	0.563	0.765	0.022	0.284
0.900	0.040	0.761	0.836	0.009	0.384
1.000	0.000	1.000	0.906	0.000	0.505

- j. Plot gambar hasil de-normalisasi permeabilitas relatif baik untuk gabungan tiga core



**Gambar 3.15. De-normalisasi Kurva Permeabilitas Relatif Gabungan Tiga Core Pada **Sistim Gas-Air****

**Catatan untuk diingat:**

- Laju produksi merupakan fungsi dari permeabilitas, pada kondisi yang sama, maka semakin besar harga permeabilitas akan memperbesar harga laju produksi
- Besar kecilnya laju produksi minyak, air dan gas, sangat dipengaruhi oleh harga permeabilitas efektif minyak ( $k_o$ ), air ( $k_w$ ) dan gas ( $k_g$ )
- Sedangkan harga  $k_o$ ,  $k_w$  dan  $k_g$  merupakan fungsi dari saturasi air ( $S_w$ ), artinya semakin besar harga  $S_w$ , harga  $k_w$  semakin besar, sedangkan  $k_o$ , dan  $k_g$  semakin mengecil
- Besarnya harga  $S_{wc}$  sangat jarang diketahui, oleh karenanya biasanya diasumsi harga  $S_{wc} = S_{wcr} = S_{wir}$

### 3.2.3. Pengolahan Data Permeabilitas Relatif

Penulis mengingatkan kembali istilah-istilah yang telah dibahas pada awal bab ini, yaitu:

$(k_{ro})_{S_{wc}}$ , adalah harga permeabilitas relatif minyak,  $k_{ro}$  pada *Connate Water Saturation*,  $S_{wc}$ . Biasanya harga  $k_{ro}$  tersebut paling besar dan berada pada baris pertama pada tabulasi saturasi air dan permeabilitas pada sistim minyak-air. Pada sistim minyak-gas disebut sebagai  $(k_{ro})_{S_{gc}}$

$(k_{rw})_{S_{or}}$ , adalah harga permeabilitas relatif air,  $k_{rw}$  pada *Residual Oil Saturation*,  $S_{or}$ . Biasanya harga  $k_{rw}$  tersebut paling besar dan berada pada baris terakhir pada tabulasi saturasi air dan permeabilitas pada sistim minyak-air. Pada sistim gas-air disebut sebagai  $(k_{rw})_{S_{gc}}$

$(k_{rg})_{S_{lr}}$ , adalah harga permeabilitas relatif gas,  $k_{rg}$  pada *Critical Liquid Saturation*,  $S_{lr}$ . Biasanya harga  $k_{rg}$  tersebut paling besar dan berada pada baris terakhir pada tabulasi saturasi *liquid* dan permeabilitas pada sistim minyak-gas. Pada sistim gas-air disebut sebagai  $(k_{rg})_{S_{wc}}$

#### 1. Prosedur pengolahan data

- Membuat tabulasi:
  - Permeabilitas Sistim Minyak – Air
  - Permeabilitas Sistim Gas-Minyak
  - Permeabilitas Sistim Gas – Air
- Membuat plot gambar:
  - Permeabilitas relatif pada sistim air-minyak, plot :
    - $S_{wc}$  vs log (Permeabilitas) atau  $S_{wc}$  vs Permeabilitas
    - $S_{wc}$  vs  $S_{or}$
    - $S_{wc}$  vs  $(k_{ro})_{S_{wc}}$
    - $S_{wc}$  vs  $(k_{rw})_{S_{or}}$



- Permeabilitas relatif pada sistim gas-minyak, plot :
  - $S_{lr}$  vs Permeabilitas
    - $S_{lr}$  vs  $S_{wc}$
    - $S_{lr}$  vs  $(k_{ro})_{S_{gc}}$
    - $S_{lr}$  vs  $(k_{rg})_{S_{lr}}$
- Permeabilitas relatif pada sistim gas-air (lapangan gas), plot:
  - $S_{wc}$  vs Permeabilitas
  - $S_{wc}$  vs  $S_{gr}$
  - $S_{wc}$  vs  $(k_{rg})_{S_{wc}}$
  - $S_{wc}$  vs  $(k_{rw})_{S_{gr}}$

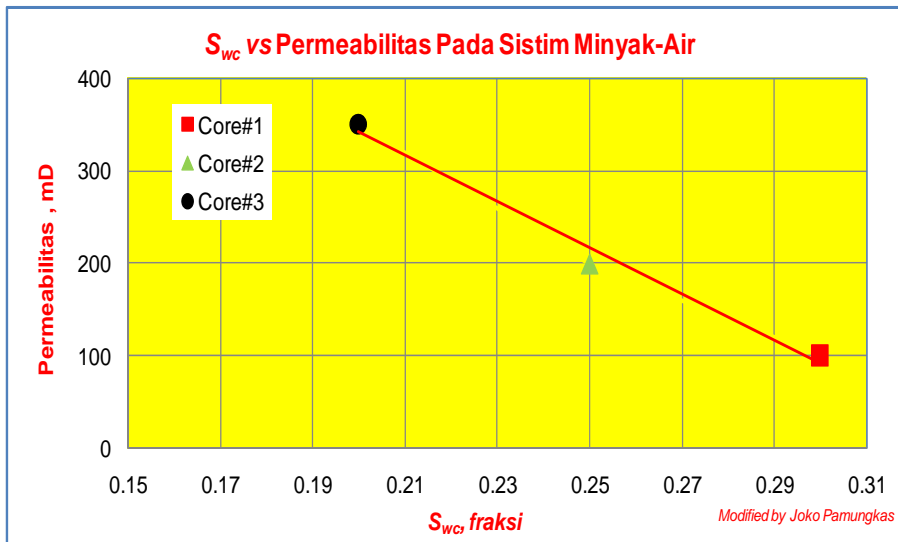
**2. Contoh kasus sistim minyak-air**

a. Diketahui data seperti pada **Tabel 3-23** (sistim minyak – air), di bawah:

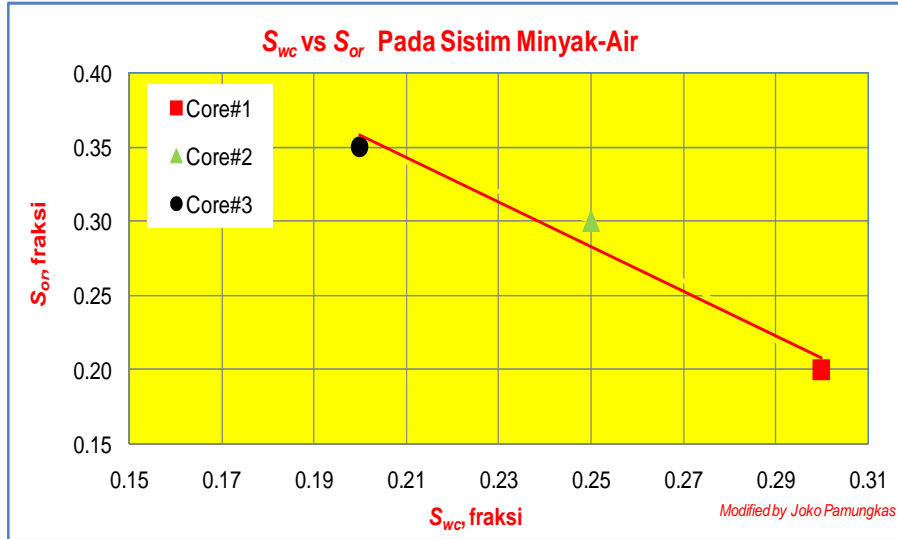
**Tabel 3-23** Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim **Minyak – Air**

Core	Permeabilitas (mD)	$S_{wc}$ (Fraksi)	$(k_{ro})_{S_{wc}}$ (Fraksi)	$(k_{rw})_{S_{or}}$ (Fraksi)	$S_{or}$ (Fraksi)
Core#1	100	0.3000	0.6500	0.5030	0.2000
Core#2	200	0.2500	0.6904	0.4100	0.3000
Core#3	350	0.2000	0.7620	0.3010	0.3500

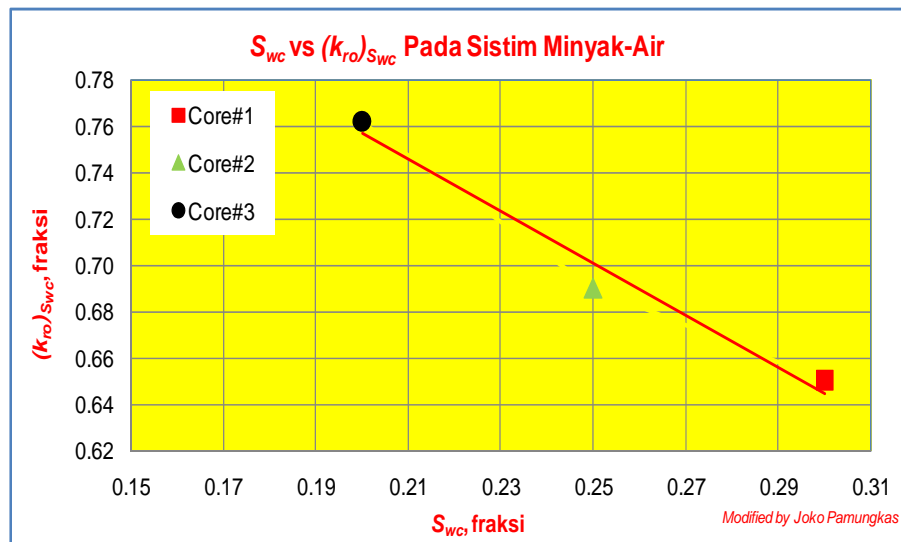
b. Plot gambar seperti pada **Gambar 3.16** sampai dengan **3-19**, di bawah:



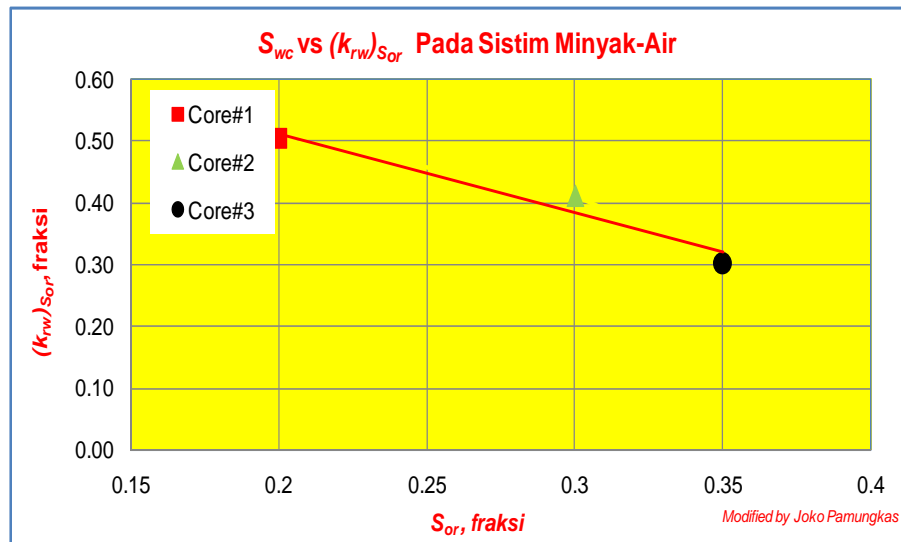
**Gambar 3.16.**  $S_{wc}$  vs Permeabilitas Pada **Sistim Minyak – Air**



Gambar 3.17.  $S_{wc}$  vs  $S_{or}$  Pada Sistim Minyak – Air



Gambar 3.18.  $S_{wc}$  vs  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  Pada Sistim Minyak – Air



Gambar 3.19.  $S_{wc}$  vs  $(k_{rw})_{Sor}$  Pada Sistim Minyak - Air

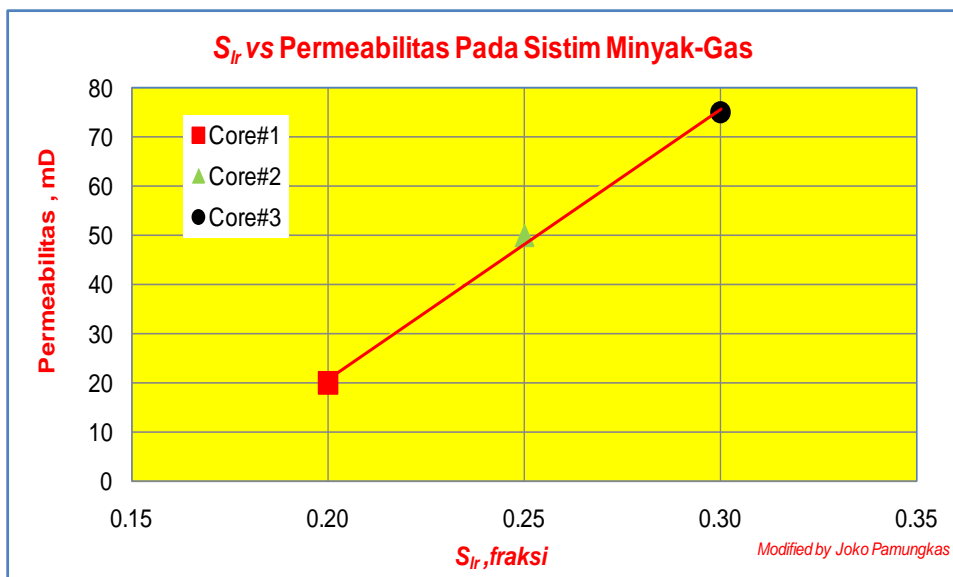
**3. Contoh kasus sistim minyak-gas**

c. Diketahui data seperti pada **Tabel 3-24** (sistim minyak – gas), di bawah:

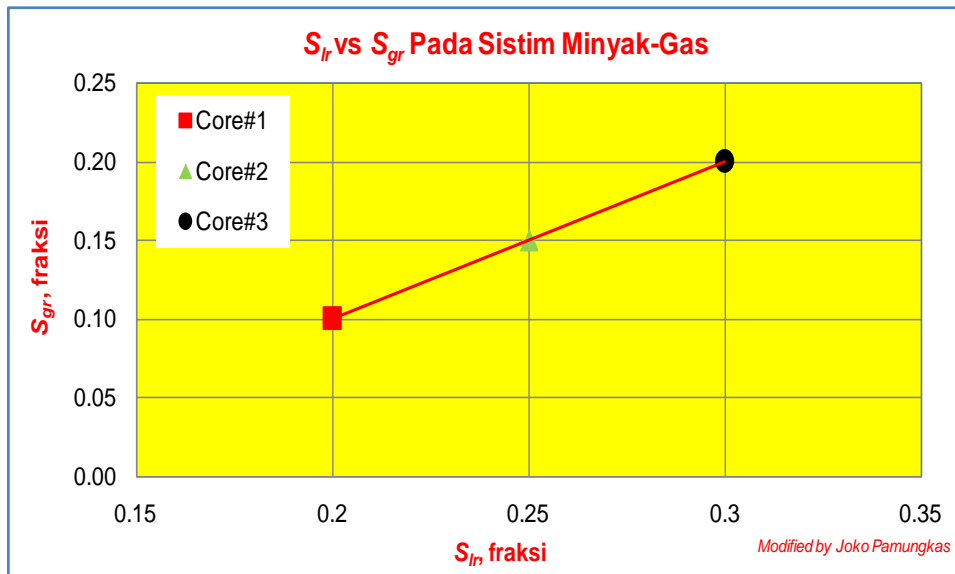
**Tabel 3-24** Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim **Minyak – Gas**

Core	Permeabilitas (mD)	$S_{wc}$ (Fraksi)	$(k_{ro})_{S_{wc}}$ (Fraksi)	$(k_{rg})_{S_{lr}}$ (Fraksi)	$S_{lr}$ (Fraksi)
Core#1	20	0.1000	0.8711	0.2963	0.2000
Core#2	50	0.1500	0.5951	0.1764	0.2500
Core#3	75	0.2000	0.2795	0.1066	0.3000

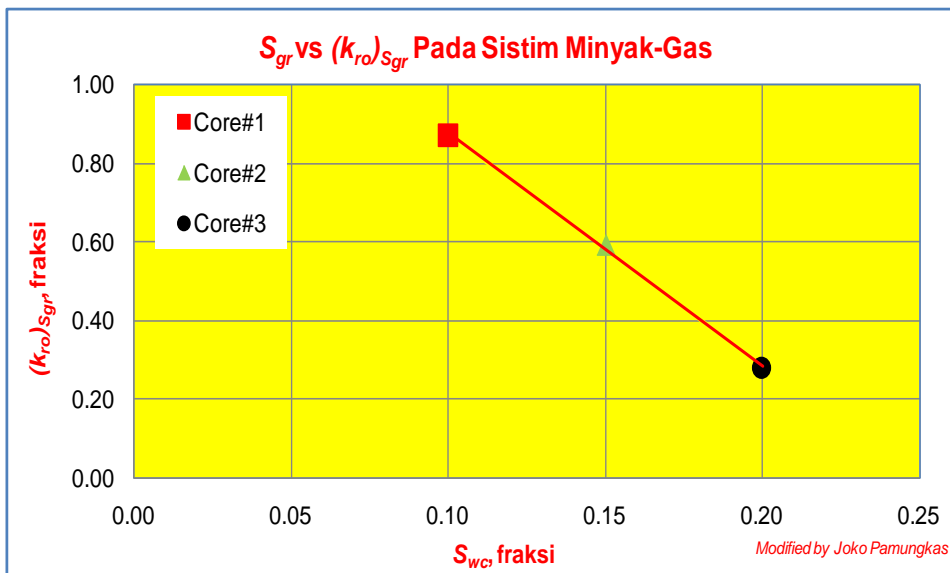
d. Plot gambar seperti pada **Gambar 3.20** sampai dengan **3-23**, di bawah:



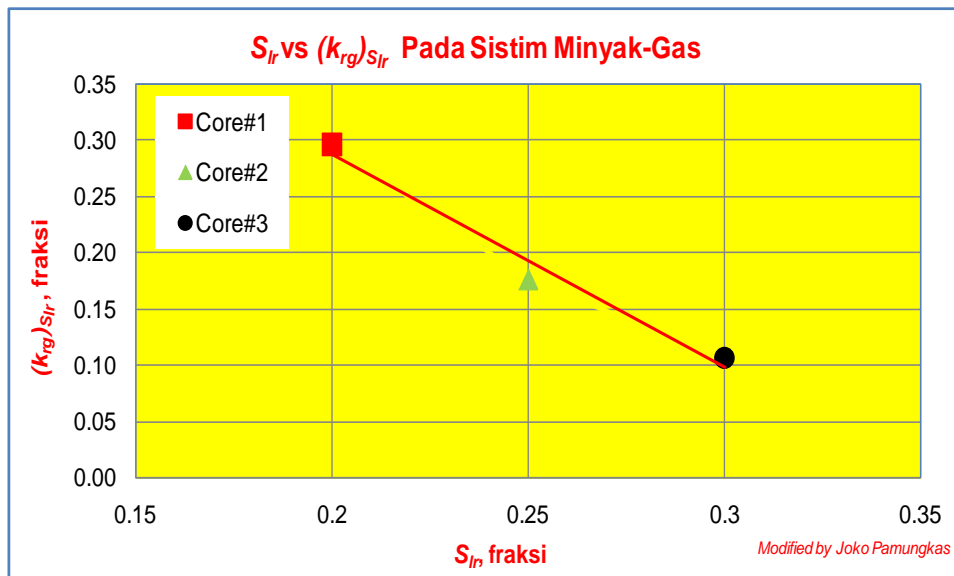
**Gambar 3.20.**  $S_{lr}$  vs Permeabilitas Pada **Sistim Minyak – Gas**



Gambar 3.21.  $S_{lr}$  vs  $S_{wc}$  Pada Sistim Minyak - Gas



Gambar 3.22.  $S_{wc}$  vs  $(k_{ro})_{S_{wc}}$  Pada Sistim Minyak - Gas



Gambar 3.23.  $S_{lr}$  vs  $(k_{rg})_{S_{lr}}$  Pada Sistem Minyak - Gas

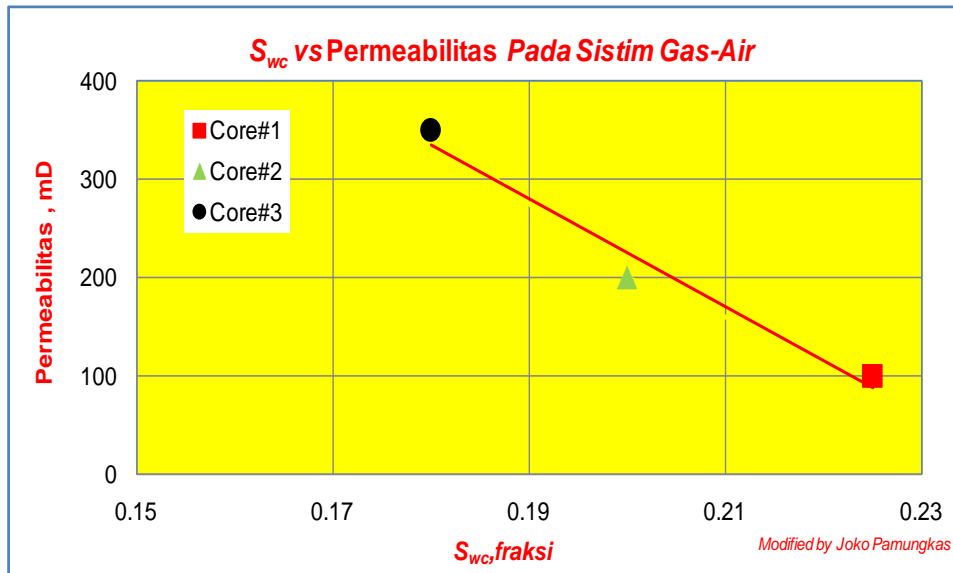
**3. Contoh kasus sistim gas-air**

e. Diketahui data seperti pada **Tabel 3-25** (sistim gas – air), di bawah:

**Tabel 3-25 Tabulasi Data Permeabilitas Relatif Sistim Gas – Air**

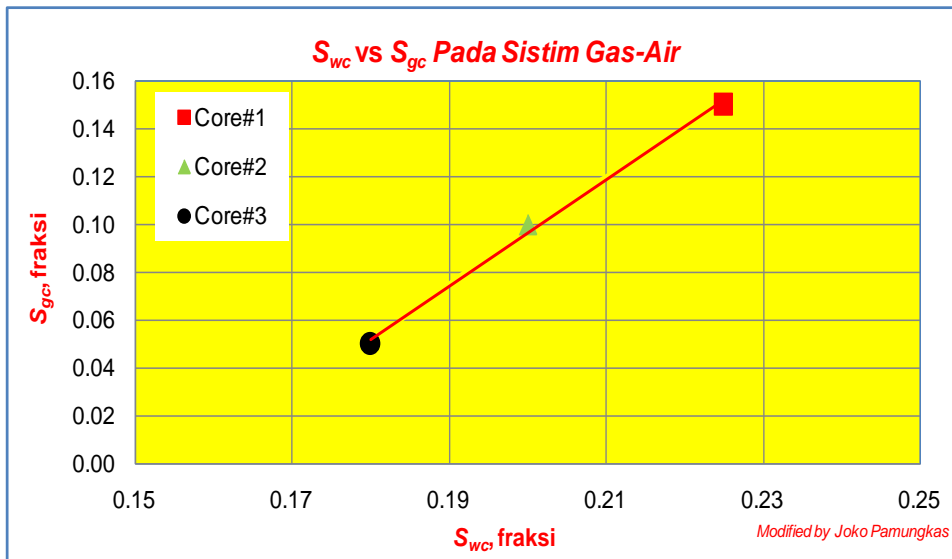
Core	Permeabilitas (mD)	$S_{wc}$ (Fraksi)	$(k_{rg})_{S_{wc}}$ (Fraksi)	$(k_{rw})_{S_{gr}}$ (Fraksi)	$S_{lr}$ (Fraksi)
Core#1	100	0.2250	0.0900	0.2401	0.1500
Core#2	200	0.2000	0.1593	0.4219	0.1000
Core#3	350	0.1800	0.3181	0.6400	0.0500

f. Plot gambar seperti pada **Gambar 3.24** sampai dengan **3-27**, di bawah:

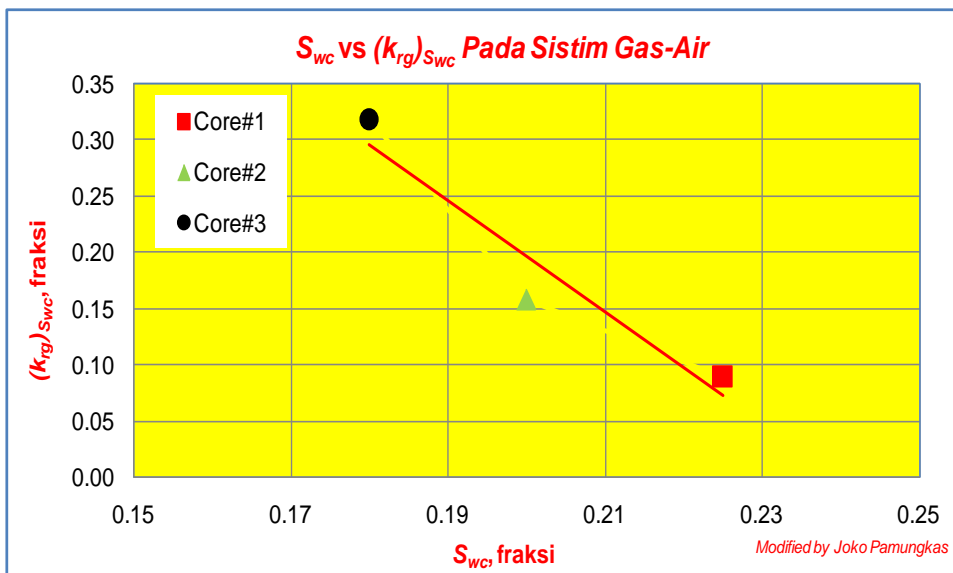


**Gambar 3.24.  $S_{wc}$  vs Permeabilitas Pada Sistim Gas – Air**

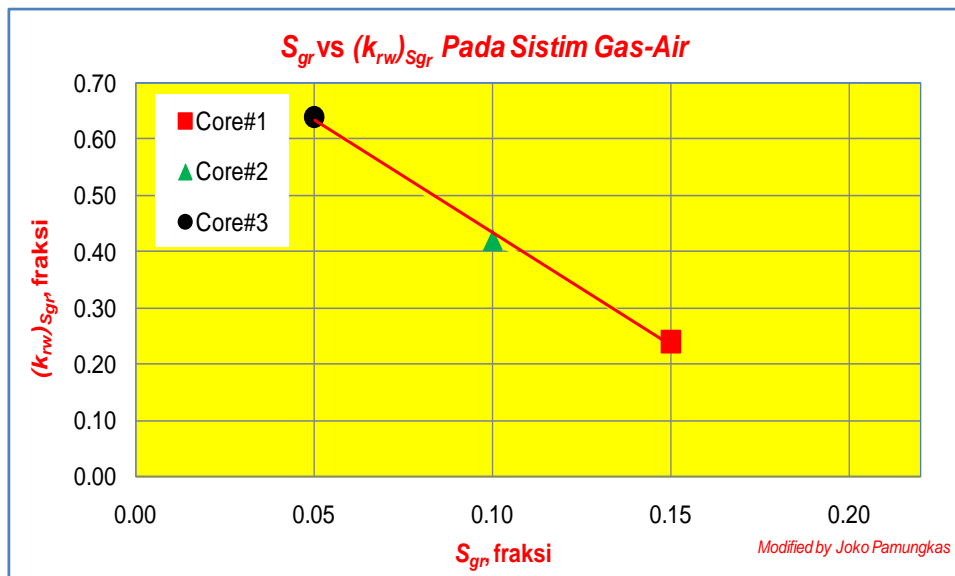




Gambar 3.25.  $S_{wc}$  vs  $S_{gc}$  Pada Sistim Gas - Air



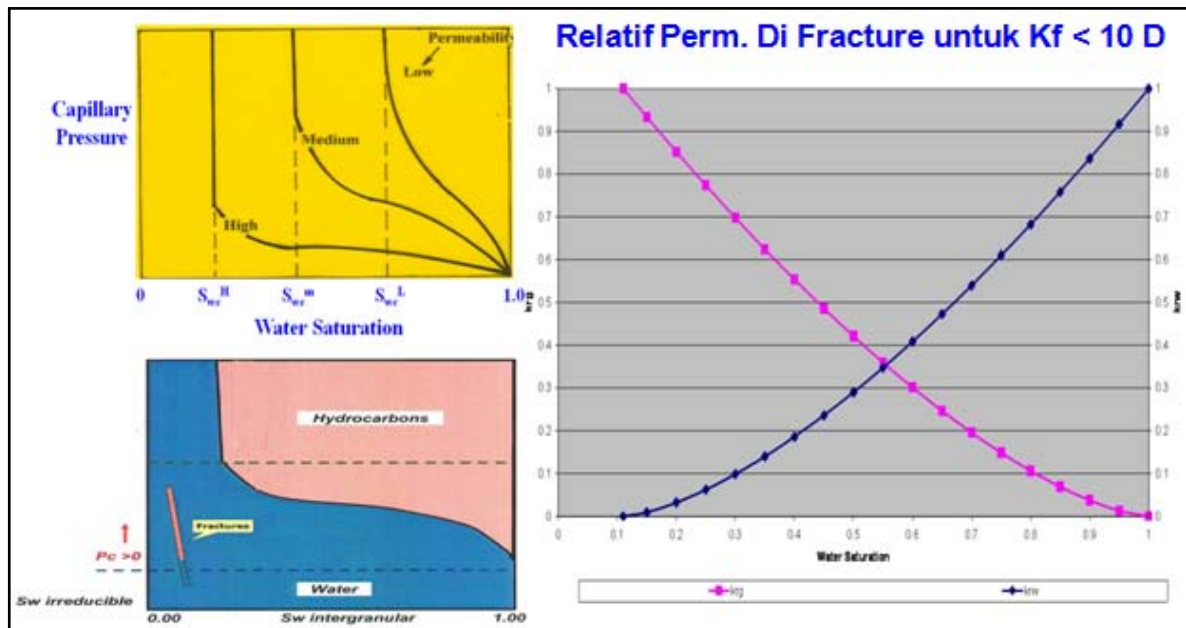
Gambar 3.26.  $S_{wc}$  vs  $(k_{rg})_{S_{wc}}$  Pada Sistim Gas - Air



**Gambar 3.27.  $S_{lr}$  vs  $(k_{rg})_{S_{lr}}$  Pada Sistem Gas - Air**

### 3.2.4. Pengelolaan Permeabilitas Relatif untuk Rekahan

Harga  $S_{wc}$  di rekahan tidak selamanya bernilai nol tergantung dari permeabilitas. Untuk menghitung  $S_{wc}$  tsb dapat diambil dari data matrik yaitu hubungan permeabilitas vs  $S_{wc}$ . Dengan menggunakan korelasi/chart harga Permeabilitas di rekahan dapat ditentukan, sehingga  $s_{wc}$  di fracture dapat dihitung.



**Gambar 3.28. Kurva Permeabilitas Relatif untuk Rekahan (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

### 3.3. Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ )

#### 3.3.1. Definisi Tekanan Kapiler ( $P_c$ )

Tekanan kapiler ( $P_c$ ) didefinisikan sebagai perbedaan tekanan yang ada antara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut. Besarnya tekanan kapiler dipengaruhi oleh tegangan permukaan, sudut kontak antara minyak-air-zat padat dan jari-jari kelengkungan pori.

$$P_c = P_o - P_w = (\rho_w - \rho_o)g h, \text{ atau}$$

$$P_c(S_w) = \frac{h}{144} (\rho_o - \rho_w) \dots\dots\dots(3-40)$$

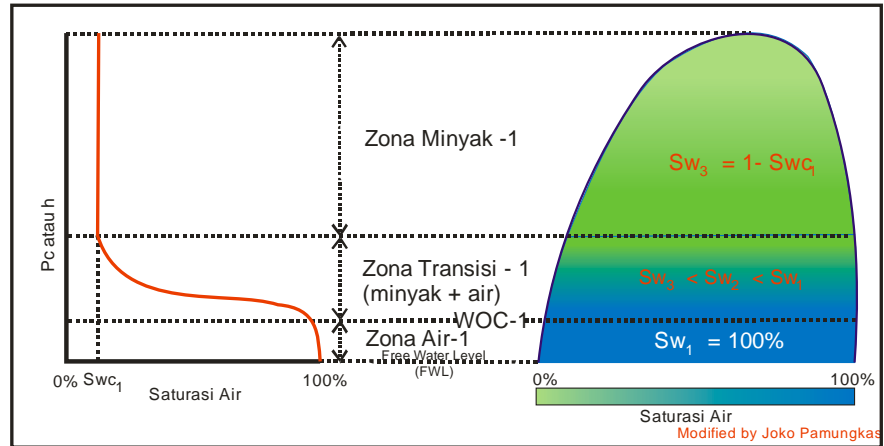
$$h = \frac{144P_c}{\rho_w - \rho_o} \dots\dots\dots(3-41)$$

dimana:

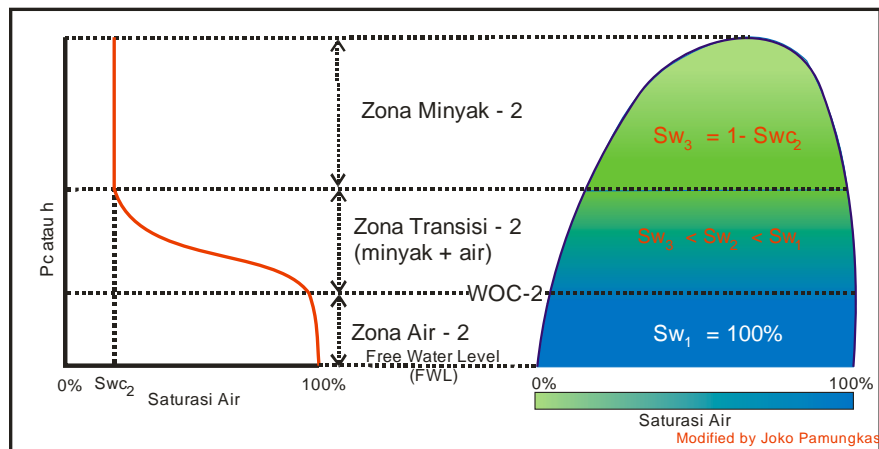
- $P_c$  = tekanan kapiler, psi
- $h$  = ketinggian di atas *free water level*, ft
- $\rho_w$  = massa jenis air, lb/gal
- $\rho_o$  = massa jenis minyak, lb/gal
- 144 = konstanta

Konsep hubungan  $P_c$ ,  $S_w$ , *free water level*, WOC, zona air, zona transisi dan zona minyak dengan berbagai variasi harga permeabilitas dapat dilihat pada **Gambar 3.29**. Pada gambar tersebut juga dapat dilihat bahwa semakin besar harga permeabilitas-nya, maka:

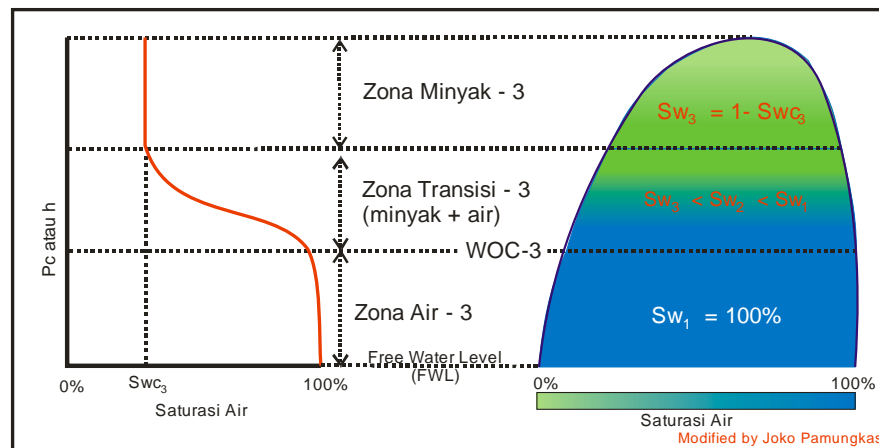
- $S_{wc1} < S_{wc2} < S_{wc3}$
- Tebal zona air-1 < zona air-2 < zona air-3,
- Tebal zona transisi-1 < zona transisi-2 < zona transisi-3, dan akibatnya
- Tebal zona minyak-1 > zona minyak-2 > zona minyak-3



### A. Permeabilitas Tinggi



### B. Permeabilitas Sedang



### C. Permeabilitas Rendah

Gambar 3.29. Pc vs Sw dan Ilustrasi Distribusi Sw Pada Reservoir Minyak Untuk Berbagai Variasi Harga Permeabilitas

### 3.3.2. Leverett J-Function

Data  $P_c$  dari hasil SCAL didapatkan dari core dengan ukuran yang sangat kecil jika dibandingkan dengan reservoirnya, oleh karena itu perlu dikombinasikan seluruh data  $P_c$  untuk dapat digunakan membuat klasifikasi reservoir tersebut.

Persamaan J-Function (normalisasi  $P_c$ ) yang digunakan adalah:

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots \dots \dots (3-42)$$

dimana:

- $J(S_w)$  = Leverett J-Function
- $\sigma$  = tegangan permukaan, dynes/cm  
= 72–100 (air-brine); 15-40 (oil-brine); 35-65 (gas-oil)
- $k$  = permeabilitas, md
- $\Phi$  = porositas, fraksi

Menghitung tekanan kapiler hasil de-normalisasi dari  $J(S_w)$  dengan rumus di bawah dengan merubah harga permeabilitas dan porositas core menjadi permeabilitas dan porositas reservoir, yaitu:

$$P_c = J(S_w) \sigma / \left[ 0.21645 \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right] \dots \dots \dots (3-43)$$

### 3.3.3. Konversi Data Laboraturim Tekanan Kapiler

Metode lain untuk mengkonversi data laboratorium  $P_c$  menjadi  $P_c$  reservoir dapat ditentukan dengan persamaan di bawah.

Jika porositas dan permeabilitas dari core **sama** dengan porositas dan permeabilitas reservoir maka:

$$(P_c)_{res} = (P_c)_{lab} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \dots \dots \dots (3-44)$$

Jika porositas dan permeabilitas dari core **berbeda** dengan porositas dan permeabilitas reservoir maka:

$$(P_c)_{res} = (P_c)_{lab} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \sqrt{(\phi_{res} k_{core}) / (\phi_{core} k_{res})} \dots \dots \dots (3-45)$$

Hasil  $P_c$  reservoir ini yang digunakan dalam pemodelan simulasi reservoir dimana:

- $(P_c)_{res}$  = tekanan kapiler reservoir, psia
- $\sigma_{res}$  = tegangan permukaan reservoir, dynes/cm
- $k_{res}$  = permeabilitas reservoir, md
- $\phi_{res}$  = porositas reservoir, fraksi
- $(P_c)_{lab}$  = tekanan kapiler laboratorium, psia
- $\sigma_{lab}$  = tegangan permukaan laboratorium, dynes/cm
- $k_{lab}$  = permeabilitas laboratorium, md
- $\phi_{lab}$  = porositas laboratorium, fraksi

### 3.3.4. Prosedur Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ )

Untuk mengolah data  $P_c$  dapat dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

- Membuat tabulasi hasil SCAL untuk masing-masing core
- Plot kurva  $P_c$  vs  $S_w$  hasil SCAL
- Buat normalisasi data  $P_c$  dengan metode J-Function seperti pada **Persamaan 3-42**
- Plot kurva  $J(S_w)$  vs  $S_w$
- Hitung de-normalisasi  $P_c$  dengan **Persamaan 3-43**
- Hitung  $h$  reservoir **Persamaan 3-41**
- Plot kurva  $J(S_w)$  vs  $S_w$ ,  $P_c$  vs  $S_w$ ,  $P_{c\ res}$  vs  $S_w$  dan  $h$  vs  $S_w$



**3.3.5. Contoh Pengolahan Data Tekanan Kapiler ( $P_c$ )**

a. Diketahui data contoh hasil pengukuran  $P_c$  seperti pada **Tabel 3-26** dan **Gambar 3.30**, di bawah ini.

**Tabel 3-26. Data Tekanan Kapiler**

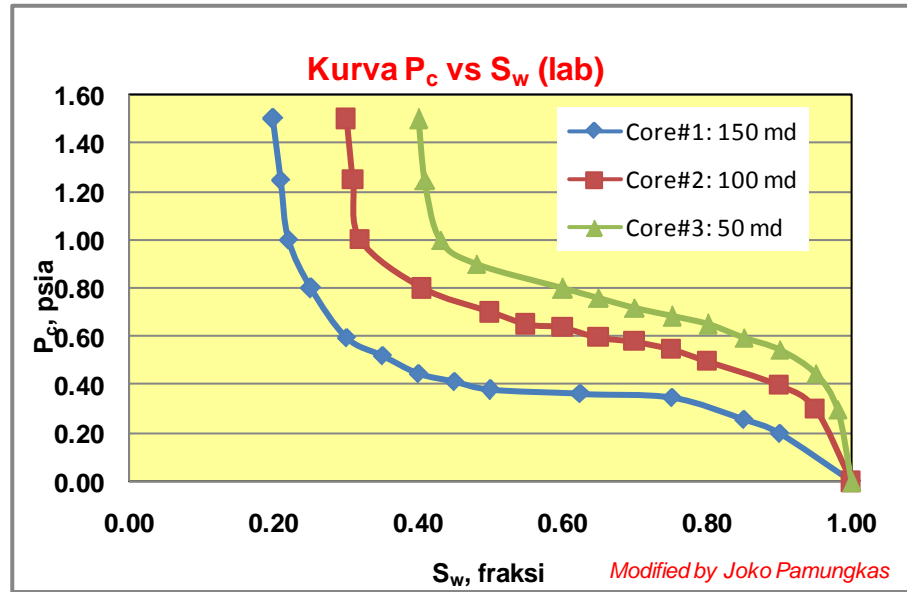
Core#1			Core#2			Core#3		
h	5	ft	h	5	ft	h	5	ft
k core	150	md	k core	100	md	k core	50	md
$\Phi$ core	0.216	fraksi	$\Phi$ core	0.18	fraksi	$\Phi$ core	0.09	fraksi
k res.	300	md	k res.	250	k res.	k res.	150	k res.
$\Phi$ res.	0.25	fraksi	$\Phi$ res.	0.205	$\Phi$ res.	$\Phi$ res.	0.11	$\Phi$ res.
$\sigma_{lab}$	100	dynes/cm	$\sigma_{lab}$	100	dynes/cm	$\sigma_{lab}$	100	dynes/cm
$\sigma_{res}$	15	dynes/cm	$\sigma_{res}$	15	dynes/cm	$\sigma_{res}$	15	dynes/cm
$\rho_w$	75	lb/ft3	$\rho_w$	75	lb/ft3	$\rho_w$	75	lb/ft3
$\rho_o$	50	lb/ft3	$\rho_o$	50	lb/ft3	$\rho_o$	50	lb/ft3

Core#1	
$S_w$	$P_c$
fraksi	Psia
1.00	0.000
0.90	0.200
0.85	0.260
0.75	0.350
0.63	0.365
0.50	0.380
0.45	0.415
0.40	0.450
0.35	0.525
0.30	0.600
0.25	0.800
0.22	1.000
0.21	12.50
0.20	1.500

Core#2	
$S_w$	$P_c$
fraksi	Psia
1.00	0.000
0.95	0.300
0.90	0.400
0.80	0.500
0.75	0.550
0.70	0.580
0.65	0.600
0.60	0.640
0.55	0.650
0.50	0.700
0.41	0.800
0.32	1.000
0.31	1.250
0.30	1.500

Core#3	
$S_w$	$P_c$
fraksi	Psia
1.00	0.000
0.98	0.300
0.95	0.450
0.90	0.550
0.85	0.600
0.80	0.650
0.75	0.685
0.70	0.720
0.65	0.760
0.60	0.800
0.48	0.900
0.43	1.000
0.41	1.250
0.40	1.500

Kurva Tekanan Kapiler vs Saturasi Air Hasil Laboratorium dapat dilihat pada **Gambar 3.30**.



Gambar 3.30. Kurva Tekanan Kapiler vs Saturasi Air Hasil Laboratorium

- b. Hitung  $J(S_w)$  dengan Persamaan **Persamaan 3-42**

Contoh perhitungan untuk Core#1:

Diketahui:

$$P_c = 0.2; \sigma = 100; k = 150, \text{ dan } \Phi = 0.216$$

maka:

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\Phi}}$$

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{0.2}{100} \sqrt{\frac{150}{0.216}}$$

$$J(S_w) = 0.011$$

Tabulasi hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel 3-27 kolom 3, dan **Gambar 3.31**

- c. Hitung  $P_{cres}$  dengan **Persamaan 3-43**

Diketahui hasil contoh perhitungan untuk Core#1, pada langkah b.

$$P_c = J(S_w) \sigma / \left[ 0.21645 \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \right]$$

$$P_c = 0.011 \times 100 / \left[ 0.21645 \sqrt{\frac{300}{0.25}} \right]$$

$$P_c = 0.152$$

Tabulasi hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel 3-27 kolom 4 dan **Gambar 3.32**

- d. Hitung  $h$  dengan **Persamaan 3-41**

Diketahui:

hasil contoh perhitungan untuk Core#1, pada langkah c.

$$\rho_w = 75; \rho_o = 50$$

maka:

$$h = \frac{144P_c}{\rho_w - \rho_o}$$

$$h = \frac{144 \times 0.152}{75 - 50}$$

$$h = 0.876$$

Tabulasi hasil selengkapnya dapat dilihat pada Tabel 3-27 kolom 6 dan **Gambar 3.33**

- e. Buat kurva  $J(S_w)$  vs  $S_w$  (**Gambar 3.31**),  $P_{c\ res}$  vs  $S_w$  (**Gambar 3.32**) dan  $h$  vs  $S_w$  (**Gambar 3.33**)

**Tabel 3-27 Hasil Perhitungan  $J(S_w)$ ,  $P_c$  dan h**

**A. Core#1**

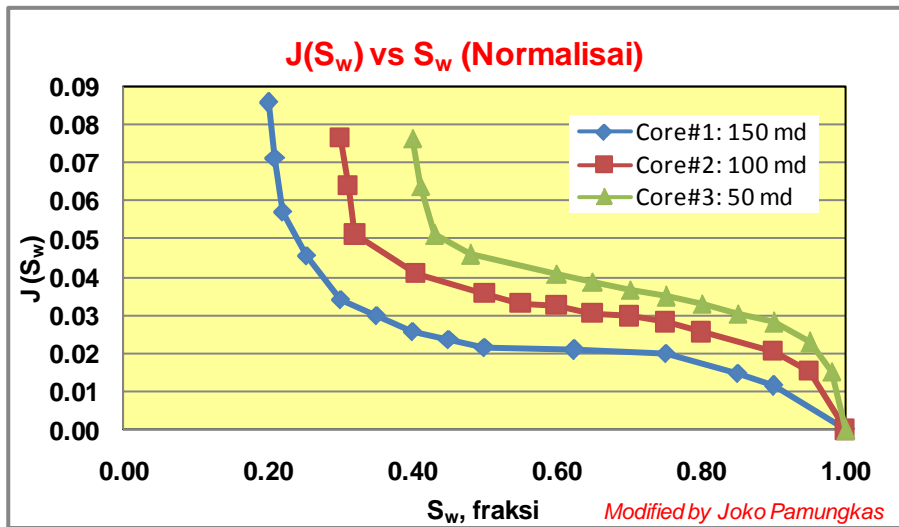
<b>Core#1</b>				
$S_w$ fraksi	$P_c$ Psia	$J(S_w)$	$(P_c)$ res Psia	h ft
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1.000	0.0	0.00	0.000	0.000
0.900	0.2	0.01	0.152	0.876
0.850	0.3	0.01	0.198	1.139
0.750	0.4	0.02	0.266	1.534
0.625	0.4	0.02	0.278	1.599
0.500	0.4	0.02	0.289	1.665
0.450	0.4	0.02	0.316	1.818
0.400	0.5	0.03	0.342	1.972
0.350	0.5	0.03	0.399	2.300
0.300	0.6	0.03	0.456	2.629
0.253	0.8	0.05	0.609	3.505
0.220	1.0	0.06	0.761	4.382
0.210	1.3	0.07	0.951	5.477
0.200	1.5	0.09	1.141	6.573

**B. Core#2**

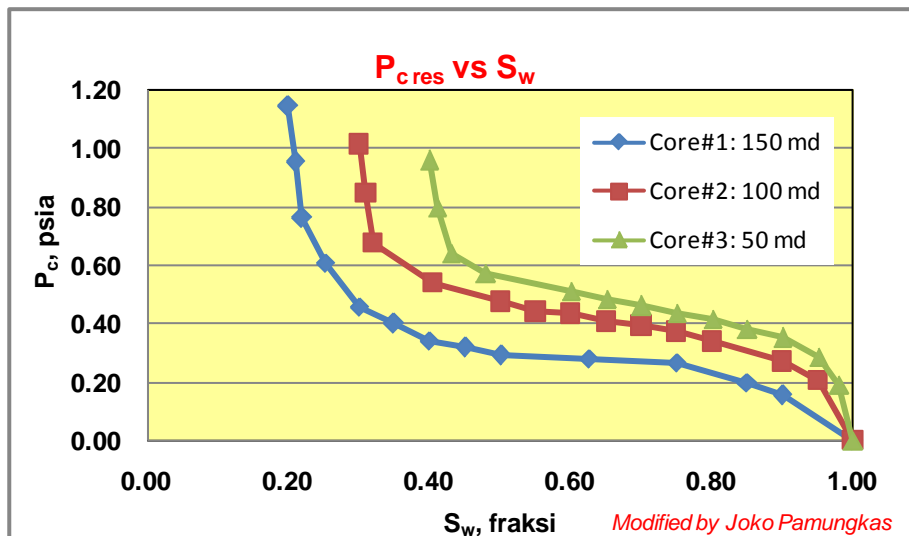
<b>Core#2</b>				
$S_w$ fraksi	$P_c$ Psia	$J(S_w)$	$(P_c)$ res Psia	h ft
(1)	(2)	(3)	(4)	(6)
1.000	0.0	0.00	0.000	0.000
0.950	0.3	0.02	0.202	1.166
0.900	0.4	0.02	0.270	1.555
0.800	0.5	0.03	0.337	1.944
0.750	0.6	0.03	0.371	2.138
0.700	0.6	0.03	0.391	2.255
0.650	0.6	0.03	0.405	2.333
0.600	0.6	0.03	0.432	2.488
0.550	0.7	0.03	0.439	2.527
0.500	0.7	0.04	0.472	2.721
0.405	0.8	0.04	0.540	3.110
0.320	1.0	0.05	0.675	3.888
0.310	1.3	0.06	0.844	4.860
0.300	1.5	0.08	1.012	5.832

C. Core#3

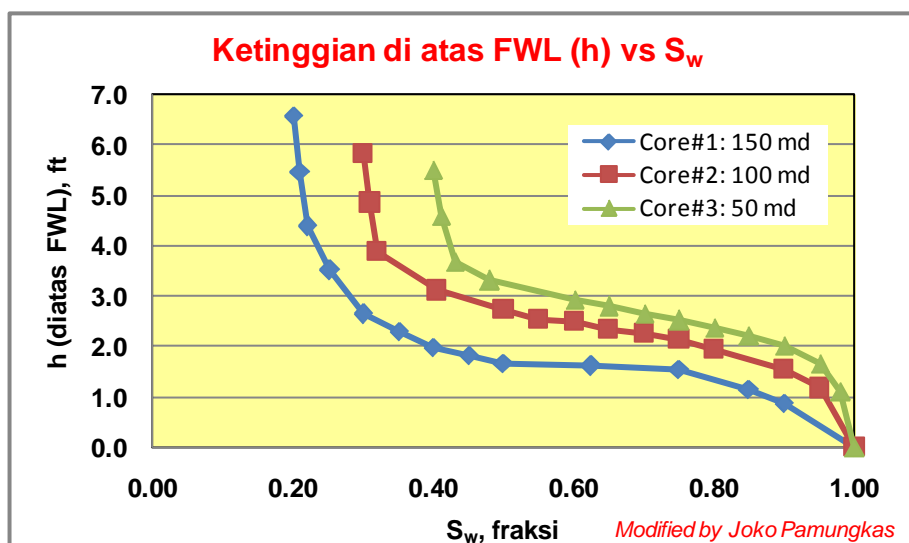
Core#3				
$S_w$ fraksi	$P_c$ Psia	$J(S_w)$	$(P_c)$ res Psia	h ft
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1.000	0.0	0.00	0.000	0.000
0.980	0.3	0.02	0.191	1.103
0.950	0.5	0.02	0.287	1.654
0.900	0.6	0.03	0.351	2.022
0.850	0.6	0.03	0.383	2.206
0.800	0.7	0.03	0.415	2.390
0.750	0.7	0.03	0.437	2.518
0.700	0.7	0.04	0.460	2.647
0.650	0.8	0.04	0.485	2.794
0.600	0.8	0.04	0.511	2.941
0.480	0.9	0.05	0.574	3.309
0.430	1.0	0.05	0.638	3.677
0.410	1.3	0.06	0.798	4.596
0.400	1.5	0.08	0.957	5.515



Gambar 3.31. Kurva  $J(S_w)$  vs  $S_w$  (Normalisasi)



Gambar 3.32. . Kurva  $(P_c)_{res}$  vs  $S_w$



Gambar 3.33. Kurva h (ketinggian di atas FWL) vs  $S_w$

**Catatan untuk diingat:**

- Tekanan kapiler merupakan fungsi dari distribusi saturasi air di atas kontak fluida (WOC untuk sistim minyak-air, atau GWC untuk sistim gas-air)
- Bentuk kurva tekanan kapiler berpengaruh terhadap: ketebalan zona transisi, besarnya *inplace* (OOIP atau IGIP), dan cepat tidaknya air ikut terproduksi.
- Bentuk kurva semakin landai maka zona transisi semakin tipis, *inplace* akan membesar dan pergerakan air semakin lambat, demikian sebaliknya bentuk kurva semakin tajam maka zona transisi-nya akan semakin tebal, *inplace* akan mengecil dan pergerakan air lebih cepat.

### 3.4. Pengolahan Data Porositas

Porositas ( $\phi$ ) didefinisikan sebagai perbandingan antara volume ruang pori-pori terhadap volume batuan total (*bulk volume*). Besar-kecilnya porositas suatu batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida reservoir. Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai:

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \dots \dots \dots (3-46)$$

dimana :

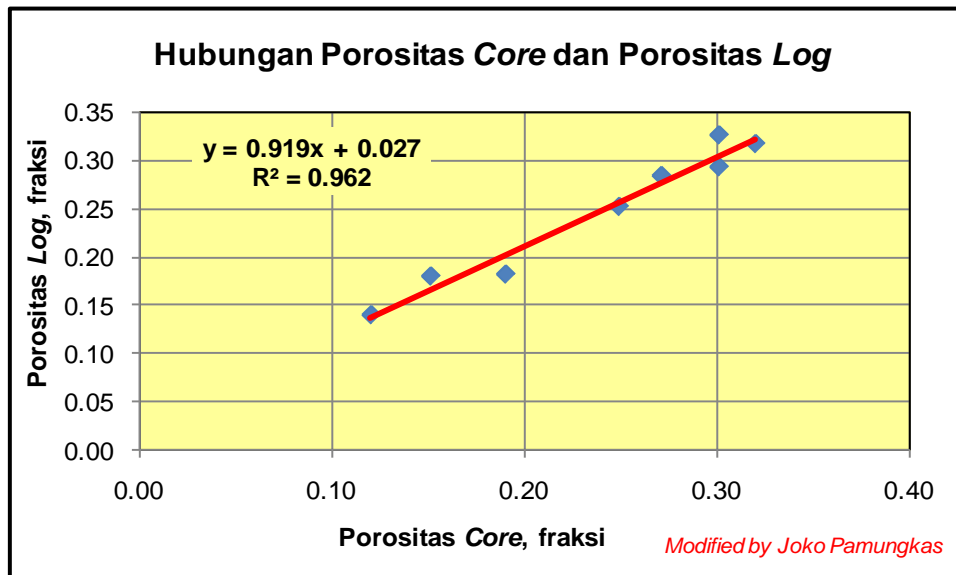
- $V_b$  = volume batuan total (bulk volume)
- $V_s$  = volume padatan batuan total (volume grain)
- $V_p$  = volume ruang pori-pori total batuan

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:

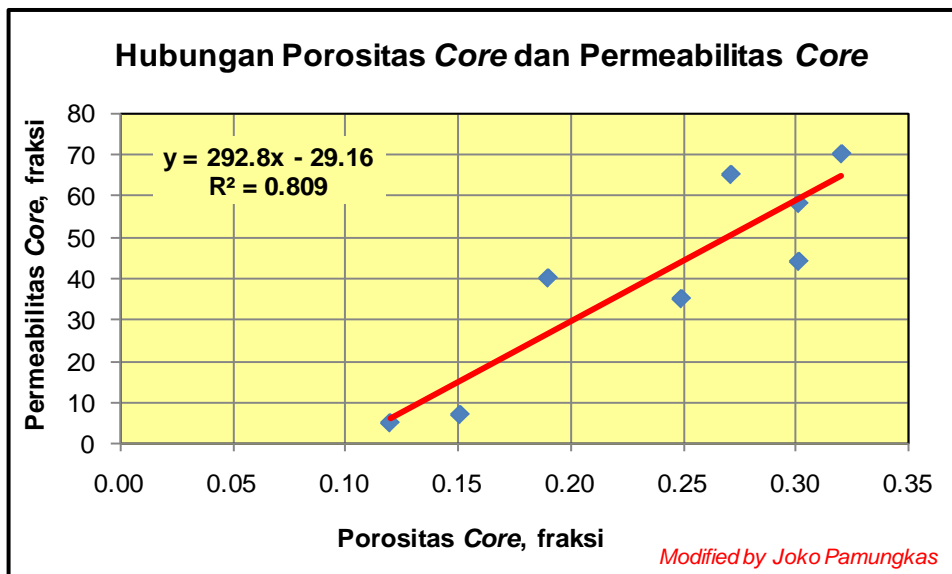
- Porositas log vs porositas SCAL
- Porositas SCAL vs Permeabilitas SCAL

Berdasarkan persamaan hasil korelasi Porositas *Log* vs Porositas *SCAL* (**Gambar 3.34**) 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 3.35**). Kedua korelasi tersebut digunakan untuk membuat distribusi porositas dan permeabilitas secara vertikal, sedangkan untuk distribusi secara lateral maka menggunakan geostatistik dengan cara membuat korelasi dari hasil porositas dan permeabilitas antar sumur dengan hasil analisa AI (Akuitik Impendan) hasil analisa seismik.





Gambar 3.34. Hubungan Porositas Core dan Porositas Log

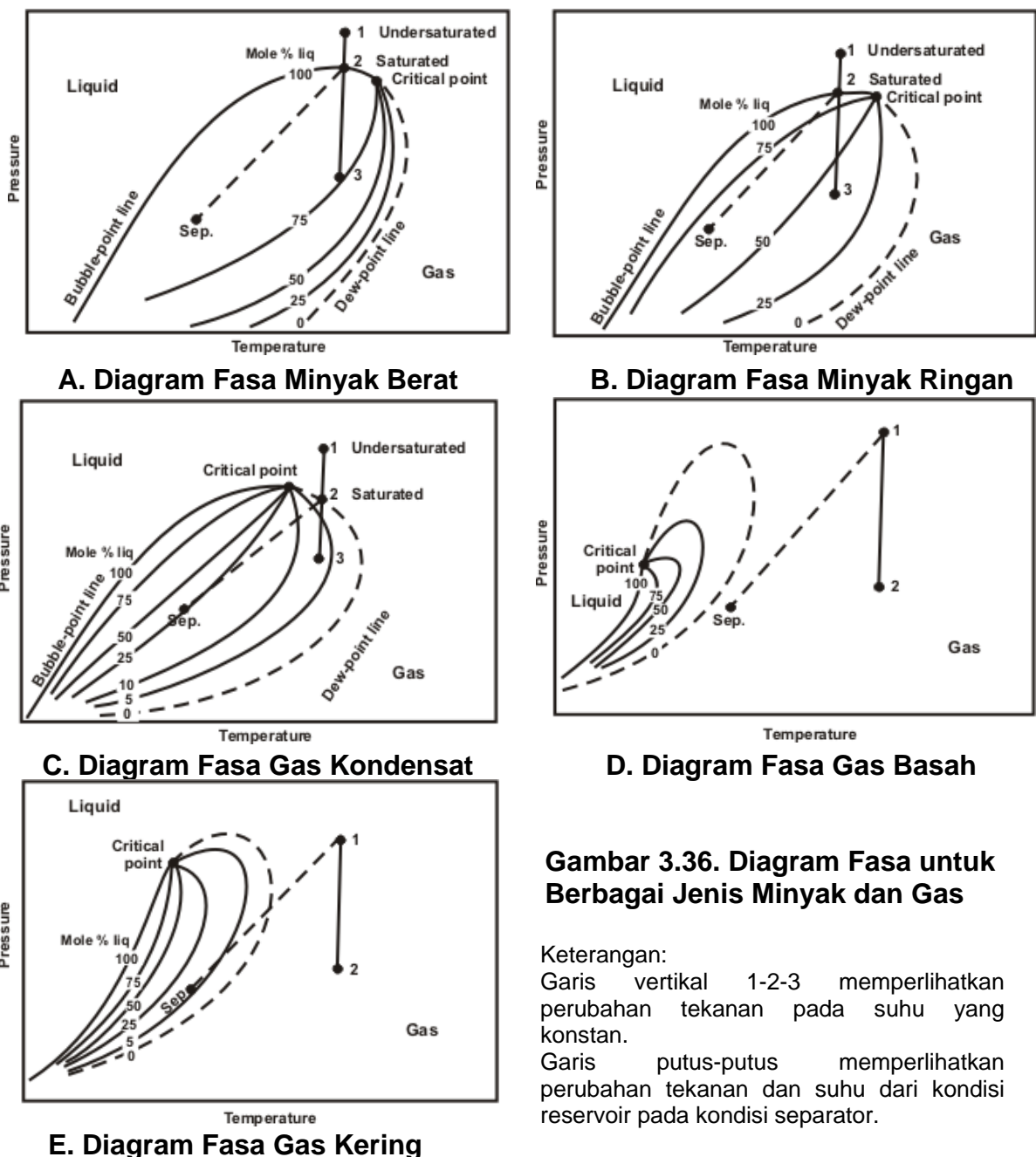


Gambar 3.35. Hubungan Porositas Core dan Permeabilitas Core

### 3.5. Pengolahan Data PVT

#### 3.5.1. Diagram Fasa Minyak dan Gas

Komposisi hidrokarbon berpengaruh terhadap terhadap jenis fasa (minyak dan gas) dan sifat-sifat fisik fluidanya (antara lain: densitas, viscositas, faktor volume formasi, kelarutan dan lain-lain). Jenis minyak dibagi menjadi dua, yaitu: minyak berat dan minyak ringan, sedangkan jenis gas dibagi menjadi tiga, yaitu: gas kondensat, gas basah dan gas kering. Karekteritik diagram fasa minyak dan gas dapat dilihat pada **Gambar 3.36** di bawah:



**Gambar 3.36. Diagram Fasa untuk Berbagai Jenis Minyak dan Gas**

Keterangan:

Garis vertikal 1-2-3 memperlihatkan perubahan tekanan pada suhu yang konstan.

Garis putus-putus memperlihatkan perubahan tekanan dan suhu dari kondisi reservoir pada kondisi separator.

Idealnya diagram fasa didapatkan dari analisa laboratorium, namun untuk mendapatkan sebuah diagram fasa ideal membutuhkan puluhan bahkan ratusan titik hasil pengukuran sehingga waktu dan biaya yang tidak sedikit, oleh karenanya untuk membuat diagram tersebut biasanya digunakan persamaan matematis, pada simulator CMG menggunakan Winprop, sedangkan pada simulator Eclipse menggunakan PVTi.

Ringkasan tipikal komposisi hidrokarbon alam dari masing-masing jenis minyak dan gas dapat dilihat pada **Tabel 3.28**, di bawah:

**Tabel 3.28. Tipikal Komposisi Hidrokarbon Alam Dari Minyak Dan gas**

Komponen	Gas Kering	Gas Kondesat	Minyak Ringan	Minyak Berat
C <sub>1</sub>	85.69	82.38	45.26	0.31
C <sub>2</sub>	4.45	4.28	3.07	0.14
C <sub>3</sub>	3.64	3.51	2.30	0.33
iC <sub>4</sub>	1.57	1.61	2.50	0.97
n C <sub>4</sub>	3.06	3.03	-	-
iC <sub>5</sub>	0.35	0.60	2.04	1.97
n C <sub>5</sub>	0.45	0.68	-	-
C <sub>6</sub>	0.34	0.99	1.75	2.49
C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	0.45	2.92	43.08	93.79

Pada tabel tersebut terlihat bahwa berdasarkan kandungan komponen C<sub>1</sub>-nya (komponen paling ringan) maka kandungan dari yang **terbesar ke terkecil** berturut-turut adalah gas kering, gas kondensat, minyak ringan dan minyak berat, demikian sebaliknya jika berdasarkan kandungan komponen C<sub>7</sub><sup>+</sup>-nya (komponen paling berat) maka kandungan dari yang **terkecil ke terbesar** berturut-turut adalah gas kering, gas kondensat, minyak ringan dan minyak berat.

Komposisi hidrokarbon alam sangat berpengaruh terhadap karakteristik minyak dan gas-nya, ringkasan tipikal karakteristik dari masing-masing jenis minyak dan gas dapat dilihat pada **Tabel 3.29**, di bawah:

**Tabel 3.29. Tipikal Karakteristik Minyak Dan gas**

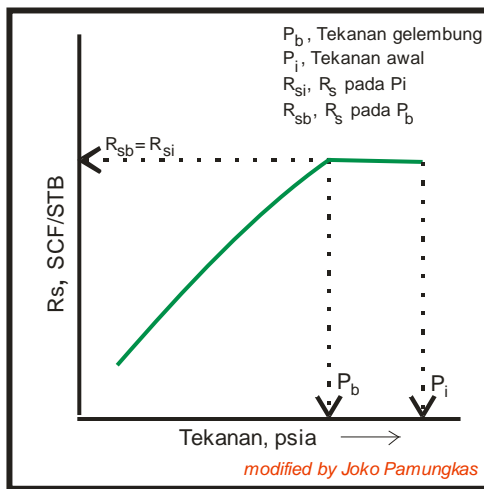
Jenis Hidrokarbon	Jenis Fasa (% mol)		GOR Permukaan	Bo	°API Gravity
	Reservoir	Separator	SCF/STB	BBL/STB	
Minyak Berat	100% mol cairan	75%-85% mol cairan 15%-25% mol gas	< 200	<1.2	< 35
Minyak Ringan	100% mol cairan	40%-65% mol cairan 35%-60% mol gas	2,000 – 3,200	< 2.0	45 - 55
Gas Kondensat	100% mol gas	15%-19% mol cairan 81%-85% mol gas	8,000 – 70,000		> 50
Gas Kering	100% mol gas	5%-25% mol cairan 75% -95% mol gas	> 100,000		> 60
Gas Basah	100% mol gas	100% mol gas	60,000-100,000		> 60

Berdasarkan tabel tersebut di atas, data karakteristik yang paling mudah didapatkan adalah GOR di permukaan dan °API gravity sehingga berdasarkan data tersebut umumnya jenis hidrokarbon dapat ditentukan.

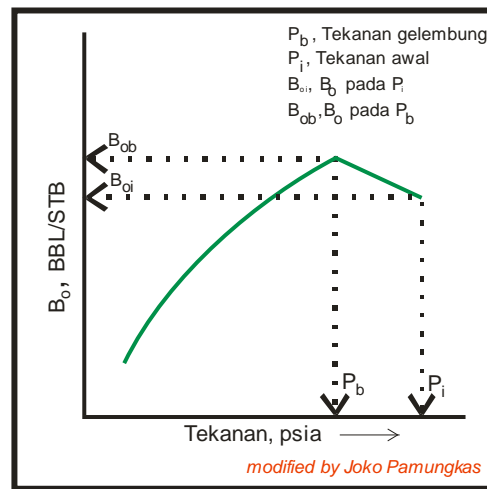
**3.5.2. Sifat-sifat Fisik Minyak**

Sifat-sifat fisik dari minyak yang penting untuk diperhatikan dalam simulasi reservoir antara lain, yaitu: kelarutan gas dalam minyak ( $R_s$ ), faktor volume formasi ( $B_o$ ), dan viscositas minyak ( $\mu_o$ ).  $R_s$  dan  $B_o$  akan berpengaruh terhadap jumlah minyak mula-mula, sedangkan  $\mu_o$  akan mempengaruhi besar-kecilnya laju produksi minyaknya.

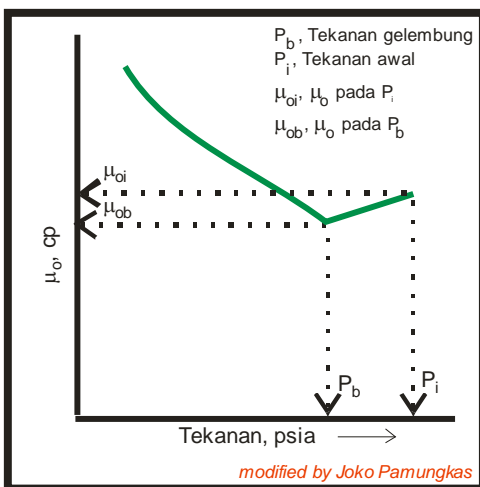
Tipikal  $R_s$ ,  $B_o$  dan  $\mu_o$  sebagai fungsi dari tekanan dapat dilihat pada **Gambar 3.37**. Berdasarkan dari gambar tersebut terlihat bahwa penurunan tekanan dari  $P_i$  ke  $P_b$  (gas belum terbebaskan) akibatnya harga  $R_s$  masih konstan, harga  $B_o$  naik, dan harga  $\mu_o$  turun, sedangkan pada tekanan di bawah  $P_b$  (gas mulai terbebaskan) menyebabkan harga  $R_s$  dan  $B_o$  turun, sedangkan harga  $\mu_o$  naik.



**A. Kelarutan Gas Dalam Minyak ( $R_s$ )**



**B. Faktor Volume Formasi Minyak ( $B_o$ )**



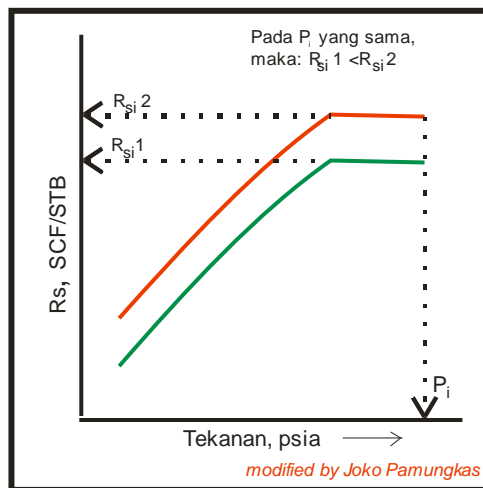
**c. Viscositas Minyak ( $\mu_o$ )**

**Gambar 3.37. Tipikal Sifat Fisik Minyak ( $R_s$ ,  $B_o$  dan  $\mu_o$ ) Sebagai Fungsi Tekanan**

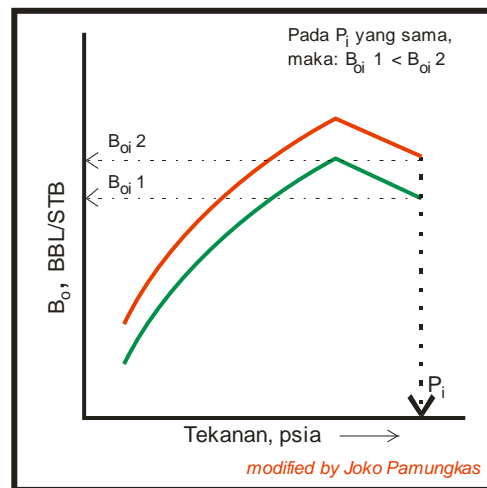
Pada saat proses inialisasi *inplace* pada simulasi reservoir besarnya harga  $R_{si}$  dan  $B_{oi}$  sangat berpengaruh terhadap besar kecilnya hasil OOIP, seperti terlihat pada **Gambar 3.38a** dan **b** di bawah.

Pada harga tekanan awal yang sama ( $P_i$ ), terlihat bahwa harga  $R_{si\ 1} < R_{si\ 2}$  dan  $B_{oi\ 1} < B_{oi\ 2}$ , akibatnya besarnya OOIP  $1 > OOIP\ 2$ .

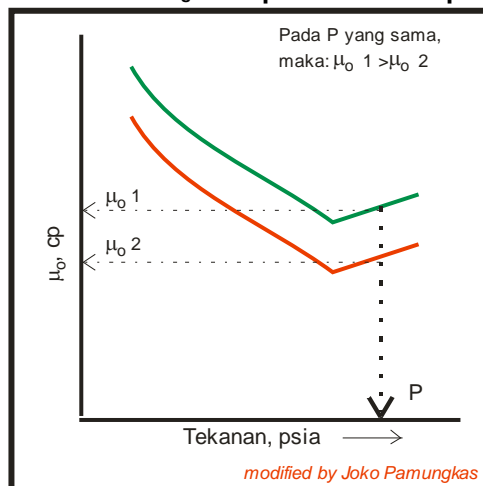
Pada saat proses penyalarsan laju produksi minyak salah satu faktor yang berpengaruh adalah viskositas minyaknya ( $\mu_o$ ), jika pada kondisi tekanan yang sama harga  $\mu_o\ 1 > \mu_o\ 2$ , maka laju produksi minyak jenis 1 lebih kecil dari minyak jenis 2, seperti terlihat pada **Gambar 3.39c** di bawah.



**A. Kurva  $R_s$  vs P pada Dua Sampel**



**B. Kurva  $B_o$  vs P pada Dua Sampel**



**c. Kurva  $\mu_o$  vs P pada Dua Sampel**

**Gambar 3.38. Kurva ( $R_s$ ,  $B_o$  dan  $\mu_o$ ) vs P pada Dua Sampel**

Sifat-sifat fisik minyak pada umumnya didapatkan dari hasil analisa laboratorium, namun biasanya tidak semua reservoir dalam satu lapangan minyak mempunyai hasil analisa tersebut, oleh karenanya untuk mendapatkan data tersebut digunakan persamaan-persamaan korelasi. Persamaan-persamaan korelasi umum digunakan untuk menentukan  $R_s$ ,  $B_o$  dan  $\mu_o$  adalah:

**A. Korelasi untuk Kelarutan Gas Dalam Minyak ( $R_s$ )**

Ada cukup banyak peneliti yang menghasilkan korelasi tersebut, tiga diantaranya adalah: Standing, The Vasquez – Beggs, dan Glaso

**Korelasi Standing ( $p < p_b$ ):**

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048} \dots\dots\dots(3-47)$$

$$x = 0.0125 API - 0.00091(T - 460)$$

Dimana T = suhu, °R

p = tekanan, psia

$\gamma_g$  = spesifik gravity gas yang terlarut

**Korelasi Vasquez – Beggs ( $p < p_b$ ):**

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp \left[ C_3 \left( \frac{API}{T} \right) \right] \dots\dots\dots(3-48)$$

Harga koefisien ditentukan dengan:

Koefisien	API ≤ 30	API > 30
C <sub>1</sub>	0.0362	0.0178
C <sub>2</sub>	1.0937	1.1870
C <sub>3</sub>	25.7240	23.931

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[ 1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left( \frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right] \dots\dots\dots(3-49)$$

Dimana  $\gamma_{gs}$  = graviti gas pada referensi tekanan separator

$\gamma_g$  = graviti gas pada kondisi  $p_{sep}$  dan  $T_{sep}$

$p_{sep}$  = tekanan separator, psia

$T_{sep}$  = suhu separator, °R

**Korelasi Glaso ( $p < p_b$ ):**

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{API^{0.989}}{(T-460)^{0.172}} \right) (p_b^*) \right]^{1.2252} \dots\dots\dots(3-50)$$

$$p_b^* = 10^x$$

$$x = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093 \log(p)]^{0.5}$$

Kelarutan gas dalam minyak di atas tekanan gelembung sama dengan kelarutan gas dalam minyak pada tekanan gelembung.

**B. Korelasi untuk Faktor Volume Formasi Minyak ( $B_o$ )**

Ada cukup banyak peneliti yang menghasilkan korelasi tersebut, tiga diantaranya adalah: Standing, The Vasquez – Beggs, dan Glaso.

**Korelasi Standing ( $p < p_b$ ):**

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \dots\dots\dots(3-51)$$

Dimana  $T$  = suhu, °R

$\gamma_o$  = spesifik graviti minyak pada kondisi *stock-tank*

$\gamma_g$  = spesifik graviti gas yang terlaut

**Korelasi Vasquez – Beggs ( $p < p_b$ ):**

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520) \left( \frac{API}{\gamma_{gs}} \right) [C_2 + C_3 R_s] \dots\dots\dots(3-52)$$

Dimana  $R_s$  = kelarutan gas, scf/STB

$T$  = suhu, °R

$\gamma_{gs}$  = spesifik graviti gas (**Persamaan 3.47**)

Harga koefisien ditentukan dengan:

<b>Koefisien</b>	<b>API ≤ 30</b>	<b>API &gt; 30</b>
$C_1$	$4.677 \times 10^{-4}$	$4.670 \times 10^{-4}$
$C_2$	$1.751 \times 10^{-5}$	$1.100 \times 10^{-5}$
$C_3$	$-1.811 \times 10^{-8}$	$1.337 \times 10^{-9}$



**Korelasi Glaso ( $p < p_b$ ):**

$$B_o = 1.0 + 10^A \dots\dots\dots(3-53)$$

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log B_{ob}^* - 0.27683(\log B_{ob}^*)^2$$

$$B_{ob}^* = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.526} + 0.969(T - 460)$$

Dimana  $T$  = suhu, °R

$\gamma_o$  = spesifik graviti minyak pada kondisi *stock-tank*

Korelasi ini memberikan akurasi terbaik dibandingkan dengan korelasi-korelasi sebelumnya.

Persamaan umum yang digunakan untuk menentukan  $B_o$  pada tekanan di atas  $p_b$  adalah:

$$B_o = B_{ob} \exp[-C_o(p - p_b)] \dots\dots\dots(3-54)$$

Dimana  $B_o$  = faktor volume formasi minyak, bbl/STB

$B_{ob}$  = faktor volume formasi minyak pada  $p_b$ , bbl/STB

$p$  = tekanan, psia

$p_b$  = tekanan gelembung, psia

$C_o$  = kompresibilitas minyak, 1/psi

**C. Korelasi untuk Kompresibilitas Minyak ( $c_o$ )**

Terdapat beberapa korelasi yang digunakan untuk menentukan kompresibilitas minyak di atas tekanan *bubble point*, antara lain adalah, korelasi Vasquez-Beggs, Petrosky-Farhad.

**Korelasi Vasquez-Beggs:**

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61API}{10^5 p} \dots\dots\dots(3-55)$$

Dimana  $T$  = temperature, °R

$P$  = tekanan di atas  $p_b$ , psia

$R_{sb}$  = kelarutan gas pada  $p_b$ , scf/STB

$\gamma_{gs}$  = gas gravity terkoreksi

Korelasi Vasquez-Beggs:

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} (T - 460)^{0.6729} P^{-0.5906} \dots (3-56)$$

Dimana T = temperatur, °R

R<sub>sb</sub> = kelarutan gas pada p<sub>b</sub>, scf/STB

**C. Korelasi untuk Viscositas Minyak ( $\mu_o$ )**

Berdasarkan kondisi tekanannya  $\mu_o$  dibagi tiga jenis, yaitu:

- **Dead-Oil Viscosity ( $\mu_{od}$ )**, adalah  $\mu_o$  pada tekanan atmosfer (tidak ada gas yang terlarut) dan suhu reservoir. Korelasi yang digunakan adalah: Beal, Beggs-Robinson, dan Glaso
- **Saturated-Oil Viscosity ( $\mu_{ob}$ )**, adalah  $\mu_o$  pada tekanan p<sub>b</sub> dan suhu reservoir. Korelasi yang digunakan adalah: Chew-Connally dan Beggs-Robinson
- **Undersaturated-Oil Viscosity ( $\mu_o$ )**, adalah  $\mu_o$  di atas tekanan p<sub>b</sub> dan suhu reservoir. Korelasi yang digunakan adalah Vasquez-Beggs

Cara menentukan  $\mu_o$  pada tekanan di bawah p<sub>b</sub> dengan dua langkah, yaitu:

1. Hitung  $\mu_{od}$ ,  $\mu_{ob}$  pada suhu reservoir, dan
2. Koreksi harga  $\mu_{od}$  pada tekanan yang diinginkan

**i. Korelasi untuk Dead-Oil Viscosity ( $\mu_{od}$ ):**

**Korelasi Beal:**

$$\mu_{od} = \left(0.32 + \frac{1.8(10^7)}{API^{4.53}}\right) \left(\frac{360}{T-260}\right)^a \dots\dots\dots(3-57)$$

$$a = 10^{(0.43+8.33/API)}$$

Dimana  $\mu_{od}$  = dead-oil viscosity, diukur pada 14,7 psia dan suhu reservoir, cp

$T$  = suhu, °R

**Korelasi Beggs-Robinson:**

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \dots\dots\dots(3-58)$$

Dimana  $x = Y(T - 460)^{-1.163}$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^{\circ}API$$

**Korelasi Glaso:**

$$\mu_{od} = [3.141(10^{10})](T - 460)^{-3.44} [\log(API)]^a \dots\dots\dots(3-59)$$

$$a = 10.313[\log[T - 460]] - 36.447$$

**ii. Korelasi untuk Saturated-Oil Viscosity ( $\mu_{ob}$ ):**

**Korelasi Chew-Connally:**

$$\mu_{ob} = (10)^a (\mu_{od})^b \dots\dots\dots(3-60)$$

$$a = R_s [2.2(10^{-7})R_s - 7.4(10^{-4})]$$

$$b = \frac{0.68}{10^c} + \frac{0.25}{10^d} + \frac{0.062}{10^e}$$

$$c = 8.62(10^{-5})R_s$$

$$d = 1.1(10^{-3})R_s$$

$$e = 3.74(10^{-3})R_s$$

Dimana  $\mu_{ob}$  = saturated-oil viscosity, diukur pada  $p_b$ , cp

$\mu_{od}$  = dead-oil viscosity, diukur pada 14,7 psia dan suhu reservoir, cp

**Korelasi Beggs-Robinson:**

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \dots\dots\dots(3-61)$$

Dimana  $a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

**iii. Korelasi untuk Undersaturated-Oil Viscosity ( $\mu_o$ ):**

**Korelasi Vasquez-Beggs:**

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b}\right)^m \dots\dots\dots(3-62)$$

Dimana  $m = 2.6 p^{1.187} 10^a$

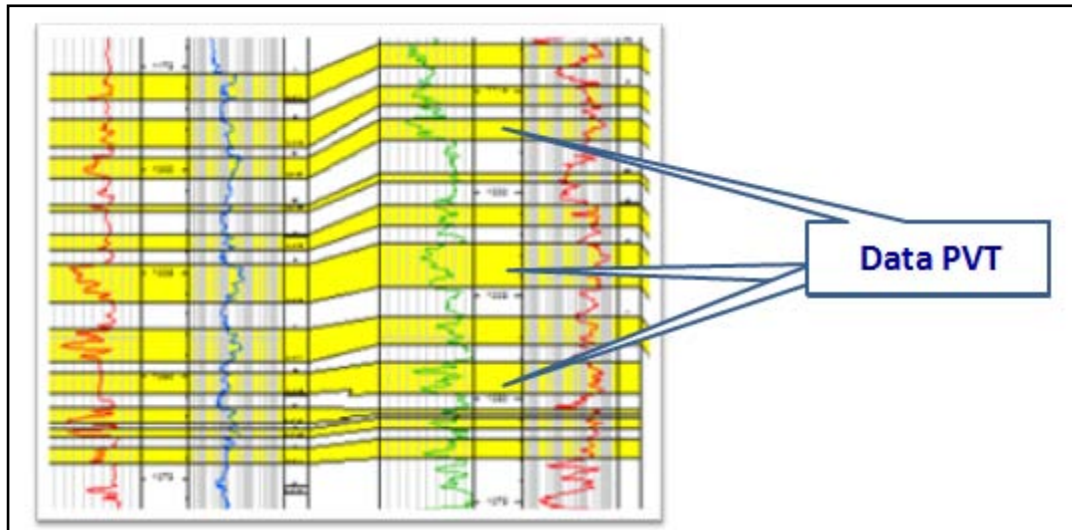
$$a = -3.9(10^{-5})p - 5$$

### 3.5.3. Pengolahan Data PVT Minyak

Terdapat dua masalah utama dalam pengolahan PVT adalah:

A) Tidak tersedianya data pengujian PVT yang lengkap untuk masing-masing reservoir, seperti terlihat pada **Gambar 3.39**. dan B) Pada suatu reservoir terdapat lebih dari satu pengujian PVT.

Pada kasus A perlu dilakukan pendekatan dengan persamaan-persamaan yang ada untuk melengkapi kekurangan data tersebut, sedangkan pada kasus B dilakukan analisa tekanan dan GOR untuk dapat menentukan data PVT mana yang dipakai.



**Gambar 3.39. Jumlah Lapisan Banyak, Tetapi Data PVT Hanya Pada Lapisan Tertentu (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

## **1. Pengolahan Data PVT Minyak untuk Kasus 'A'**

Prosedur untuk mengolah data PVT kasus 'A', sebagai berikut:

1. Buatlah tabulasi PVT untuk semua parameter yang berhubungan dengan data PVT. Semua data PVT dari berbagai sumber (laboratorium, well test) dikumpulkan dalam format yang sama untuk memudahkan dalam analisa lebih lanjut. Data PVT yang akan dianalisa harus diambil/dipilih pada sumur yang original atau pada reservoir yang belum lama berproduksi.
2. Cari hubungan beberapa parameter PVT dengan cara membuat plot: Kedalaman vs Tekanan Saturasi ( $P_b$ ),  $P_b$  vs  $T$ ,  $P_b$  vs  $R_s$ ,  $P_b$  vs  $B_o@P_b$  ( $B_{ob}$ ),  $P_b$  vs  $S_g$  dan  $P_b$  vs API dan tentukan persamaan korelasinya.
3. Hitung  $B_{ob}$  dengan menggunakan metode korelasi PVT yang ada (Standing, Vasquez, Glaso dll.)

Cara 1, Menghitung  $S_g$  dan  $B_{ob}$ :

- Pada harga  $P_b$  dan  $R_s$  yang sama hitung  $S_g$  dan  $B_{ob}$
- Bandingkan harga  $B_{ob}$  data dengan  $B_{ob}$  hasil perhitungan
- Korelasi yang digunakan adalah korelasi yang menghasilkan paling sedikit kesalahannya

Cara 2, Menghitung  $R_s$  dan  $B_{ob}$ :

- Pada harga  $P_b$  dan  $S_g$  yang sama hitung  $R_s$  dan  $B_{ob}$
- Bandingkan harga  $B_{ob}$  data dengan  $B_{ob}$  hasil perhitungan
- Korelasi yang digunakan adalah korelasi yang menghasilkan paling sedikit kesalahannya

4. Membuat tabulasi perhitungan PVT setiap lapisan berdasarkan korelasi yang dipilih dan plot kurva PVT-nya.
5. Untuk lapisan yang tidak mempunyai data PVT-nya, maka:
  - Tentukan kedalaman dan datumnya terlebih dahulu untuk masing-masing lapisan yang tidak mempunyai data PVT
  - Persamaan-persamaan korelasi hasil plot langkah (b) untuk masing-masing lapisan yang tidak mempunyai data PVT hitung harga  $P_b$ , temperatur reservoir,  $B_o@P_b$ , API,  $S_g$  dan  $R_s@P_b$
  - Berdasarkan metode korelasi PVT yang cocok pada langkah (c), maka PVT untuk tiap-tiap reservoir dapat ditentukan.

## **B. Pengolahan Data PVT Minyak untuk Kasus 'B'**

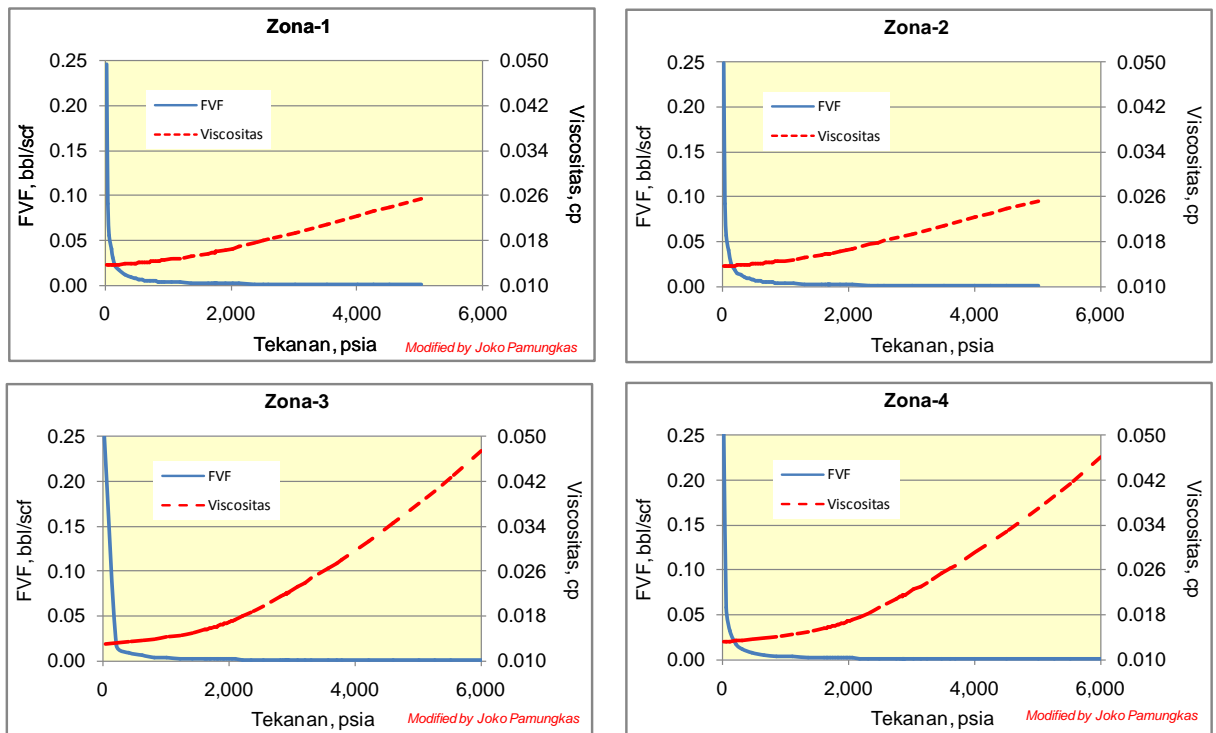
Pengolahan Data PVT untuk kasus 'B', dimana ada dua data PVT atau lebih dan pengambilan sample pada kedalaman yang sama ( $P_b$  bukan fungsi (kedalaman)).

Untuk menentukan data PVT mana yang akan diambil, dapat dengan cara :

- Plot performance GOR dan Tekanan reservoir vs Waktu
- Amati performance GOR dan pada saat GOR naik tentukan tekanan reservoir. Tekanan reservoir pada saat GOR ekuivalen dengan tekanan saturasi ( $P_b$ )

### 3.5.4. Pengolahan Data PVT untuk Reservoir Gas

Mengolah data PVT pada lapangan gas yang terdiri dari banyak lapisan dan tidak semua lapisan memiliki data/hasil lab PVT, maka penentuan PVT pada lapisan yang tidak memiliki data tersebut dapat dilakukan dengan memplot komposisi gas vs kedalaman dan selanjutnya proses hampir mirip seperti mengolah data PVT minyak.



**Gambar 3.40. Contoh Hasil Analisa untuk PVT Reservoir Gas untuk Berbagai Zona**



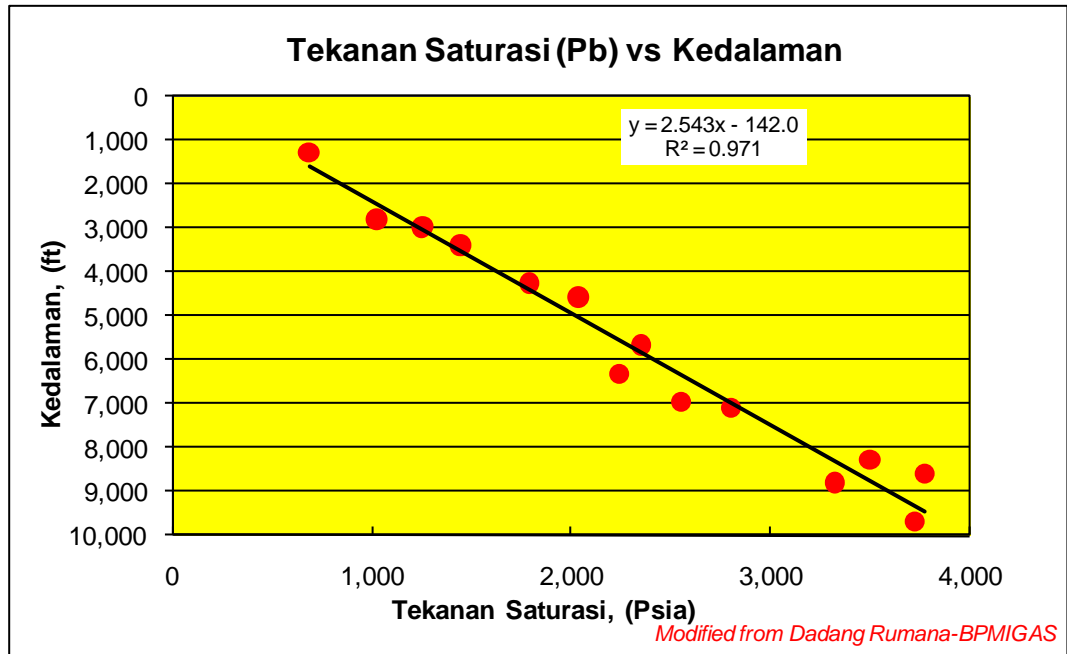
**3.5.5. Contoh Pengolahan Data PVT Minyak**

1. Buat tabel PVT pada Kasus ‘A’ untuk semua parameter yang berhubungan dengan data PVT, seperti contoh **Tabel 3.30**.

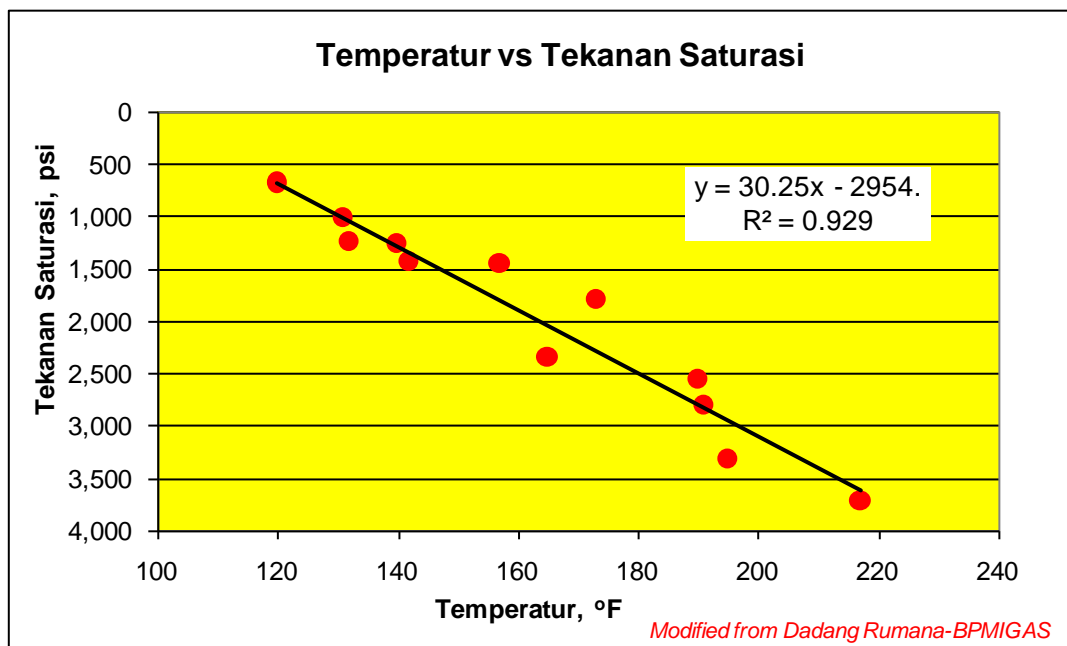
**Tabel 3.30 Contoh Tabel PVT  
(Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

Lap/ Res	Sumur	Tanggal	Interval Produksi ft	Datum ftss	Pi psi	Pr psi	Pb psi	T °F	°API	Den. Oil qr/cc	Bob bbl/stb	Rs scf/stb	Gas Gravity
X1	S-19	2/11/1984	4260 - 4275	4268	-	1796	1792	173	38.6	0.745	1.265	440	0.820
	S-37	3/7/1992	-	6330	-	2721	2243	211	33.7	0.729	1.353	598	0.813
	S-42	12/7/1992	-	4580	2035	-	2035	205	35.9	0.698	1.399	600	0.740
	S-13	9/10/1983	2962 - 2972	2972	-	1262	1262	140	41.4	0.745	1.237	379	0.694
	S-31	24/9/1985	2816 - 2822	2816	1160	1139	1022	131	22.2	0.874	1.075	152	0.668
X2	S-35	16/2/1979	5716 - 5718	5680	-	2412	2350	165	32.4	0.748	1.256	498	0.659
	S-46	12/2/1979	7140 - 7157	7110	-	2855	2802	191	31.9	0.735	1.29	527	0.560
	S-99	28-8-85	6779 - 6782	6979	2882	2880	2554	190	36.5	0.703	1.402	695	0.688
X3	S-7	29-7-84	3410 - 3416	3405	1454	-	1448	157	40.7	0.704	1.343	615	0.725
	S-21	22-5-85	2980 - 2990	2990	1246	1159	1246	132	42.7	0.661	1.633	1024	0.841
X4	S-24	4/4/1980	8768 - 8774	8600	3820	3820	3770	180	28.5	0.746	1.348	645	0.679
	S-6	14-12-80	8293 - 8297	8295	3600	3600	3498	185	33.1	0.748	1.355	724	0.897
	S-18	11/12/1980	8850 - 8866	8815	3833	3833	3325	195	29.3	0.734	1.294	616	0.637
	S-90	3/2/1985	9768 - 9776	9686	4164	4164	3720	217	30.8	0.749	1.407	957	0.922
X5	S-6	16-10-75	-	1286	532	511	684	120	36.5	0.804	1.107	200	0.913
	S-2	19-8-75	3480 - 3490	3406	1517	1267	1438	142	27	0.834	1.145	280	0.923

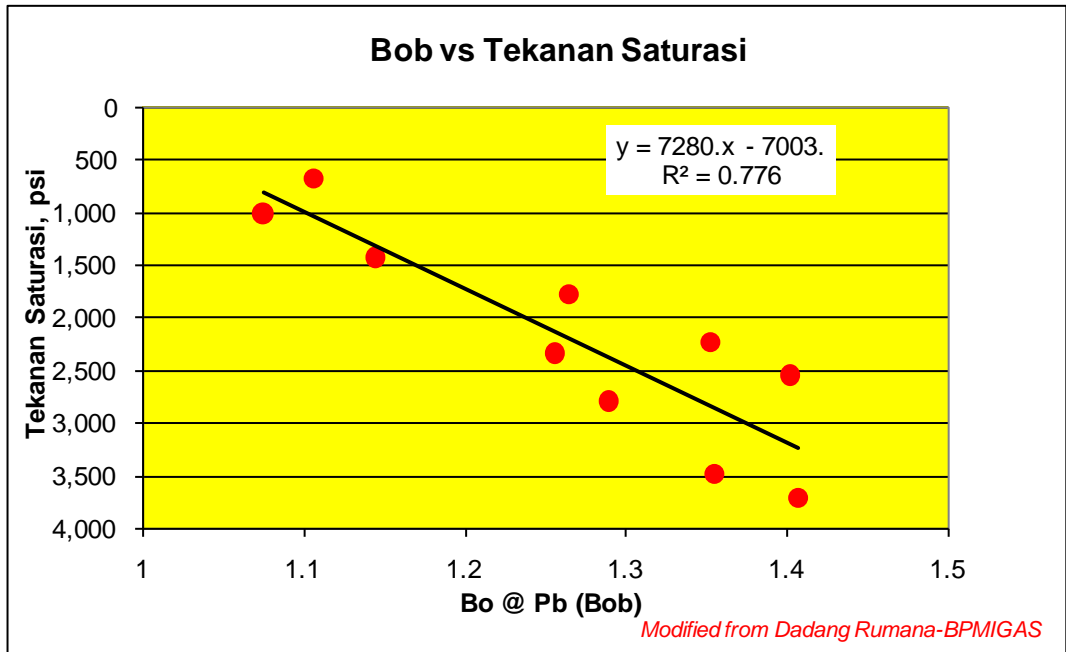
2. Mencari hubungan beberapa parameter PVT dengan cara membuat plot: Kedalaman vs Tek.Saturasi (Pb), Pb vs T, Pb vs Rs, Pb vs Bo@Pb (Bob), Pb vs Sg dan Pb vs API, seperti terlihat pada **Gambar 3.41 – 3.46** di bawah, dan tentukan persamaan-persamaan korelasinya.



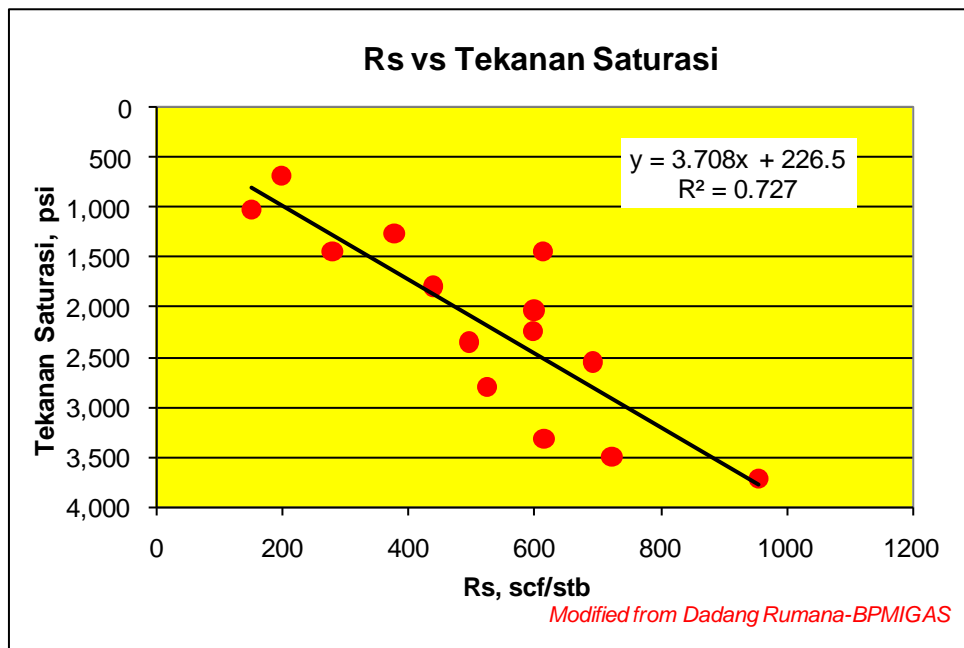
Gambar 3.41. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi Sebagai Fungsi Dari Kedalaman (Dadang Rukmana – BPMIGAS)



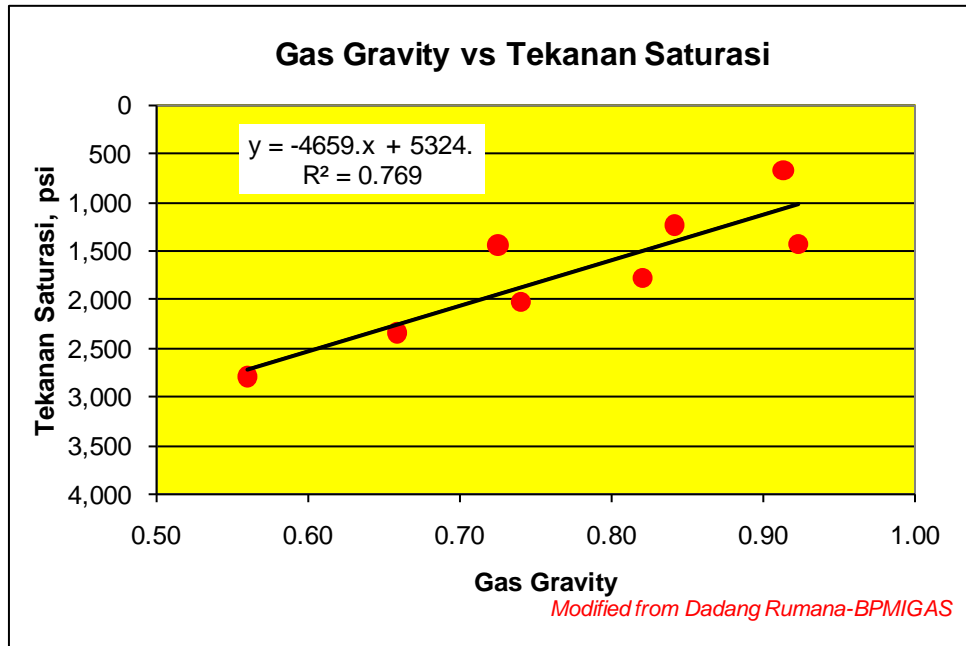
Gambar 3.42. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) Vs Temperatur Reservoir (Dadang Rukmana – BPMIGAS)



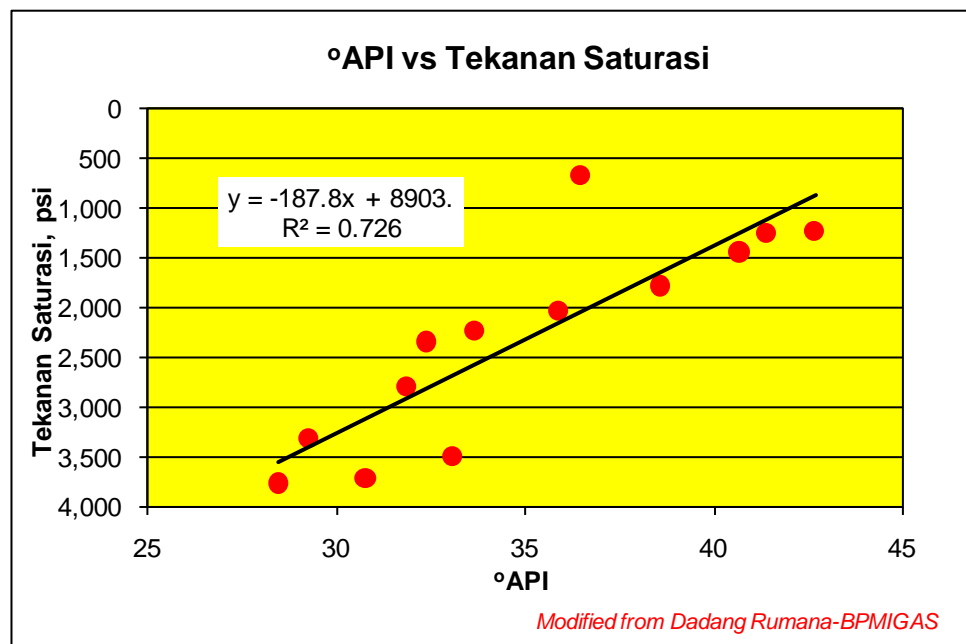
**Gambar 3.43. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs Faktor Volume Minyak Pada Tekanan Saturasi (Bob) (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**



**Gambar 3.44. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs Rs (Dadang Rumana – BPMIGAS)**



Gambar 3.45. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs Sg (Dadang Rumana – BPMIGAS)



Gambar 3.46. Contoh Hubungan Tekanan Saturasi (Pb) vs °API (Dadang Rumana – BPMIGAS)

3. Berdasarkan Gambar 3.41 – 3.46, maka persamaan-persamaan korelasi yang dihasilkan adalah:

$$Kedalaman = 2.543P_b - 142.0$$

$$P_b = 30.25T - 2954$$

$$P_b = 7280B_{ob} - 7003$$

$$P_b = 3.708R_s + 226.5$$

$$P_b = -4659\gamma_g + 5324$$

$$P_b = -187.8API + 8903$$

4. Tentukan metode korelasi PVT yang sesuai (Standing, Vasquez, Glaso dll.), pada lapisan X1, Sumur S-42, dengan data (lihat **Tabel 3-30**):

Datum	= 4580 ft
Pb	= 2038 psi
T	= 205°F = 665°R
°API	= 35.9
Densitas minyak	= 0.698 gr/cc
Bob@Pb	= 1.399 stb/bbl
Rs	= 600 scf/stb
Gas Gravity ( $\gamma_g$ )	= 0.740

Cara 1, Menghitung Sg dan Bob:

- Metode Standing:

Hitung Sg dengan Persamaan 3-47,

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$$

$x = 0.0125 API - 0.00091(T - 460)$ , maka:

$$\gamma_g = R_s / \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$$

$$x = 0.0125 \times 35.9 - 0.00091 \times (665 - 460) = 0.2622$$

$$\gamma_g = 600 / \left[ \left( \frac{2035}{18.2} + 1.4 \right) 10^{0.2622} \right]^{1.2048} = 0.9721$$

Hitung Bo dengan Persamaan 3-51,

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2}$$

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ 600 \left( \frac{0.9721}{0.698} \right)^{0.5} + 1.25(665 - 460) \right]^{1.2} = 1.4333$$

Dengan prosen kesalahan absolute:

$$\%error = ABS \left( \frac{B_{ob \text{ hitung}} - B_{ob \text{ data}}}{B_{ob \text{ data}}} \right)$$

$$\%error = ABS \left( \frac{1.4333 - 1.399}{1.399} \right) = 2.45\%$$

Dengan cara yang sama hitung dengan persamaan Vasquez dan Glaso, ringkasan hasil dapat dilihat pada **Tabel 3.31** di bawah

**Tabel 3.31. Perhitungan  $\gamma_g$  dan Bob**

Metode	Data				Perhitungan		% error
	$\gamma_g$	Rs (scf/stb)	Pb (psi)	Bob (stb/bbl)	$\gamma_g$	Bob (stb/bbl)	
Standing	0.740	600	2035	1.399	0.9721	1.4333	2.45
Vasquez-Beggs	0.740	600	2035	1.399	1.1708	1.3363	4.83
Glaso	0.740	600	2035	1.399	1.1113	1.4404	2.96

Cara 2, Menghitung Rs dan Bob:

- Metode Standing:

Hitung Sg dengan Persamaan 3-47,

$$x = 0.0125 x 35.9 - 0.00091x (665 - 460) = 0.2622$$

$$R_s = 0.740 \left[ \left( \frac{2035}{18.2} + 1.4 \right) 10^{0.2622} \right]^{1.2048} = 456.736$$

Hitung Bo dengan Persamaan 3-51,

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ 456.736 \left( \frac{0.740}{0.698} \right)^{0.5} + 1.25(665 - 460) \right]^{1.2} = 1.3015$$

Dengan prosen kesalahan absolute:

$$\%error = ABS \left( \frac{B_{ob \text{ hitung}} - B_{ob \text{ data}}}{B_{ob \text{ data}}} \right)$$

$$\%error = ABS \left( \frac{1.3015 - 1.399}{1.399} \right) = 6.97\%$$

Dengan cara yang sama hitung dengan persamaan Vasquez dan Glaso, ringkasan hasil dapat dilihat pada **Tabel 3.32** di bawah

**Tabel 3.32. Perhitungan Rs dan Bob**

Metode	Data				Perhitungan		% error
	$\gamma_g$	Rs (scf/stb)	Pb (psi)	Bob (stb/bbl)	Rs (scf/stb)	Bob (stb/bbl)	
Standing	0.740	600	2035	1.399	456.736	1.3015	6.97
Vasquez-Beg	0.740	600	2035	1.399	405.498	1.2706	9.18
Glaso	0.740	600	2035	1.399	398.823	1.2408	11.31

Dari kedua cara perhitungan tersebut ternyata kesalahan yang paling kecil **menggunakan korelasi Standing**.

5. Membuat tabulasi perhitungan PVT berdasarkan korelasi yang dipilih, yaitu:
  - a). Tentukan sembarang tekanan (kolom1), hitung API (kolom 2), Sg gas -  $\gamma_g$  (kolom 3) Sg oil -  $\gamma_o$  (kolom 4) dan T (kolom 5) berdasarkan persamaan yang dihasilkan dari langkah 3 di atas:

Diketahui:

$$P_b = 2035 \text{ psi}$$

$$P_b = -187.8API + 8903$$

$$API = \frac{P_b - 8903}{-187.8}$$

$$API = \frac{2035 - 8903}{-187.8} = 36.571$$

$$P_b = -4659\gamma_g + 5324$$

$$\gamma_g = \frac{P_b - 5324}{-4659}$$

$$\gamma_g = \frac{2035 - 5324}{-4659} = 0.7059$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + 36.571} = 0.84191$$

$$P_b = 30.25T - 2954$$

$$T = \frac{P_b + 2954}{30.25}$$

$$T = \frac{2035 + 2954}{30.25} = 164.93F = 624.93R$$

b). Hitung  $S_g$  dengan **Persamaan 3-47**:

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$$

$$x = 0.0125 API - 0.00091(T - 460)$$

$$x = 0.0125 \times 36.571 - 0.00091(624.93 - 460) = 0.3071$$

$$R_s = 0.7059 \left[ \left( \frac{2035}{18.2} + 1.4 \right) 10^{0.3071} \right]^{1.2048} = 493.451$$

c). Hitung  $\gamma_{gs}$  dengan **Persamaan 3-49**:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[ 1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left( \frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

$$\gamma_{gs} = 0.7059 \left[ 1 + 5.912(10^{-5})(36.571)(544 - 460) \log \left( \frac{49.7}{114.7} \right) \right] = 1.6399$$

d). Hitung  $C_o$  dengan korelasi Vasquez-Beggs (**Persamaan 3-55**):

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61API}{10^5 p}$$

$$C_o = \frac{-1433 + 5 \times 493.451 + 17.2(624.93 - 460) - 1180 \times 1.6399 + 12.61 \times 36.571}{10^5 \times 2035}$$

$$C_o = 1.8813 \times 10^{-5}$$

e). Hitung  $B_o$ , pada  $P < P_b$ , dengan Korelasi Standing (**Persamaan 3-51**), dan  $P > P_b$  dengan **Persamaan 3-54**:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ 493.451 \left( \frac{0.7059}{0.9419} \right)^{0.5} + 1.25(624.93 - 460) \right]^{1.2} = 1.2650$$

f). Hitung viscosity (dead oil, saturated oil) menggunakan korelasi Begg-Robinson (**Persamaan 3-58 dan 3-61**) dan *Understaturated oil viscosity* dengan korelasi Vasquez-Beggs (**Persamaan 3-62**).

*Dead oil viscosity:*

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Dimana:

$$x = Y(T - 460)^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^o API$$

Maka:

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \times 35.9 = 2.3061$$

$$Y = 10^{2.3061} = 202.3685$$

$$x = 202.3685(665 - 460)^{-1.163} = 0.4145$$



$$\mu_{od} = 10^{0.4145} - 1 = 1.5974$$

*Saturated oil viscosity:*

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Dimana:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$$

Maka:

$$a = 10.715(493.451 + 100)^{-0.515} = 0.3997$$

$$b = 5.44(493.451 + 150)^{-0.338} = 0.6114$$

$$\mu_{ob} = 0.3997(1.5974)^{0.61145} = 0.5322$$

*Understaturated oil viscosity:*

$$\mu_o = \mu_{ob} \left( \frac{p}{p_b} \right)^m$$

Dimana:

$$m = 2.6 p^{1.187} 10^a$$

$$a = -3.9(10^{-5})p - 5$$

Maka:

Pada P = 2100, dan P<sub>b</sub> = 2035

$$a = -3.9(10^{-5}) \times 2100 - 5 = -5.0794$$

$$m = 2.6 \times 2100^{1.187} 10^{-5.0794} = 0.1832$$

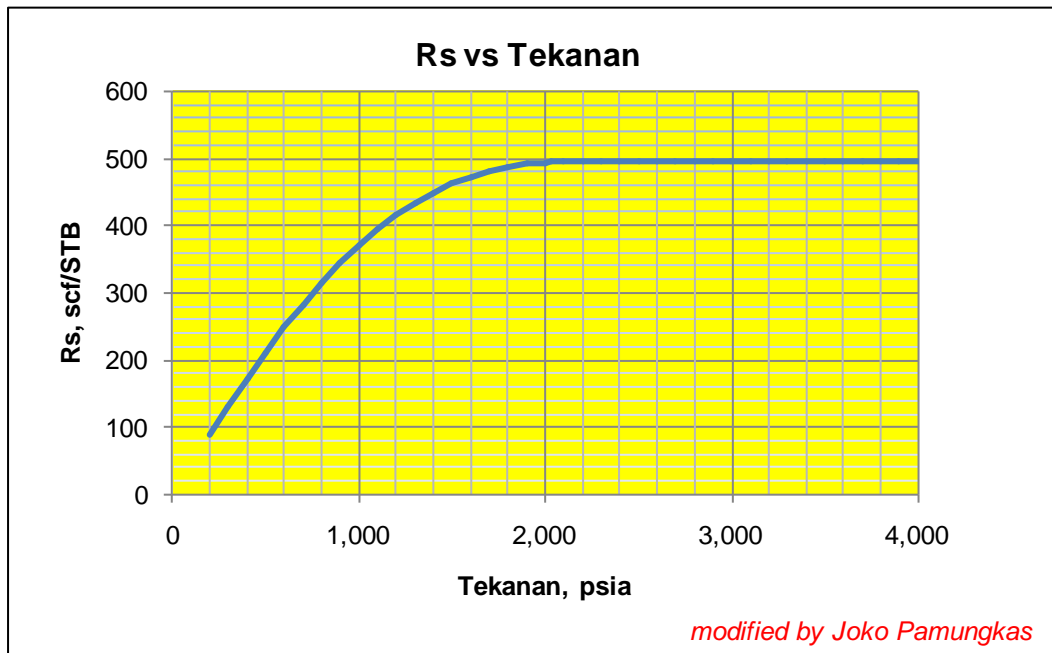
$$\mu_o = 0.5322 \left( \frac{2100}{2035} \right)^{0.1832} = 0.5353$$

Tabulasi Perhitungan perhitungan selengkapnya dapat dilihat pada Tabel 3.33, di bawah.

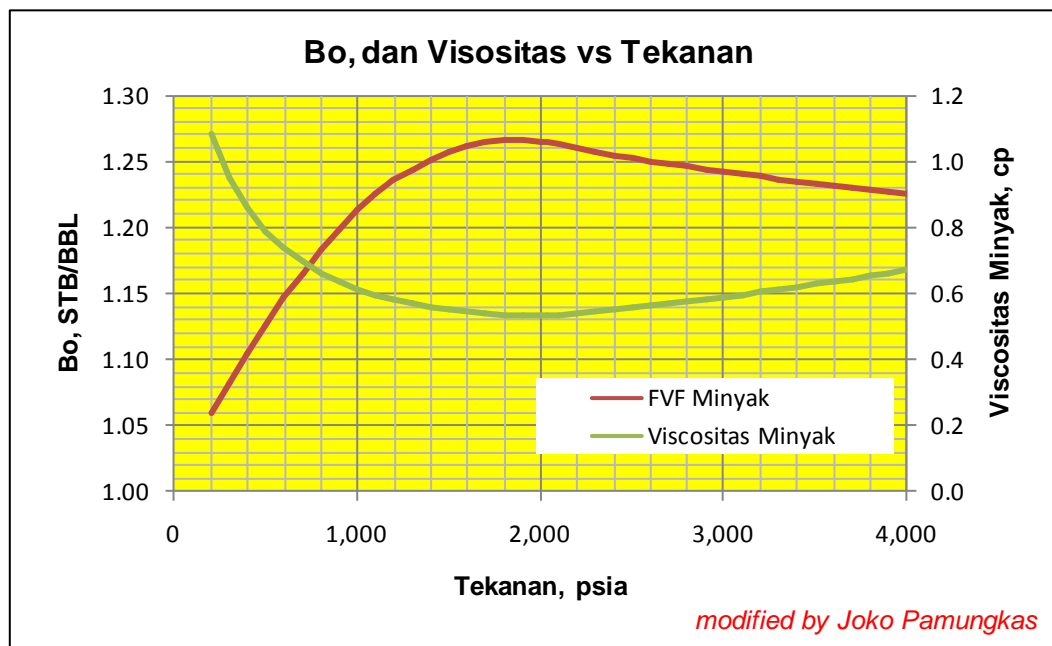
- g). Plot hasil tabulasi PVT tersebut, seperti terlihat pada **Gambar 3.47** dan **3.48**.
6. Dengan cara yang sama, maka untuk membuat data PVT pada reservoir yang tidak ada datanya dapat dilakukan.

Tabel 3.33 Tabel Perhitungan PVT Untuk Lapisan X1

Tekanan (1)	API (2)	Sg gas (3)	Sg oil (4)	T (5)	Rs (6) (7)		Sg gas terkoreksi (8)	Co (9)	Bo (10)	Saturated Oil Viscosity (11) (12) (13)			Undersaturated Oil Viscosity (14) (15) (16)		
					x	Rs				a	b	$\mu_o$	a	m	$\mu_o$
200	46.342	1.0998	0.7957	104.26	0.4844	87.459	2.016219322	2.1722E-05	1.0591	0.7235	0.8563	1.0806			1.0806
300	45.809	1.0783	0.7980	107.57	0.4747	129.917	1.995715934	2.4036E-05	1.0820	0.6513	0.8100	0.9518			0.9518
400	45.277	1.0569	0.8004	110.88	0.4651	171.188	1.975212545	2.5044E-05	1.1046	0.5982	0.7732	0.8593			0.8593
500	44.744	1.0354	0.8029	114.18	0.4554	210.558	1.954709156	2.5459E-05	1.1264	0.5579	0.7436	0.7903			0.7903
600	44.212	1.0140	0.8053	117.49	0.4457	247.618	1.934205768	2.5543E-05	1.1469	0.5264	0.7194	0.7373			0.7373
700	43.679	0.9925	0.8077	120.79	0.4361	282.131	1.913702379	2.5421E-05	1.1659	0.5014	0.6995	0.6957			0.6957
800	43.147	0.9710	0.8102	124.10	0.4264	313.963	1.89319899	2.5162E-05	1.1833	0.4811	0.6829	0.6625			0.6625
900	42.614	0.9496	0.8127	127.40	0.4167	343.051	1.872695601	2.4809E-05	1.1989	0.4646	0.6690	0.6356			0.6356
1000	42.082	0.9281	0.8152	130.71	0.4071	369.379	1.852192213	2.4388E-05	1.2129	0.4510	0.6573	0.6136			0.6136
1100	41.550	0.9066	0.8177	134.02	0.3974	392.964	1.831688824	2.3918E-05	1.2251	0.4397	0.6475	0.5955			0.5955
1200	41.017	0.8852	0.8202	137.32	0.3877	413.851	1.811185435	2.3415E-05	1.2355	0.4304	0.6393	0.5807			0.5807
1300	40.485	0.8637	0.8227	140.63	0.3781	432.099	1.790682046	2.2887E-05	1.2443	0.4228	0.6325	0.5685			0.5685
1400	39.952	0.8422	0.8253	143.93	0.3684	447.784	1.770178658	2.2344E-05	1.2515	0.4165	0.6268	0.5586			0.5586
1500	39.420	0.8208	0.8279	147.24	0.3588	460.988	1.749675269	2.1790E-05	1.2571	0.4114	0.6222	0.5506			0.5506
1600	38.887	0.7993	0.8305	150.55	0.3491	471.803	1.72917188	2.1231E-05	1.2613	0.4074	0.6185	0.5443			0.5443
1700	38.355	0.7778	0.8331	153.85	0.3394	480.323	1.708668492	2.0670E-05	1.2642	0.4043	0.6157	0.5394			0.5394
1800	37.822	0.7564	0.8357	157.16	0.3298	486.649	1.688165103	2.0110E-05	1.2658	0.4020	0.6136	0.5359			0.5359
1900	37.290	0.7349	0.8383	160.46	0.3201	490.880	1.667661714	1.9554E-05	1.2662	0.4006	0.6122	0.5336			0.5336
2000	36.757	0.7135	0.8410	163.77	0.3104	493.119	1.647158325	1.9004E-05	1.2655	0.3998	0.6115	0.5324			0.5324
<b>2035</b>	<b>36.571</b>	<b>0.7059</b>	<b>0.8419</b>	<b>164.93</b>	<b>0.3071</b>	<b>493.451</b>	<b>1.639982139</b>	<b>1.8813E-05</b>	<b>1.2650</b>				<b>-5.079</b>	<b>0.1832</b>	<b>0.5322</b>
2100	36.225	0.6920	0.8436	167.07	0.3008	493.451	1.626654937	1.8461E-05	1.2635				-5.082	0.1890	0.5354
2200	35.692	0.6705	0.8463	170.38	0.2911	493.451	1.606151548	1.7960E-05	1.2613				-5.086	0.1980	0.5405
2300	35.160	0.6491	0.8490	173.69	0.2814	493.451	1.585648159	1.7502E-05	1.2592				-5.090	0.2068	0.5458
2400	34.627	0.6276	0.8518	176.99	0.2718	493.451	1.56514477	1.7083E-05	1.2571				-5.094	0.2156	0.5515
2500	34.095	0.6061	0.8545	180.30	0.2621	493.451	1.544641382	1.6697E-05	1.2552				-5.098	0.2243	0.5573
2600	33.562	0.5847	0.8573	183.60	0.2524	493.451	1.524137993	1.6341E-05	1.2534				-5.101	0.2329	0.5634
2700	33.030	0.5632	0.8600	186.91	0.2428	493.451	1.503634604	1.6011E-05	1.2516				-5.105	0.2414	0.5698
2800	32.497	0.5417	0.8628	190.21	0.2331	493.451	1.483131215	1.5704E-05	1.2499				-5.109	0.2498	0.5764
2900	31.965	0.5203	0.8656	193.52	0.2235	493.451	1.462627827	1.5419E-05	1.2482				-5.113	0.2581	0.5831
3000	31.432	0.4988	0.8685	196.83	0.2138	493.451	1.442124438	1.5153E-05	1.2466				-5.117	0.2663	0.5901
3100	30.900	0.4774	0.8713	200.13	0.2041	493.451	1.421621049	1.4904E-05	1.2451				-5.121	0.2744	0.5973
3200	30.367	0.4559	0.8742	203.44	0.1945	493.451	1.401117661	1.4671E-05	1.2436				-5.125	0.2823	0.6048
3300	29.835	0.4344	0.8771	206.74	0.1848	493.451	1.380614272	1.4451E-05	1.2421				-5.129	0.2902	0.6124
3400	29.302	0.4130	0.8800	210.05	0.1751	493.451	1.360110883	1.4245E-05	1.2406				-5.133	0.2980	0.6202
3500	28.770	0.3915	0.8829	213.36	0.1655	493.451	1.339607494	1.4050E-05	1.2392				-5.137	0.3057	0.6282
3600	28.237	0.3700	0.8858	216.66	0.1558	493.451	1.319104106	1.3866E-05	1.2379				-5.140	0.3133	0.6363
3700	27.705	0.3486	0.8888	219.97	0.1461	493.451	1.298600717	1.3693E-05	1.2365				-5.144	0.3207	0.6447
3800	27.173	0.3271	0.8918	223.27	0.1365	493.451	1.278097328	1.3528E-05	1.2352				-5.148	0.3281	0.6532
3900	26.640	0.3056	0.8948	226.58	0.1268	493.451	1.257593939	1.3372E-05	1.2339				-5.152	0.3353	0.6619
4000	26.108	0.2842	0.8978	229.88	0.1171	493.451	1.237090551	1.3223E-05	1.2326				-5.156	0.3425	0.6708



Gambar 3.47. Contoh Hubungan Rs vs Tekanan Untuk Lapisan X1



Gambar 3.48. Contoh Hubungan FVF, Viscositas Minyak vs Tekanan Untuk Lapisan X1

**Catatan untuk diingat:**

- Besar-kecilnya harga sifat fisik fluida pada kondisi tekanan yang sama akan berpengaruh terhadap laju produksi (viscositas,  $R_{si}$ ) dan besarnya *inplace* ( $B_{oi}$ ,  $B_{gi}$  dan  $R_{si}$ )
- Pada kondisi yang sama, maka fluida yang mempunyai viscositas yang lebih besar (fluidanya semakin kental) maka aliran fluidanya akan mengalir lebih lambat jika dibandingkan dengan viskositasnya yang lebih kecil (lihat kembali persamaan laju produksi)
- Untuk reservoir minyak, pada kondisi tekanan reservoir yang sama, semakin besar harga  $B_{oi}$  akan menurunkan jumlah *inplace*-nya (lihat kembali persamaan OOIP), sedangkan jika harga  $R_{si}$  dan  $R_s$  membesar maka jumlah gas yang terlarut dalam minyak dan GOR akan semakin membesar akibatnya menurunkan jumlah *inplace* dan mempercepat terbebasnya gas dari minyaknya (lihat kembali persamaan  $R_s$ ).
- Untuk reservoir gas, pada kondisi tekanan reservoir yang sama, semakin besar  $B_{gi}$  akan menurunkan jumlah *inplace*-nya (lihat kembali persamaan OGIP).

### 3.6. Pengelolaan Data Produksi

Mengolah dan menganalisa data produksi yang baik akan menentukan waktu penyelesaian dalam proses simulasi. Hasil analisa data produksi dapat untuk memvalidasi model geologi reservoir, sebagai masukan simulasi dan membantu dalam mempercepat proses *history matching*.

**Dalam mengolah data produksi hal-hal yang perlu disiapkan:**

1. Data yang tersedia, terdiri dari
  - Data sumuran terdiri dari: total jumlah sumur dan status sumur (sumur aktif, sumur sudah shutin/abandon dan sumur injeksi dll) seperti **Tabel 3.34 – 3.35**. Jelaskan penyebab status sumur yang sudah *shut-in* atau *abandon* dalam bentuk matrik.
  - Sejarah kompleksi untuk tiap-tiap sumur.
  - Data produksi per sumur, per reservoir/lapisan dan lapangan.
  - Data tes sumur dan ringkasan hasil analisa *well testing*
  - Data tekanan
  - Data laporan sumur (*well report*) termasuk masalah-masalah sumur seperti kepasiran dll.
  - Data *artificial well* (sumur flowing, gas lift, pompa termasuk kapasitasnya)

**Tabel 3.34. Format Data Produksi untuk Lapangan**

DA TA PRODUKSI												
WELL	DATE	PRODUCTION				CUMULATIVE PROD.			GOR stb/ scf	GLR stb/ scf	WC %	WOR mmscf
		OIL bopd	WATER bwpd	GAS mscfpd	LIQUID blpd	OIL mstb	WATER mstb	GAS mmscf				

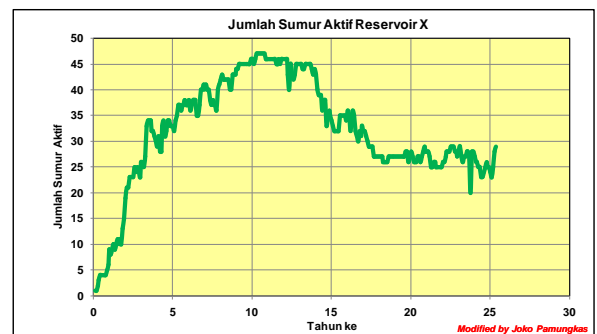
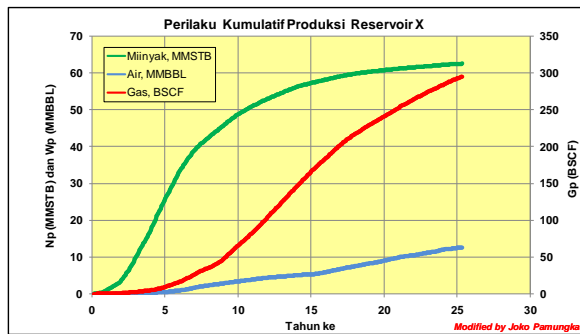
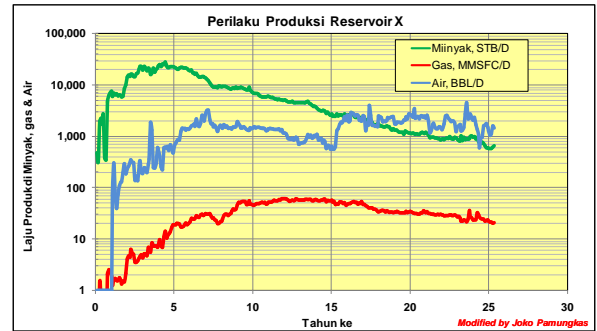
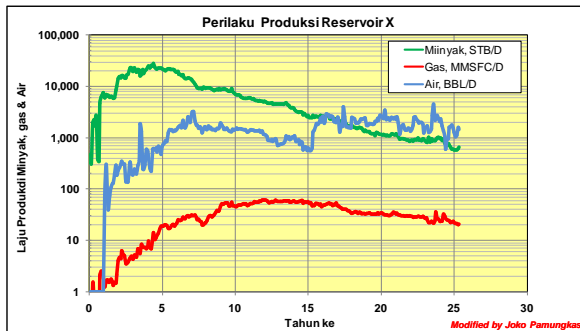
**DATA INJEKSI**

WELL	DATE	INJECTION		CUM. INJEC.	
		WATER bwpd	GAS mscfpd	WATER mstb	GAS mmscf

**Tabel 3.35. Format Data Produksi untuk Sumuran**

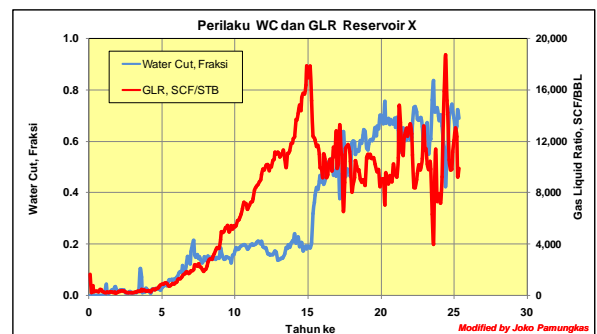
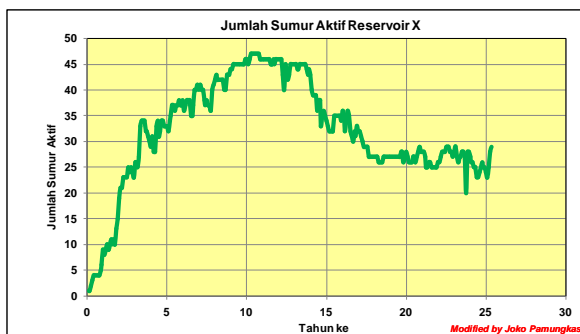
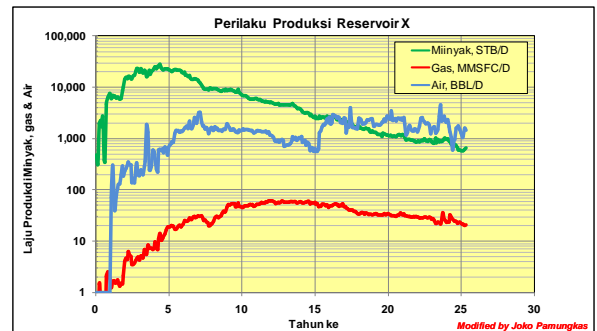
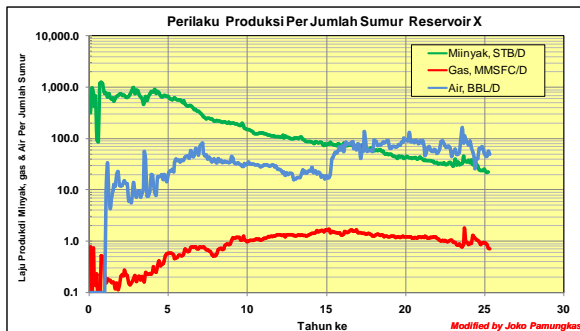
DATA PRODUKSI																	
DATE	PRODUCTION			INJECTION		CUMULATIVE PROD.			CUM. INJEC.		GOR	WC %	WELL				
	OIL	WATER	GAS	WATER	GAS	OIL	WATER	GAS	WATER	GAS	stb/ scf		PRODUCER		INJECTION		
	bopd	bwpd	mscfpd	bwpd	mscfpd	mstb	mstb	mmscf	mstb	mmscf			Active	Total	Active	Total	

2. Buat grafik sejarah produksi untuk reservoir/lapangan
  - Perilaku laju dan kumulatif produksi vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.49**.
  - Perilaku laju produksi dan jumlah sumur produksi vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.50**.
  - Perilaku produksi per jumlah sumur dan jumlah sumur produksi vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.51**.
  - Perilaku laju produksi dan *Water Cut* (WC) serta *Gas liquid Ratio* (GLR) vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.52**.
  - Perilaku kumulatif produksi dan tekanan serta *recovery factor* vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.53**.
  - Perilaku kumulatif produksi dan kumulatif WC serta GLR vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.54**.
  - Perilaku produksi minyak, WC dan jumlah sumur aktif vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.55**.
  - Perilaku produksi fluida, *Gas liquid Ratio* (GLR) dan tekanan vs waktu pada skala yang sama, seperti terlihat pada **Gambar 3.56**.
  - Jika reservoir sudah dilakukan injeksi (air misalnya) perlu ditambahkan grafik perilaku laju injeksinya
  - Buatlah analisa dari masing-masing gambar tersebut.



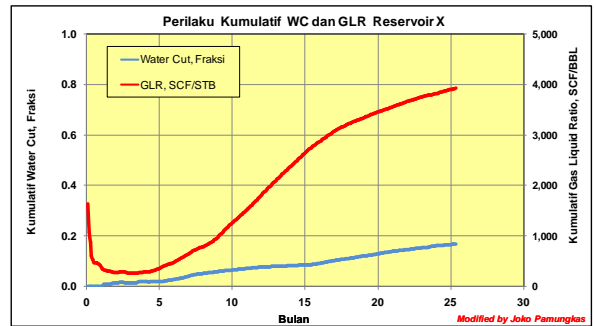
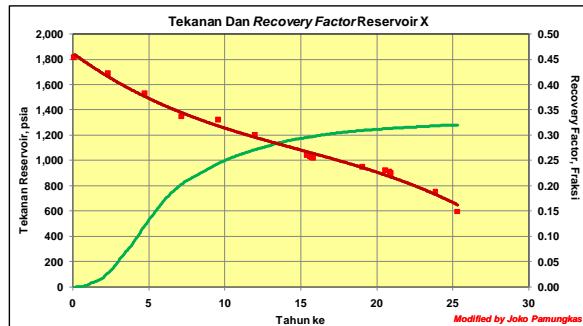
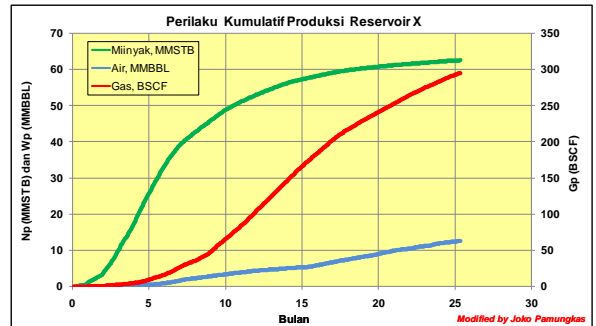
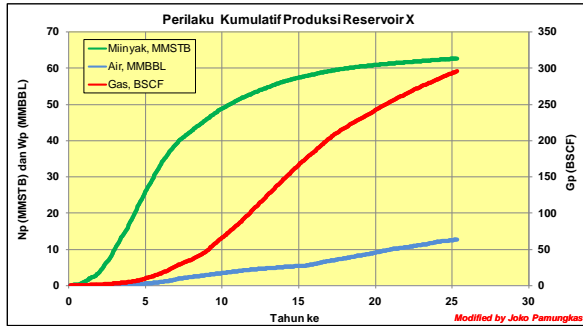
Gambar 3.49. Perilaku Laju dan Kumulatif Produksi Pada Reservoir X

Gambar 3.50. Perilaku Laju dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X



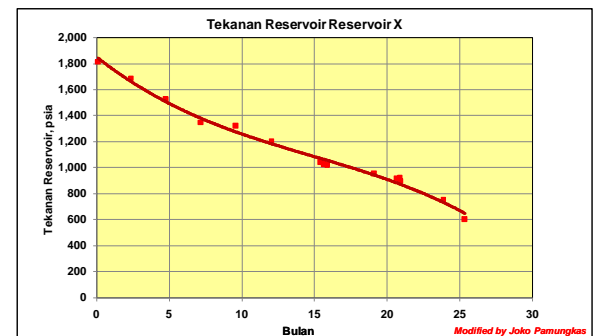
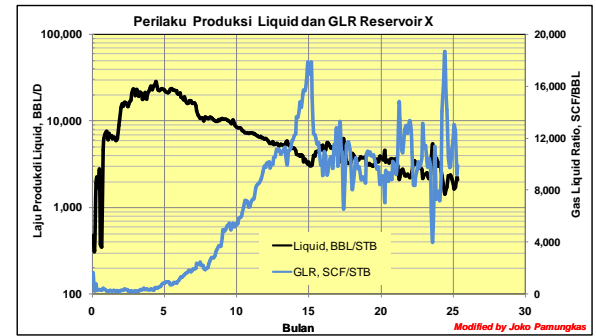
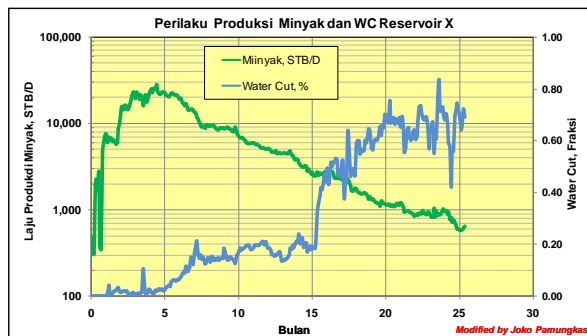
Gambar 3.51. Perilaku Produksi Per Jumlah Sumur dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X

Gambar 3.52. Perilaku Laju dan WC serta GLR Pada Reservoir X



Gambar 3.53. Perilaku Kumultif Produksi dan Tekanan Serta RF Pada Reservoir X

Gambar 3.54. Perilaku Kumulatif Produksi dan Kumulatif WC serta GLR Pada Reservoir X



Gambar 3.55. Perilaku Produksi Minyak, WC dan Jumlah Sumur Aktif Pada Reservoir X

Gambar 3.56. Perilaku Produksi Fluida, GLR dan Tekanan Pada Reservoir X

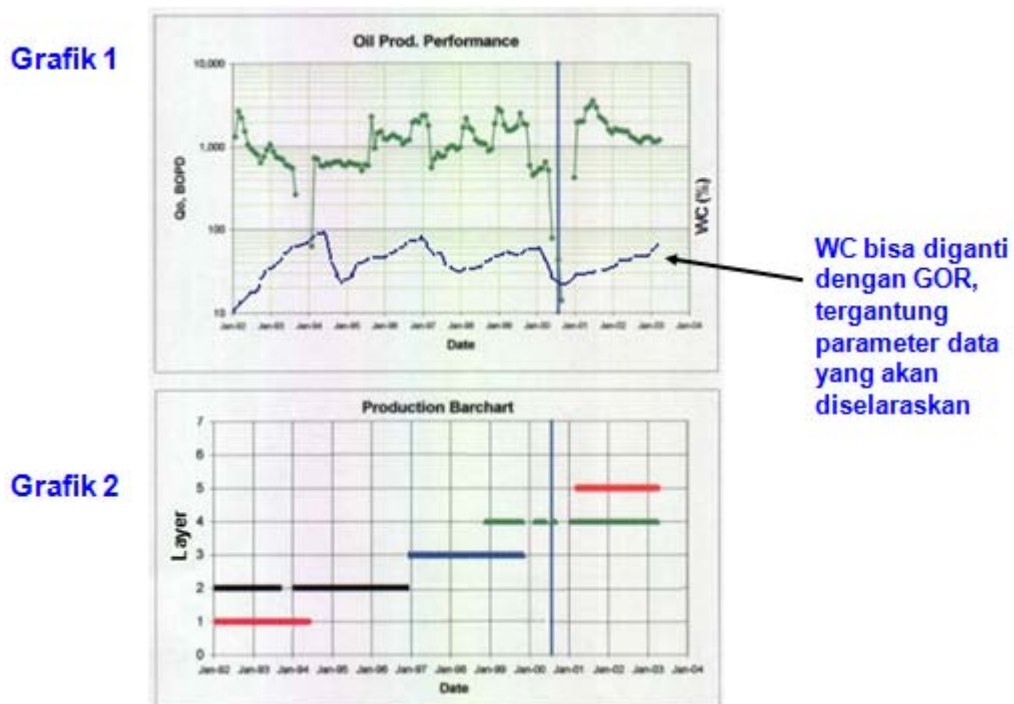


3. Buat Plot sejarah produksi untuk Sumuran

- Grafik 1 => Sumbu Y1 : Oil rate, Y2 : WC dan Sumbu X : Date dan Grafik 2 => plot barchart sejarah kompleks vs Date
- Grafik 1 => Sumbu Y1 : Liquid rate, Y2 : GLR dan Sumbu X : Date dan Grafik 2 => Pressure vs Date (Jika ada)
- Grafik 1 => Sumbu Y1 : Np & Wp, Y2 : Gp dan Sumbu X : Date dan
- Grafik 2 => Pressure vs Date (Jika ada)
- Plot Sumbu Y1 : GOR, Y2 : WOR dan Sumbu X : Date

Note :

- Grafik 1 dan grafik 2 dalam lembar yang sama, usahakan skala sumbu x untuk kedua grafik tsb harus sama.
- Semua data pressure harus sudah di konversi pada suatu datum.

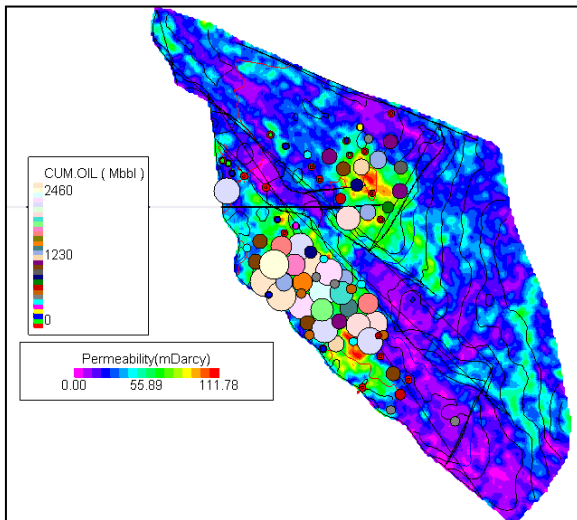


**Gambar 3.57. Contoh Hasil Sejarah Sumuran (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

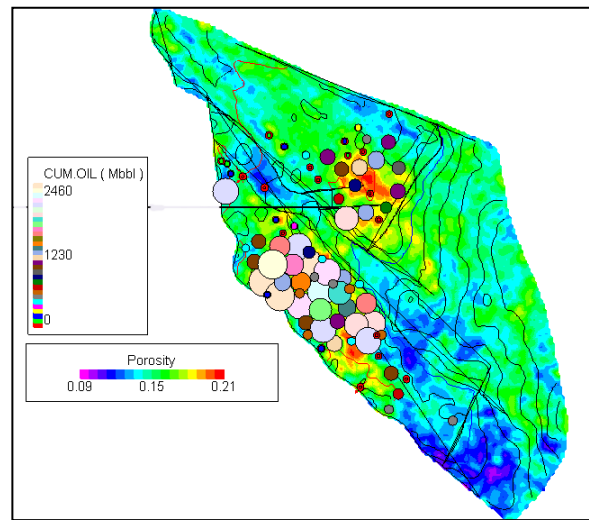
4. Buat bubble map kumulatif produksi ( $N_p$ ) dengan frekuensi per 5 tahun untuk lapangan telah berproduksi lebih dari 10 tahun atau per 2.5 tahun jika lama produksi dibawah 10 tahun :

- Bubble map untuk Kumulatif Oil dan overlay dengan :
  - Peta HPT ( $S_o \times H \times P_{or}$ ) pada total lapangan dan lapisan yang paling dominan produksinya.
  - Peta Facies pada lapisan yang paling dominan produksi oil.
  - Peta iso permeabilitas pada lapisan yang paling dominan produksi oil, seperti pada **Gambar 3.58**.
  - Peta iso porositas pada lapisan yang paling dominan produksi oil, seperti pada **Gambar 3.59**.
  - Peta iso kumulatif *water cut* pada lapisan yang paling dominan produksi oil, seperti pada **Gambar 3.60**.
  - Peta rock region pada lapisan yang paling dominan produksi oil.
  - Peta struktur dan telah dibatasi contact.
- Bubble map untuk Kumulatif Water dan overlay dengan :
  - Peta HPT ( $S_o \times H \times P_{or}$ ) pada total lapangan dan lapisan yang paling dominan produksinya.
  - Peta Facies pada lapisan yang paling dominan produksi water.
  - Peta iso permeabilitas pada lapisan yang paling dominan produksi oil
  - Peta iso porositas pada lapisan yang paling dominan produksi oil
  - Peta rock region pada lapisan yang paling dominan produksi water.
  - Peta struktur dan telah dibatasi contact.
- Bubble map untuk Pressure (jika data mencukupi) dan overlay dengan:
  - Peta HPT ( $S_o \times H \times P_{or}$ ) pada total lapangan dan lapisan yang paling dominan produksinya.
  - Peta Facies pada lapisan yang paling dominan produksi water.
  - Peta iso permeability pada lapisan yang paling dominan produksi oil.
  - Peta rock region pada lapisan yang paling dominan produksi oil.

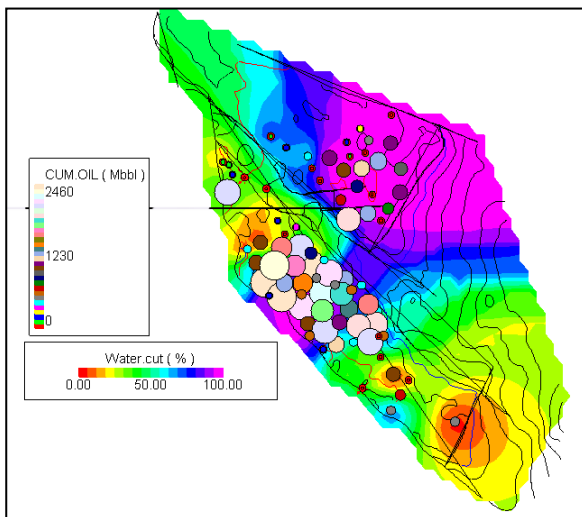
- Peta struktur dan telah dibatasi contact.
- Jika ada, bubble map untuk Kumulatif Water/Gas Injeksi dan overlay dengan :
  - Peta iso permeability pada lapisan yang paling dominan produksi oil.
  - Peta Facies pada lapisan yang paling dominan produksi oil.
  - Peta struktur dan telah dibatasi contact



**Gambar 3.58 Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Isopermeabilitas**



**Gambar 3.59. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Isoporositas**



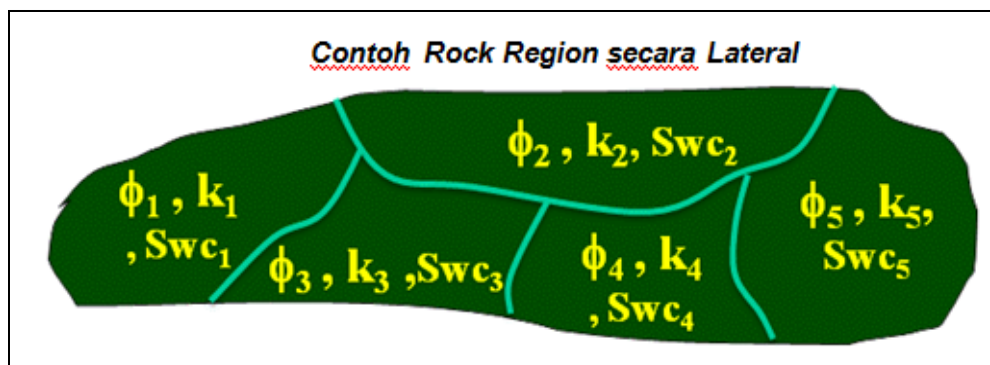
**Gambar 3.60. Overlay Peta Kumulatif Produksi Minyak dengan Kumulatif Water Cut**

### 3.7. Penentuan Rock Region

*Rock Region* didalam model simulasi diperlukan oleh simulator untuk menentukan pergerakan/aliran fluida didalam *cell* serta berkaitan langsung dengan karakteristik reservoir yaitu untuk membagi/memisahkan/ mengelompokkan antara *property* yang bagus dengan *property* yang jelek, seperti terlihat pada **Gambar 3.61**.

Penentuan *Rock Region*, dapat berfungsi :

- Mengelompokkan produksi yang memiliki *performance* yang sama atau *performance* tekanan yang sama.
- Dapat membantu mempercepat dalam proses history matching.
- Hasil prediksi dari simulasi tidak *over/under estimate*.
- Akan membantu dalam menentukan skenario pengembangan lapangan.



**Gambar 3.61 Contoh Penentuan Rock Region Secara Lateral (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

**Penentuan Rock Region dapat dilakukan dengan dua cara :**

**1. Menggunakan data Swi (saturation water initial).**

- Data Sw diambil dari hasil distribusi 3D *property model*
- Urutkan data Swi dari nilai yang kecil ke nilai besar, usahakan untuk membagi berdasarkan reservoir/formasi/facies.
- Plot Swi vs *number of sample (cumulative data)*
- Bagi beberapa interval berdasarkan *trend* yang sama. Tiap-tiap interval tsb menggambarkan/mewakili suatu rock region.

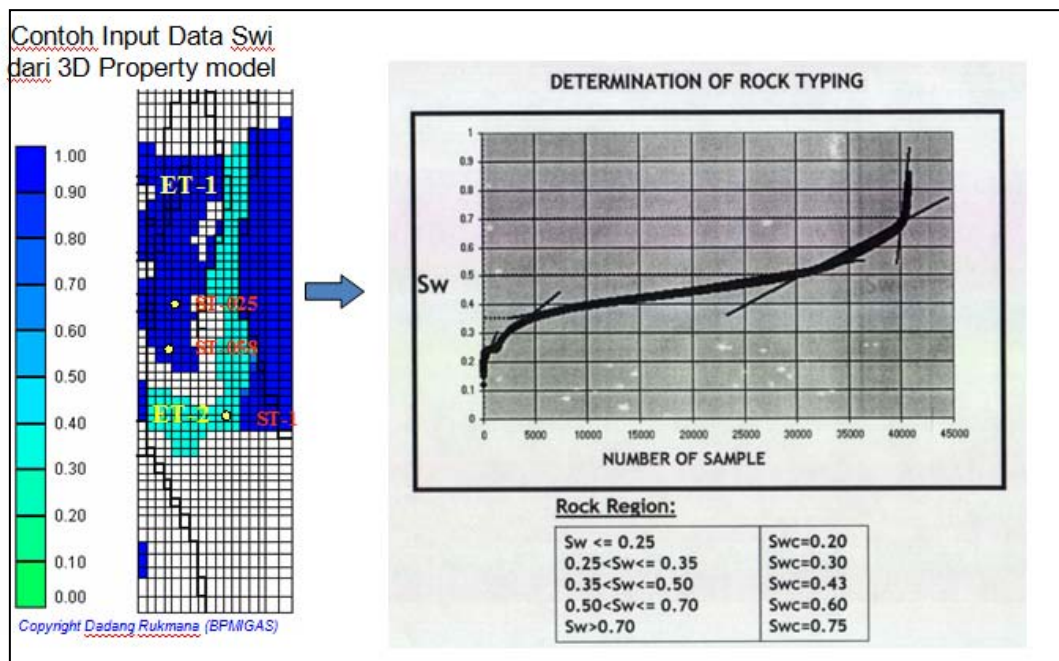
- Tentukan harga Swi yang dapat mewakili tiap-tiap *rock region*. Penentuan Swi per *rock region* dapat dicari dengan mengambil rata-rata dari harga Swi pada tiap-tiap interval.

**Persyaratan metode ini dapat dilakukan, jika:**

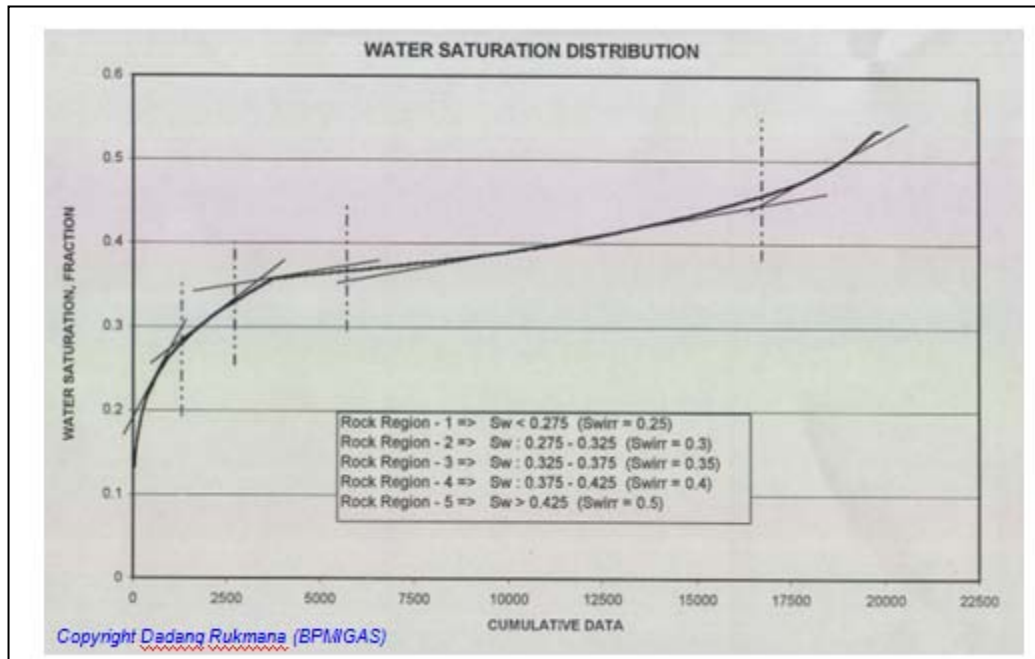
- Data resistivity log tidak menunjukkan adanya transisi zone ( $P_c = 0$ )
- Pada saat awal produksi, air belum terproduksi ( $WC = 0$ ).
- Harga Swirr (*data Scal*) sama dengan data Swi (hasil interpretasi log).

Catatan : *Inplace* antara hasil dari Inialisasi simulasi dengan 3D model umumnya kurang dari 10%.

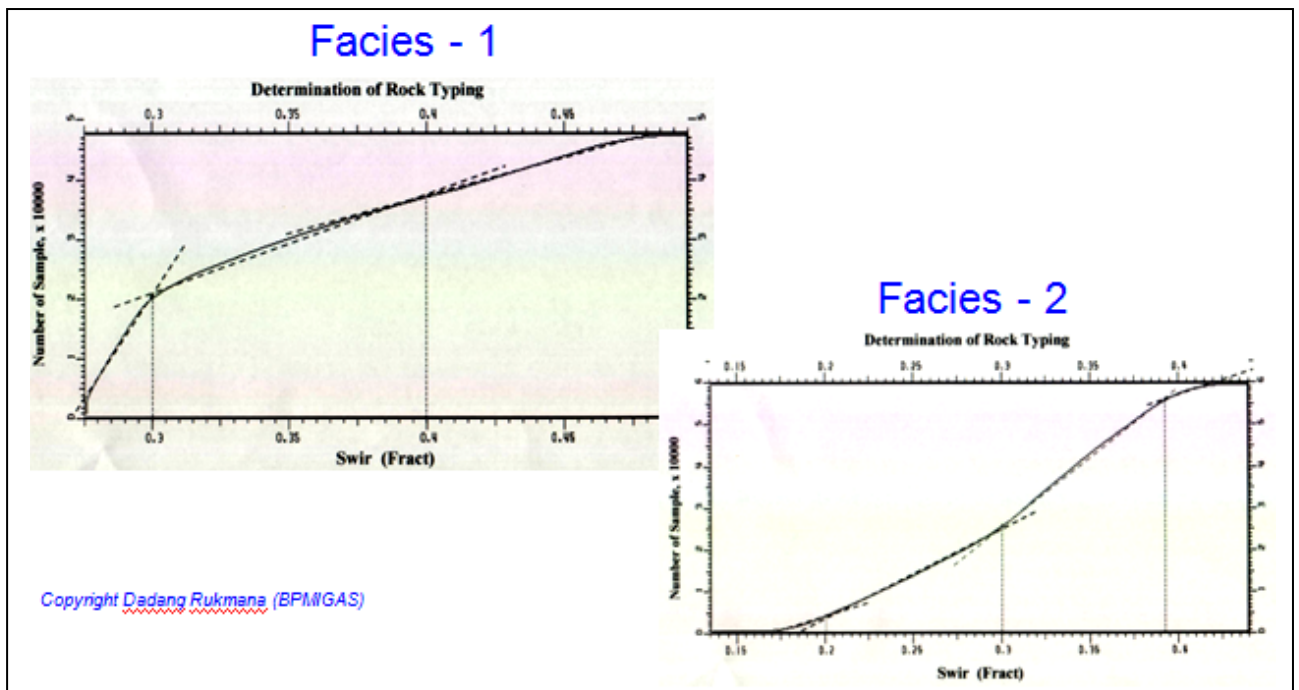
**Gambar 3.62. s/d 3.64.** adalah contoh hasil penentuan *rock region* menggunakan data Swi dari hasil distribusi *3D modeling*, berdasarkan gambar-gambar tersebut dapat menentukan jumlah *rock region*, pembagian *rock region* yang dibagi per-*facies* atau per-reservoir.



**Gambar 3.62. Contoh Penentuan Rock Region Menggunakan Hasil Distribusi Swi 3D Model (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**



Gambar 3.63 Contoh Penentuan *Rock Region* Menggunakan Swi yang Dibagi Per-reservoir (Dadang Rumana – BPMIGAS)



Gambar 3.64. Contoh Penentuan *Rock Region* Menggunakan Swi yang Dibagi Per-facies (Dadang Rukmana – BPMIGAS)

## 2. Menggunakan data Permeabilitas.

Prosedur hampir sama dengan data Swi. Data Permeabilitas diambil dari hasil distribusi *3D property model*, penentuan *rock region*, sebagai berikut:

- Urutkan data Permeabilitas dari nilai yang kecil ke nilai besar, usahakan untuk membagi berdasarkan Reservoir/Formasi/Facies.
- Plot Permeabilitas vs *Number of Sample (Cumulative Data)*
- Tentukan setiap interval yang mempunyai *trend* yang sama. Tiap-tiap interval dapat mewakili *rock region*.
- Tentukan permeabilitas dari setiap *rock region* dengan cara mengambil rata-rata harga permeabilitas pada tiap-tiap interval.
- Setelah mendapatkan harga permeabilitas rata-rata tiap-tiap *rock region* maka dapat menentukan Swc.
- Tentukan Swc tiap-tiap *rock region* dengan menggunakan korelasi hubungan Swc vs Permeabilitas.

Metode ini dapat dilakukan, jika:

- Data resistivity log menunjukkan adanya transisi zone ( $P_c > 0$ ).
- Pada awal produksi air sudah terproduksi (Awal produksi WC > 0%) terutama pada daerah transisi.
- Harga Swi (hasil interpretasi log) pada daerah transisi selalu lebih besar dibandingkan dengan harga Swirr (data scal) atau  $Swi > Swc$  (Swirr).

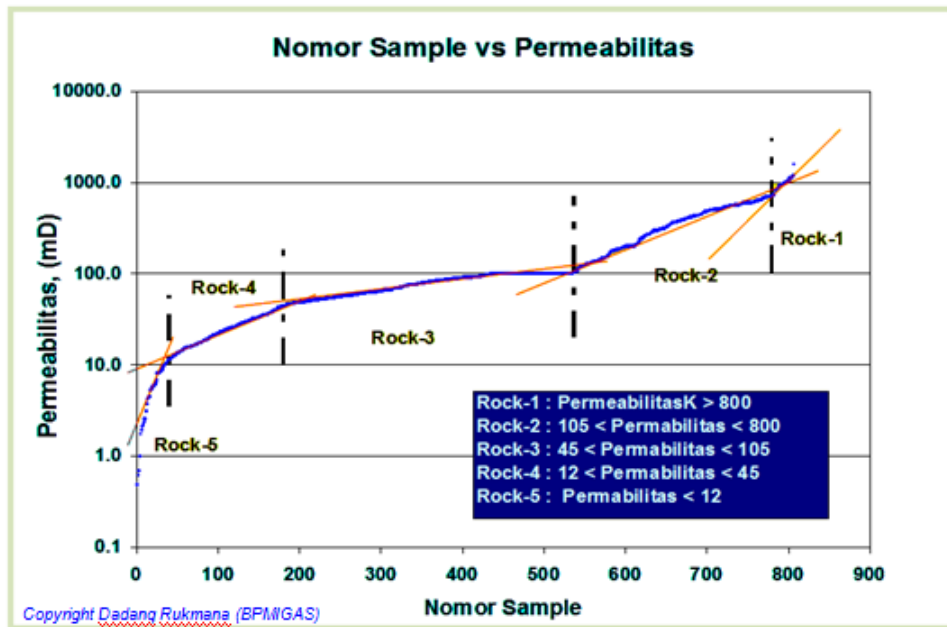
Jika *rock region* menggunakan data permeabilitas, maka:

- *Inplace* antara hasil dari inisialisasi simulasi dengan 3D model umumnya lebih dari 10% tergantung dari tinggi rendahnya daerah transisi.
- Untuk *me-matching inplace* dapat memasukkan data kapiler pressure.

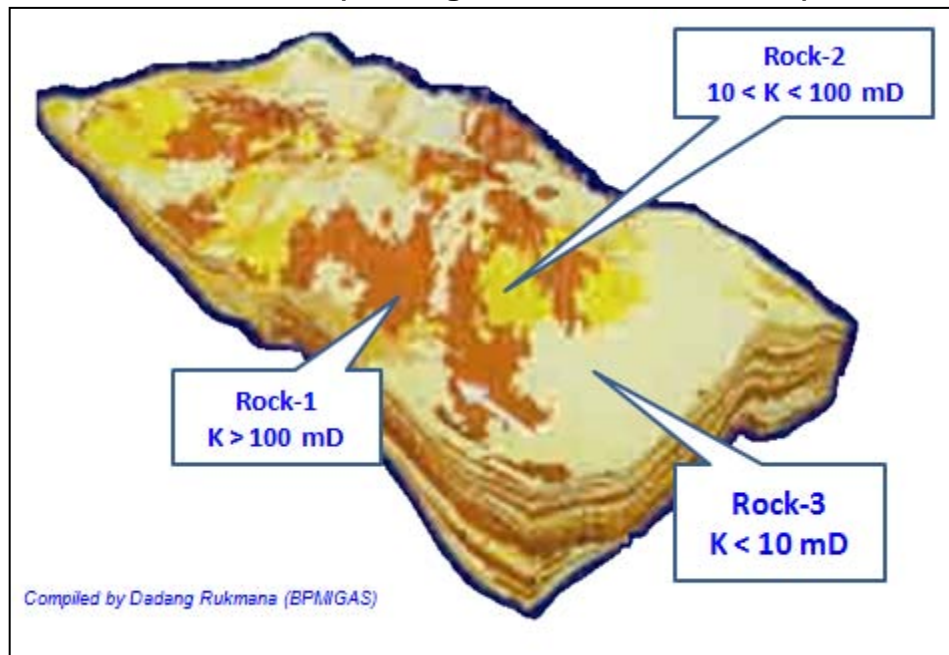
**Gambar 3.65.** adalah contoh hasil penentuan *rock region* menggunakan data permeabilitas hasil dari distribusi *3D modeling*. Apabila model geologi dibagi per-facies karena karakteristik reservoir sangat berbeda dan berpengaruh terhadap

performance produksi, maka *rock region* harus dibagi per-facies, begitu juga jika karakteristik reservoir berbeda untuk tiap-tiap reservoir/formasi maka lebih baik penentuan *rock region* agar dibagi per reservoir atau per formasi.

Dari hasil penentuan *rock region* kemudian diaplikasikan ke *3D model* seperti pada **Gambar 3.66**.



**Gambar 3.65** Penentuan Rock Region Berdasarkan Hasil Distribusi Data Permeabilitas (Dadang Rukmana – BPMIGAS)



**Gambar 3.66.** Rock Region Yang Telah Diaplikasikan ke *3D Model* (Dadang Rukmana – BPMIGAS)



### 3.8. Identifikasi Mekanisme Pendorong

Mekanisme pendorong terdiri dari 3 (tiga) jenis yaitu *Solution Drive*, *Depletion Drive* dan *water drive*. Karakteristik mekanisme pendorong yang bekerja dalam suatu reservoir dapat ditentukan berdasarkan *drive index*. Perhitungan Indeks Tenaga Pendorong sebagai fungsi dari tekanan reservoir dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut:

a. *Depletion Drive Index (DDI)* :

$$DDI = \frac{N_i(B_t - B_{ti})}{N_p(B_t + B_g(R_p - R_{si}))} \dots\dots\dots(3-63)$$

b. *Segregation Drive Index (SDI)* :

$$SDI = \frac{\frac{N_i \cdot m \cdot B_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})}{N_p(B_t + B_g(R_p - R_{si}))} \dots\dots\dots(3-64)$$

c. *Water Drive Index (WDI)* :

$$WDI = 1 - DDI - SDI \dots\dots\dots(3-65)$$

dimana :

$N_i$  = Jumlah minyak mula-mula, Bbl

$N_p$  = Produksi minyak kumulatif, Bbl

$B_{ti}$  = Faktor volume formasi total mula-mula, Bbl/STB

$B_t$  = Faktor volume formasi total saat , Bbl/STB  
 $= B_o + B_g (R_{si} - R_s)$

$B_o$  = Faktor volume formasi minyak saat , Bbl/STB

$B_{gi}$  = Faktor volume formasi gas mula-mula, Cuft/SCF

$B_g$  = Faktor volume formasi gas saat , Cuft/SCF

$R_{si}$  = Jumlah gas yang terlarut dalam minyak mula-mula, SCF/STB

$R_s$  = Jumlah gas yang terlarut dalam minyak saat , SCF/STB

$R_p$  = Perbandingan gas kumulatif dengan minyak kumulatif, SCF/STB

$m$  = Perbandingan jumlah volume gas cap mula-mula dengan volume

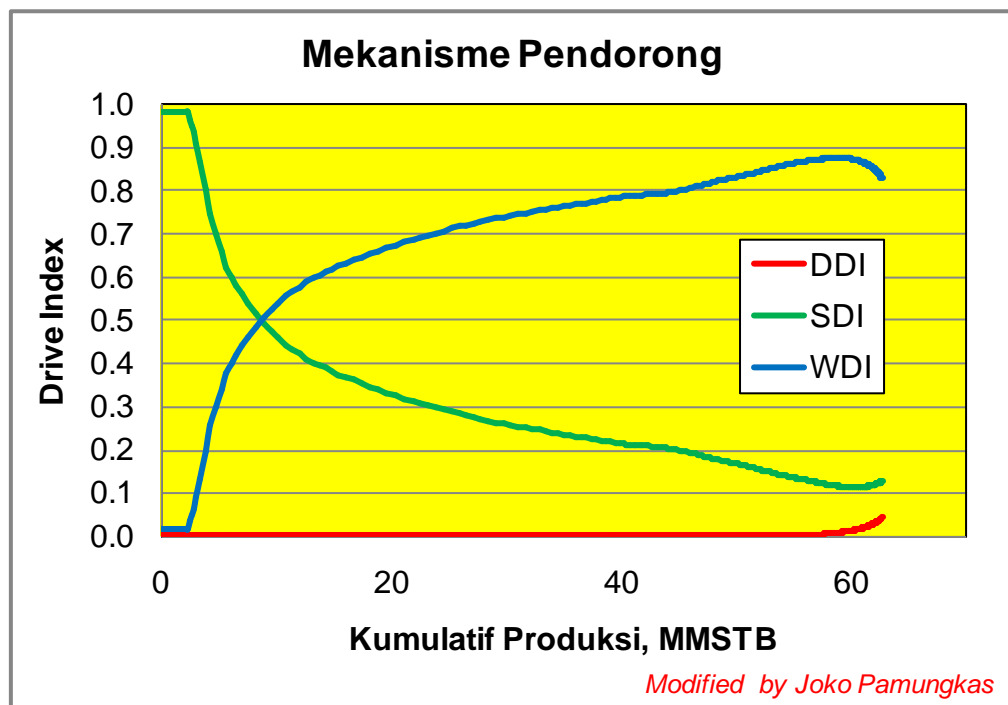
minyak mula-mula, SCF/STB

DDI = *Depletion Drive Index*

SDI = *Segregation Drive Index*

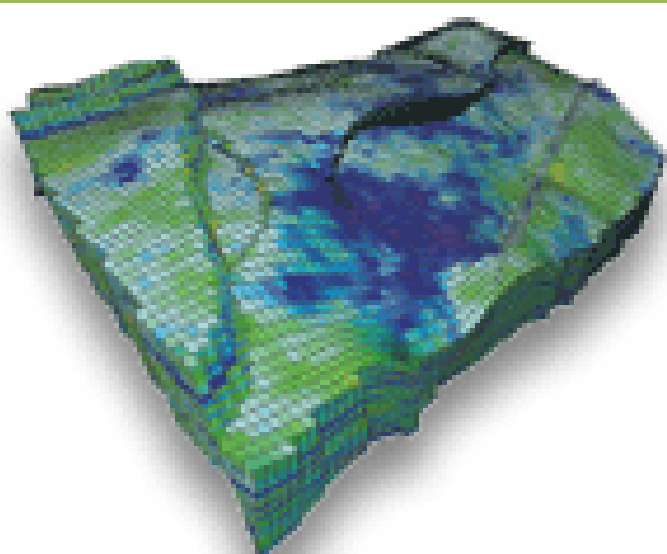
WDI = *Water Drive Index*

Gambar berikut menerangkan bahwa, mekanisme pendorong yang bekerja pada reservoir merupakan fungsi dari jumlah kumulatif produksinya.



**Gambar 3.67. Contoh Perilaku Mekanisme Pendorong vs Kumulatif Produksi**

# Pemodelan dan Aplikasi Simulasi Reservoir



## **BAB IV** **SIMULASI RESERVOIR *BLACK OIL***

Edisi - I

2011

**Joko Pamungkas**

**DAFTAR ISI**

BAB IV. SIMULASI RESERVOIR <i>BLACK OIL</i> .....	IV-1
4.1. Pendahuluan .....	IV-1
4.2. Pembuatan Model Simulasi Reservoir.....	IV-1
4.2.1. Hasil Pemodelan Geologi .....	IV-1
4.2.2. Data Reservoir, Produksi, Pemboran dan Penunjang .....	IV-7
4.2.3. Pembuatan Model Grid.....	IV-8
4.3. Inisialisai Model Simulasi Reservoir .....	IV-14
4.3.1. Tahapan Umum Inisialisasi dan Parameter yang Dapat Diubah .....	IV-14
4.3.2. Inisialisasi <i>Inplace</i> .....	IV-17
4.3.3. Inisialisasi Tekanan .....	IV-22
4.3.4. Ekuilibrasi .....	IV-23
4.4. Penyelarasan ( <i>History Matching</i> ).....	IV-24
4.4.1. Pendahuluan .....	IV-24
4.4.2. Data Yang Harus Diselaraskan .....	IV-25
4.4.3. Kesalahan-Kesalahan Pada Pengukuran Di Lapangan.....	IV-25
4.4.4. Langkah-Langkah Umum Dalam <i>History Matching</i> .....	IV-26
4.4.5. Kriteria Penyelarasan .....	IV-27
4.4.6. <i>Key Well</i> (Sumur Kunci) .....	IV-28
4.4.7. Parameter Data Produksi Sebagai Input .....	IV-29
4.4.8. Parameter yang Dapat Diubah .....	IV-29
4.4.9. Penyelarasan Data Tekanan .....	IV-44
4.4.10. Penyelarasan Data Produksi .....	IV-46
4.4.11. <i>Productivity Index (PI) Matching</i> .....	IV-50
4.5. Prediksi Simulasi Reservoir .....	IV-52

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 4.1	Proses Pembuatan Peta Struktur.....	IV-3
Gambar 4.2.	Proses Pembuatan <i>Top</i> dan <i>Bottom</i> Struktur.....	IV-3
Gambar 4.3.	Contoh dalam Penentuan <i>Cut-off</i> .....	IV-4
Gambar 4.4.	Contoh Penentuan <i>Cut-off</i> dengan Metode Kombinasi Antara Permeabilitas, Porositas dan Sw dengan Data Tes .....	IV-4
Gambar 4.5.	Diagram Alir dalam Pembuatan Pemodelan Grid .....	IV-5
Gambar 4.6.	Pemodelan Fasies Berdasarkan <i>AI Map</i> .....	IV-5
Gambar 4.7.	Diagram Alir Pemodelan Porositas .....	IV-6
Gambar 4.8.	Diagram Alir Pemodelan Permeabilitas.....	IV-6
Gambar 4.9	Jumlah cell minimum antar cell .....	IV-9
Gambar 4.10.	Ukuran Cell di atas OWC Lebih Kecil Dibandingkan di Aquifer .....	IV-9
Gambar 4.11.	Ukuran Cell Arah Vertikal ( $\Delta Z$ ) Pada Lapisan Yang Mempunyai <i>Inplace</i> Besar Dibuat Ketebalan Cell Lebih Kecil Dibandingkan Dengan <i>Inplace</i> Kecil.....	IV-10
Gambar 4.12.	Sistim Grid dengan Jumlah <i>Cell</i> Konstan.....	IV-10
Gambar 4.13.	Sistim Grid dengan Jumlah <i>Cell</i> Konstan dan <i>Top</i> Sebagai Referensi.....	IV-11
Gambar 4.14.	Sistim Grid dengan Jumlah <i>Cell</i> Konstan dan <i>Bottom</i> Sebagai Referensi .....	IV-11
Gambar 4.15.	Contoh Grid Kartesian.....	IV-12
Gambar 4.16.	Contoh Grid Orthogonal.....	IV-13
Gambar 4.17.	Contoh Grid Radial.....	IV-13
Gambar 4.18.	Contoh <i>Local Grid Refinement</i> (LGR) .....	IV-13
Gambar 4.19.	<i>Work Flow</i> Inisialisasi.....	IV-16
Gambar 4.20.	Poses Inisialisasi.....	IV-16
Gambar 4.21.	Perubahan Harga NTG Terhadap Distribusi <i>Pore Volume</i> dan OOIP .....	IV-17
Gambar 4.22.	Perubahan Kurva <i>Pc</i> vs Sw Terhadap Distribusi Sw dan OOIP .....	IV-18
Gambar 4.23.	Perubahan Kurva <i>Bo</i> vs P Terhadap OOIP.....	IV-19
Gambar 4.24.	Perubahan WOC Terhadap Distribusi Sw dan OOIP .....	IV-20
Gambar 4.25.	Perubahan GOC Terhadap Distribusi Sw, Sg, OOIP dan OGIP .....	IV-21
Gambar 4.26.	Perubahan Kedalaman Datum Terhadap Distribusi Tekanan .....	IV-22
Gambar 4.27.	Distribusi Saturasi Air Pada Hari ke 0, 880 dan 1765 untuk <i>Solution Drive</i> , <i>Weak Water Drive</i> dan <i>Strong</i> <i>Water Drive</i> .....	IV-31
Gambar 4.28.	Distribusi Tekanan Pada Hari ke 0, 880 dan 1765 untuk <i>Solution Drive</i> , <i>Weak Water Drive</i> dan <i>Strong Water Drive</i> ..	IV-32
Gambar 4.29.	Perilaku Tekanan, Produksi Minyak, Air dan Kumulatif Minyak Pada <i>Solution Drive</i> , <i>Weak Water Drive</i> dan <i>Strong Water Drive</i> .....	IV-33
Gambar 4.30.	Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution</i> <i>Drive</i> Dengan Variasi Transmisibilitas (kh) 1x, 10x	

dan 100x .....	IV-34
Gambar 4.31. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Perbandingan Pemeabilitas Vertikal (kv) dan Horisontal (kh) 1:1, 1:5 dan 1:10 .....	IV-35
Gambar 4.32. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi PI = 1, 5 dan 10 .....	IV-36
Gambar 4.33. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Minimum BHP = 500, 750 dan 1000 Psi .....	IV-37
Gambar 4.34. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Strong Water Drive</i> Dengan Variasi Kurva Permeabilitas Relatif Minyak.....	IV-38
Gambar 4.35. Perilaku Produksi dan Distribusi Saturasi Air (Sw) Pada Reservoir Weak <i>Water Drive</i> Dengan Variasi Kurva Tekanan Kapiler (Pc) .....	IV-39
Gambar 4.36. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir <i>Weak Water Drive</i> Dengan Variasi Permeabilitas: 10, 50 dan 100 Md .....	IV-40
Gambar 4.37. Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Akhir Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Lokasi Patahan ....	IV-41
Gambar 4.38. Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Awal dan Akhir Pada Reservoir <i>Solution Drive</i> Dengan Variasi Harga Viscositas Minyak.....	IV-42
Gambar 4.39. Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Pada Reservoir <i>Weak Water Drive</i> Dengan Variasi Harga Kompresibilitas Batuan .....	IV-43
Gambar 4.40. Koreksi Terhadap Distribusi Tekanan Dengan Melakukan Perubahan Peta Isopermeabilitas .....	IV-45
Gambar 4.41. Koreksi Terhadap Distribusi Tekanan Dengan Melakukan Perubahan Peta Isoporositas.....	IV-45
Gambar 4.42. Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Minyak dengan Tenaga Pendorong <i>Water Drive</i> ..	IV-47
Gambar 4.43. Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Minyak dengan Tenaga Pendorong <i>Solution dan Gas Cap Drive</i> .....	IV-48
Gambar 4.44. Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Gas .....	IV-49
Gambar 4.45. Contoh Hasil Prediksi Perilaku Produksi Fluida .....	IV-50
Gambar 4.46. Contoh Hasil PI <i>Matching</i> .....	IV-51
Gambar 4.47. Contoh Hasil Prediksi Dengan Berbagai Skenario .....	IV-55
Gambar 4.48. Contoh Hasil Prediksi Simulasi Dalam Pengembangan Lapangan Per Phase .....	IV-55

## BAB IV

### SIMULASI RESERVOIR *BLACK OIL*

#### 4.1. Pendahuluan

Tahapan untuk melakukan simulasi reservoir adalah:

1. Pembuatan model simulasi reservoir
2. Inisialisasi dan Ekuilibrasi
3. Penyelarasan
4. Prediksi

#### 4.2. Pembuatan Model Simulasi Reservoir

Model simulasi reservoir adalah merupakan penggabungan dari model geologi dengan data reservoir, produksi, pemboran dan sebagainya kedalam perangkat lunak simulasi reservoir (seperti CMG, Eclipse dll).

##### 4.2.1. Hasil Pemodelan Geologi

Hasil pemodelan geologi yang digunakan dalam simulasi reservoir adalah: peta kedalaman struktur (*top* dan *bottom*), peta distribusi porositas, peta distribusi fasies, peta distribusi permeabilitas, peta distribusi saturasi (jika  $P_c=0$ ), peta distribusi *rock region* dan besarnya inplace (OIIP dan atau OGIP). Contoh peta-peta hasil pemodelan geologi seperti terlihat pada **Gambar 4.1 – 4.8**.

Hasil akhir dari pemodelan geologi untuk simulasi reservoir adalah menentukan besarnya *inplace* (OOIP dan atau OGIP), secara matematis dapat dihitung dengan persamaan di bawah:

$$N = \frac{7758 V_b \phi (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \dots\dots\dots(4-1)$$

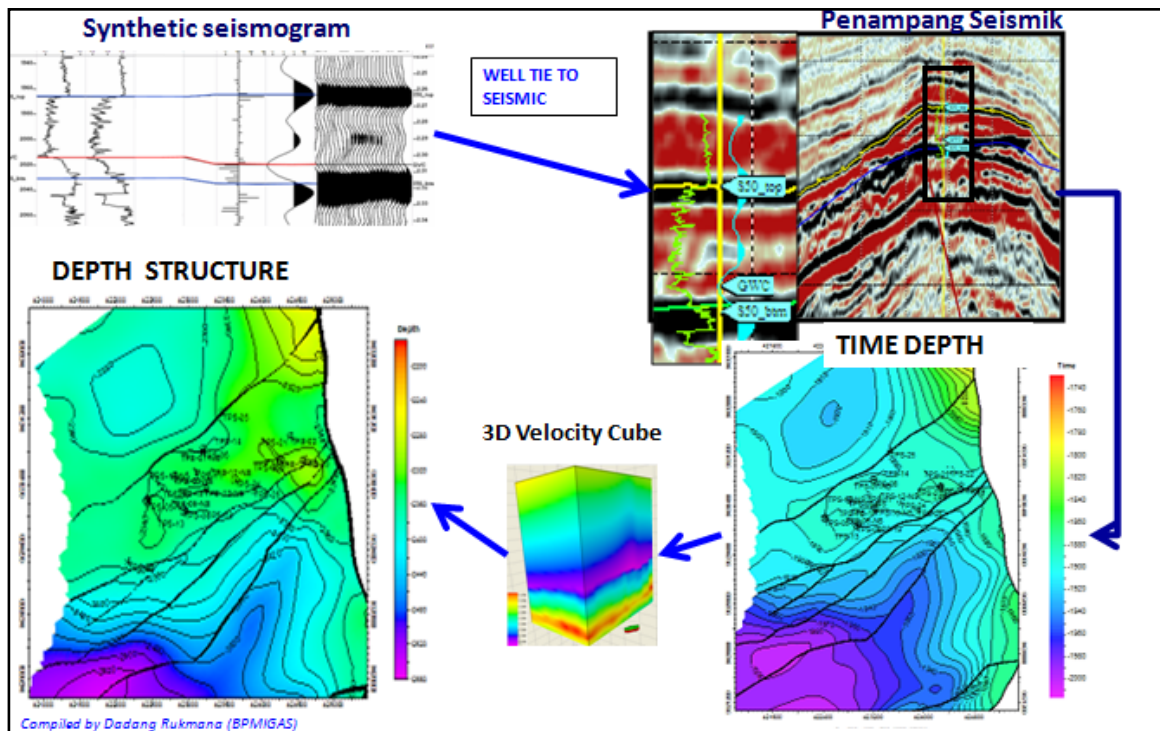
$$G = \frac{43560 V_b \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots(4-2)$$

dimana :

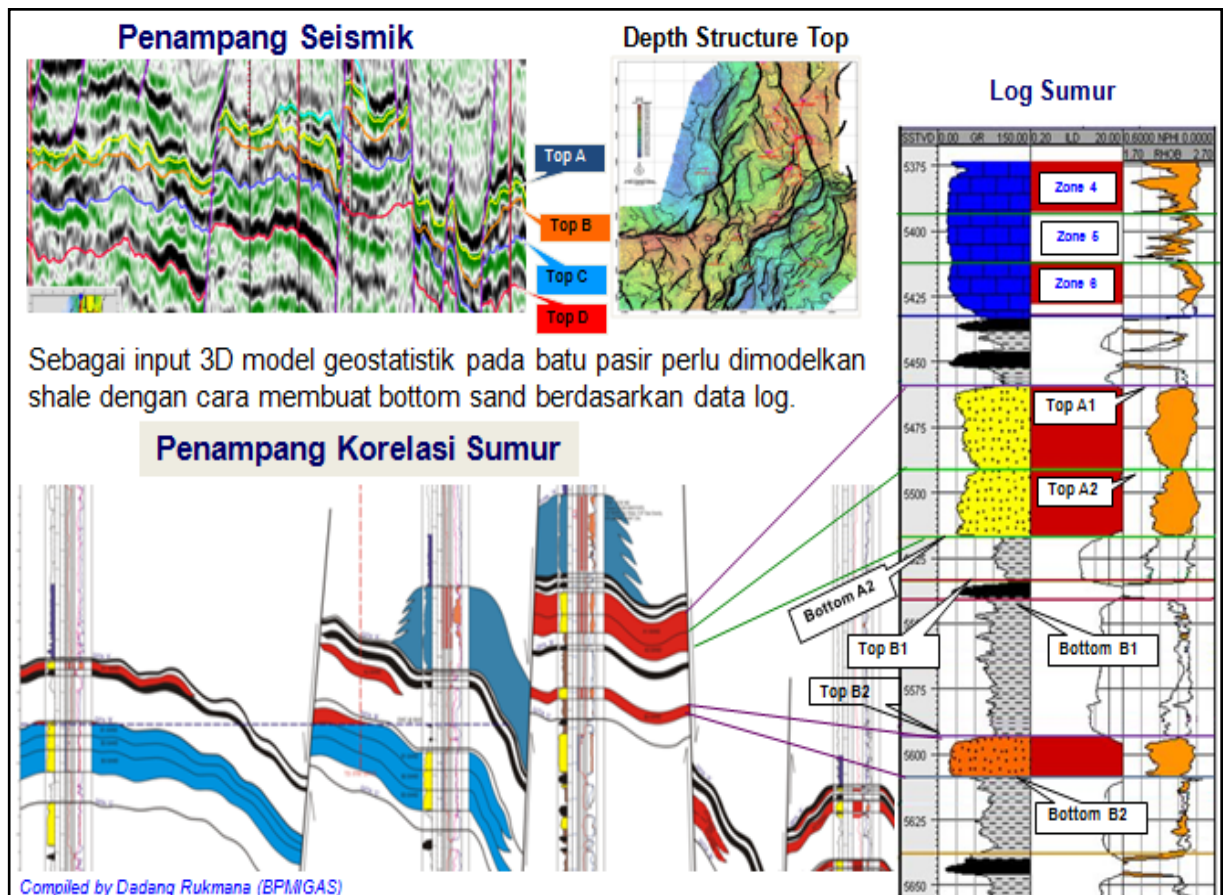
- $N$  = original oil in place (OOIP), STB.
- $G$  = original gas in place (OGIP), SCF
- $V_b$  = jumlah volume batuan mengandung hidrokarbon, cuft.
- $\phi$  = porositas batuan, fraksi.
- $S_{wi}$  = saturasi air mula-mula, fraksi.
- $B_{oi}$  = faktor volume formasi minyak mula-mula, bbl/STB.
- $B_{gi}$  = faktor volume formasi gas mula-mula, cuft/SCF.
- 7758 = Konstanta faktor konversi, bbl/acre-ft.
- 43560 = Konstanta faktor konversi, cuft/acre-ft

Untuk menghitung  $V_b$  dan  $\phi$  didapatkan dari peta-peta hasil pemodelan geologi (peta *isopach*, NTG dan iso permeabilitas), untuk  $S_{wi}$  selain bisa dihitung dari peta iso saturasi air (jika  $P_c=0$ ) juga dari  $P_c$  versus  $S_w$  (hasil dari SCAL), sedangkan untuk harga  $B_{oi}$  dan  $B_{gi}$  ditentukan dari hasil analisa PVT.

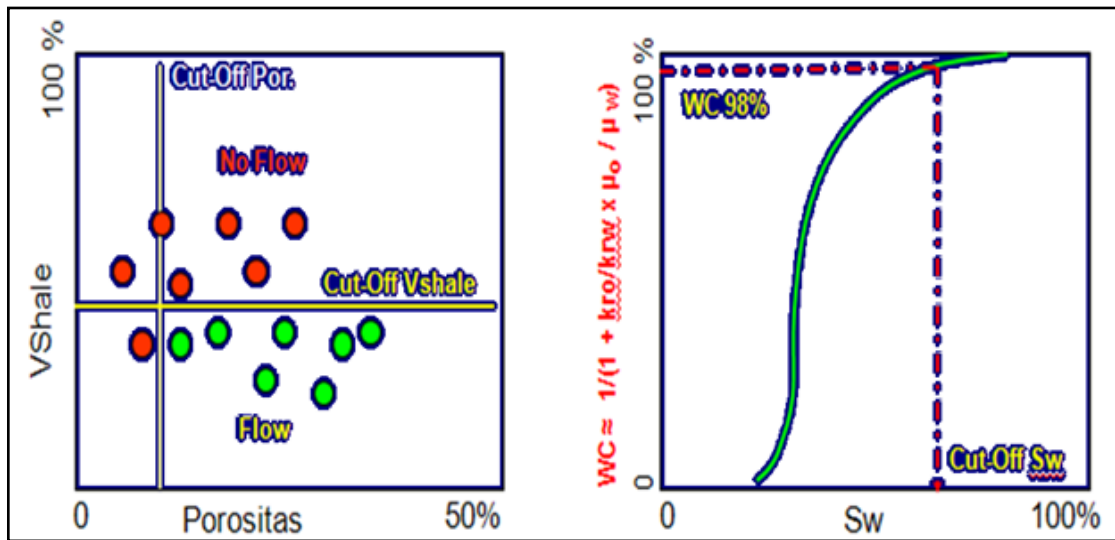




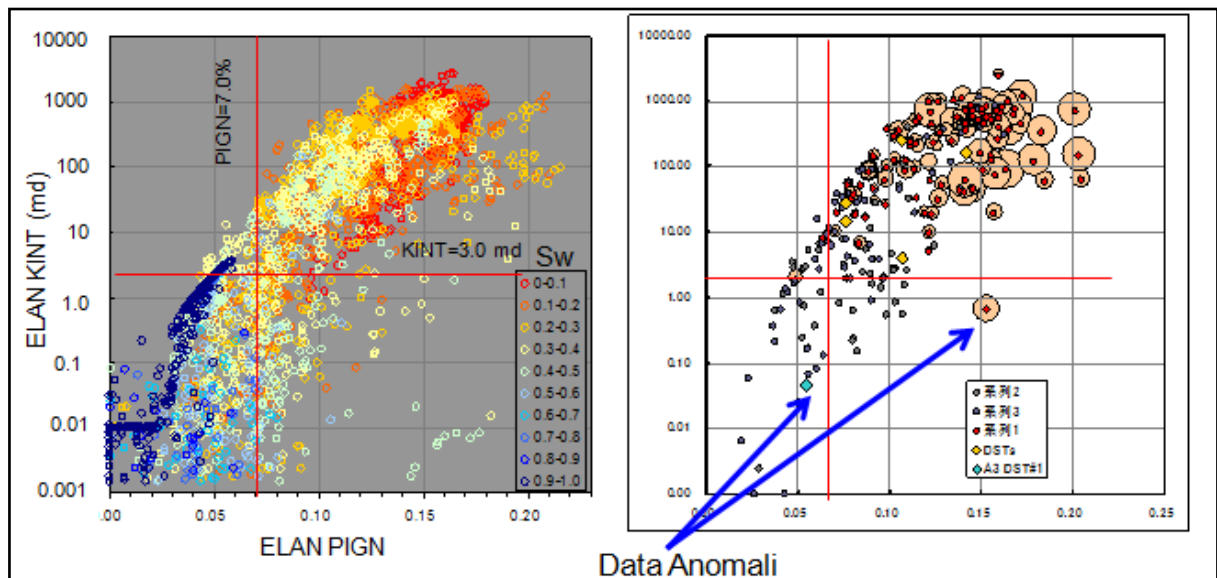
Gambar 4.1 Proses Pembuatan Peta Struktur (Dadang Rukmana-BPMIGAS)



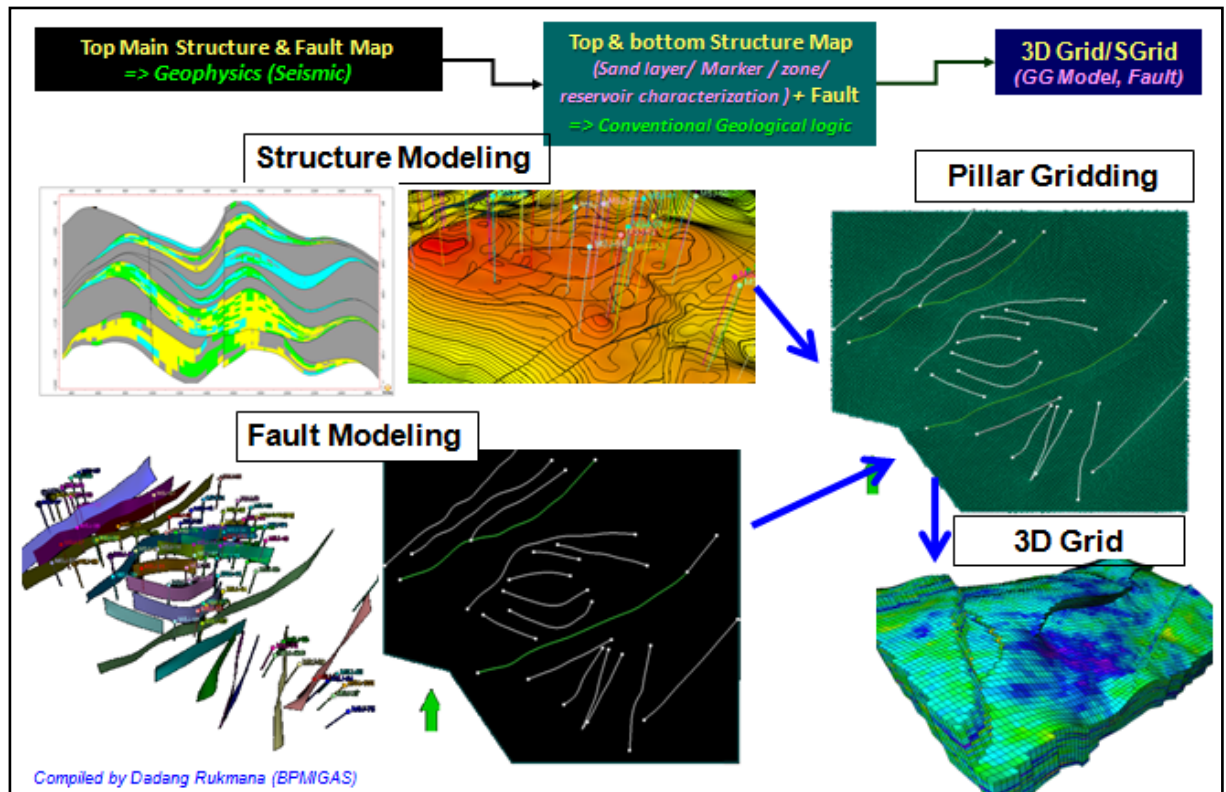
Gambar 4.2. Proses Pembuatan Top dan Bottom Struktur (Dadang Rukmana-BPMIGAS)



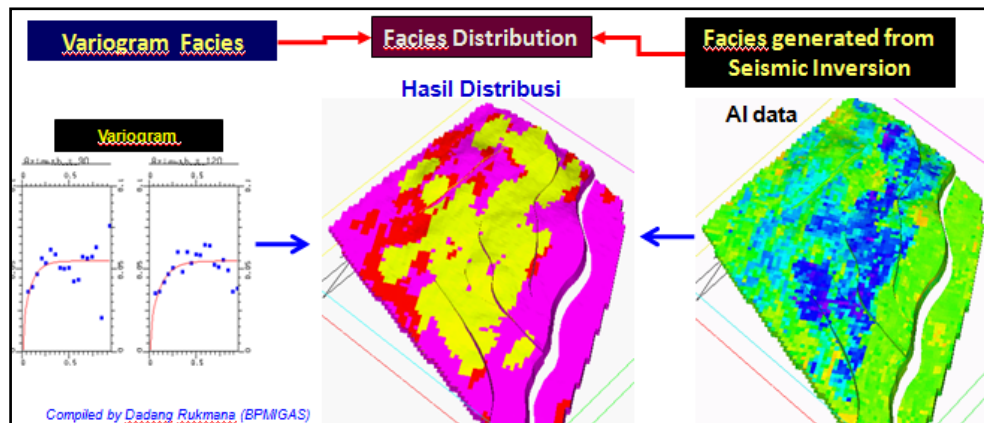
Gambar 4.3. Contoh dalam Penentuan *Cut-off* (Dadang Rukmana-BPMIGAS)



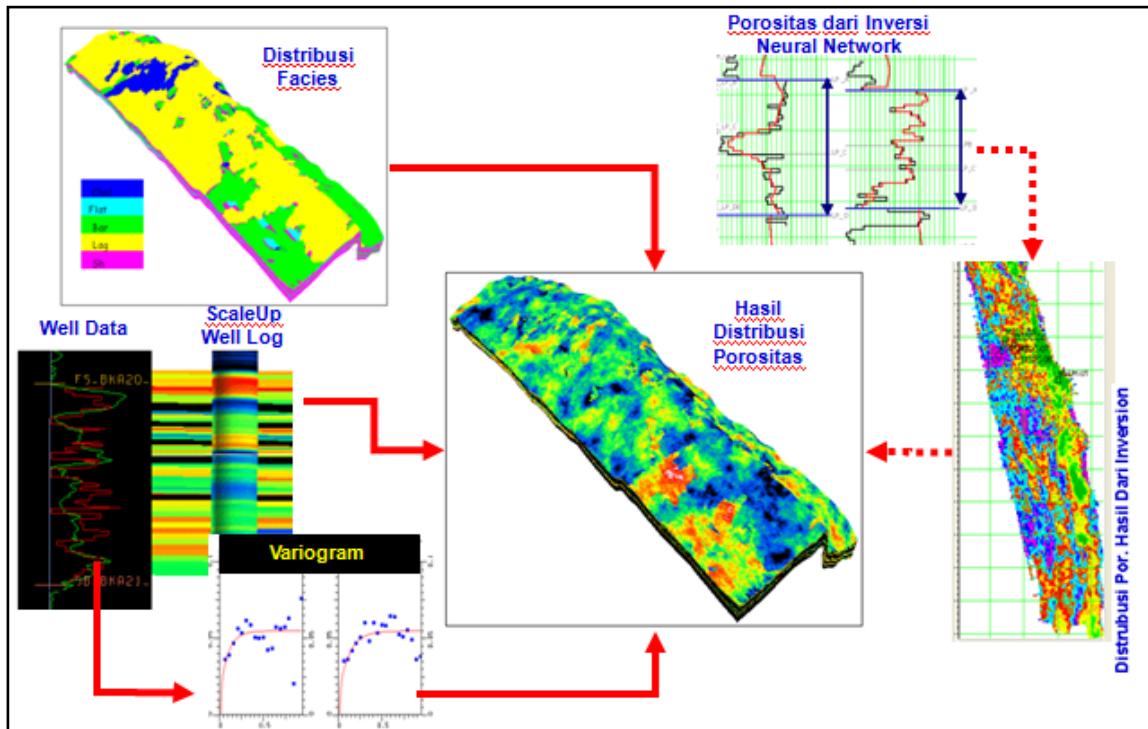
Gambar 4.4. Contoh Penentuan *Cut-off* dengan Metode Kombinasi Antara Permeabilitas, Porositas dan Sw dengan Data Tes (Dadang Rukmana-BPMIGAS)



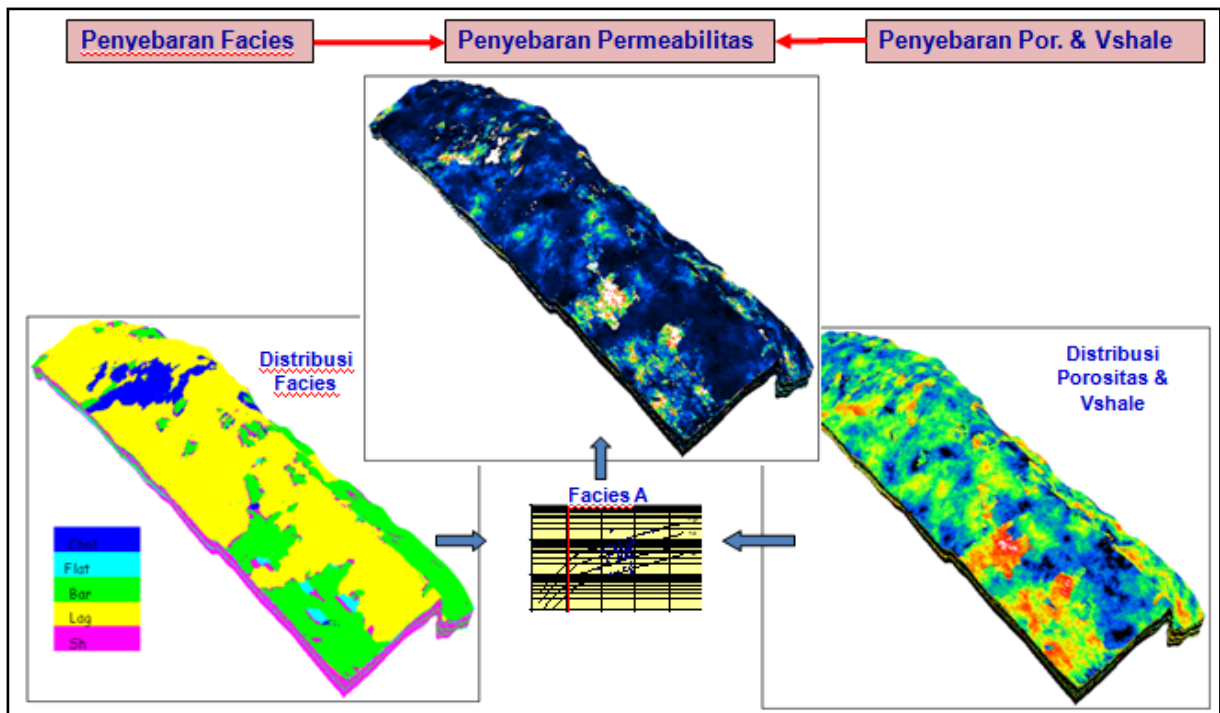
**Gambar 4.5. Diagram Alir dalam Pembuatan Pemodelan Grid (Dadang Rukmana-BPMIGAS)**



**Gambar 4.6. Pemodelan Fasies Berdasarkan AI Map (Dadang Rukmana-BPMIGAS)**



Gambar 4.7. Diagram Alir Pemodelan Porositas (Dadang Rukmana-BPMIGAS)



Gambar 4.8. Diagram Alir Pemodelan Permeabilitas (Dadang Rukmana-BPMIGAS)

#### **4.2.2. Data Reservoir, Produksi, Pemboran dan Penunjang**

Data yang diperlukan dalam simulasi dapat dikelompokkan, antara lain sebagai berikut:

##### **1. Data Reservoir**

- PVT Fluida Reservoir ( $B_o$ ,  $B_g$ ,  $B_w$ ,  $\mu_o$ ,  $\mu_g$ ,  $\mu_w$ ,  $R_s$ ,  $R_{sw}$ , dan sebagainya)
- Kurva Permeabilitas Relatif Minyak, air dan gas
- Batuan Reservoir ( $k$ ,  $\phi$ ,  $S_w$ ,  $h$ , kedalaman, dan sebagainya)
- Kemampuan Reservoir ( $S$ ,  $PI$ ,  $IPR$ ,  $MER$ , dan sebagainya)

##### **2. Data Produksi**

- Laju produksi dan produksi kumulatif: minyak, air dan gas
- *Water Oil Ratio* (WOR), *Gas Oil Ratio* (GOR), *Water Cut* (WC) dan sejenisnya
- Tekanan: reservoir, statik, aliran dasar sumur
- Cara pengangkatan produksi: *natural flowing*, *artificial lift* (pompa, *gas lift* dan sebagainya)

##### **3. Data Pemboran**

- Trayektori dan kedalaman sumur,
- Sejarah kompleks sumur
- Ukuran casing dan tubing

##### **4. Data Keekonomian**

- USD/bbl, USD/well, *economic limit*, dan sebagainya

Pengolahan data reservoir dan produksi selengkapnya dapat dibaca pada Bab III.

### 4.2.3. Pembuatan Model Grid

Ukuran dan jenis grid yang digunakan pada pemodelan ditentukan berdasarkan:

- Geometri dan dimensi reservoir
- Data yang tersedia
- Jenis proses *secondary* atau *tertiary recovery* yang akan dimodelkan
- sumber daya manusia
- kemampuan teknologi (komputer)

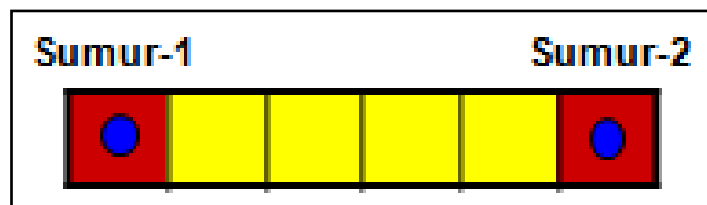
#### 1. Ukuran Grid

Ukuran grid terdiri dari lebar cell arah horisontal ( $\Delta x$  dan  $\Delta y$ ) dan arah vertikal ( $\Delta z$ ), ukuran grid dapat dibedakan menjadi 2 jenis yaitu *coarse grid* (grid kasar) dan *fine grid* (grid halus), untuk menentukan ukurannya perlu diperhatikan beberapa hal, yaitu:

##### a. Menentukan ukuran cell arah horisontal ( $\Delta X$ , $\Delta Y$ )

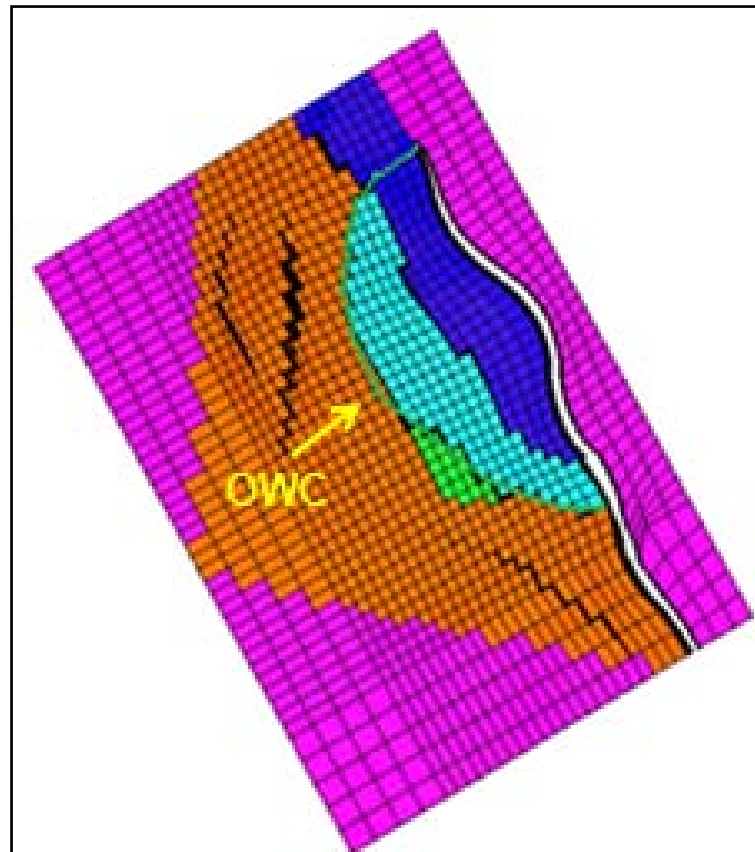
Ukuran cell :  $\Delta X = 25\text{m} - 50\text{m}$  dan  $\Delta Y = 25\text{m} - 50\text{m}$  tergantung pada:

- Luas area dari lapangan, jumlah sumur dan luas area pengurasan per sumur.
- Jarak antar sumur yang paling dekat untuk *fine grid* minimal 4 cell dan untuk *coarse grid* minimal 2 cell diluar cell sumur, seperti pada **Gambar 4.9**. Untuk *fine grid* usahakan ukuran cell maksimum 50 m (0.62 acres).



**Gambar 4.9** Jumlah cell minimum antar cell

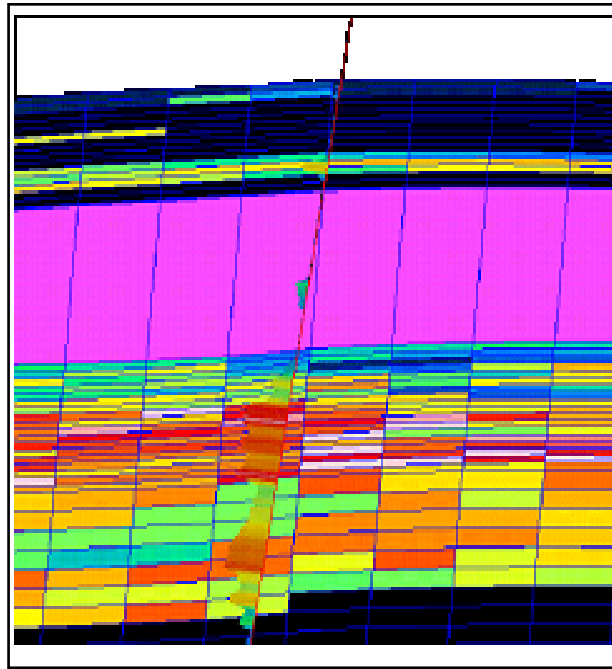
- Area hidrokarbon lebih kecil dibandingkan di area aquifer dengan tujuan untuk mengurangi jumlah cell, seperti contoh pada **Gambar 4.10**.



**Gambar 4.10. Ukuran Cell di atas OWC Lebih Kecil Dibandingkan di Aquifer (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

**b. Menentukan ukuran cell arah vertikal ( $\Delta Z$ )**

- Distribusi ketebalan cell agar diperhitungkan/dipertimbangkan distribusi *inplace* untuk tiap-tiap zona (lapisan berdasarkan hasil pemodelan geologi). Jika zona yang mempunyai *inplace* yang besar maka ketebalan cell pada zona tersebut harus lebih kecil begitu juga sebaliknya, seperti pada **Gambar 4.11**.

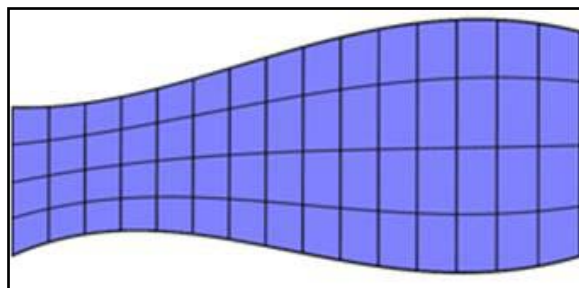


**Gambar 4.11. Ukuran Cell Arah Vertikal ( $\Delta Z$ ) Pada Lapisan Yang Mempunyai *Inplace* Besar Dibuat Ketebalan Cell Lebih Kecil Dibandingkan Dengan *Inplace* Kecil (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

**c. Menentukan Sistem lapisan (lapisan cell secara vertikal)**

Penentuan sistem lapisan pada model 3D grid tergantung pada model geologi. Sistem lapisan yang digunakan akan berpengaruh pada pola aliran fluida didalam model reservoir dan akan menentukan lamanya proses *history matching* pada simulasi reservoir, terdiri dari 3 sistem lapisan:

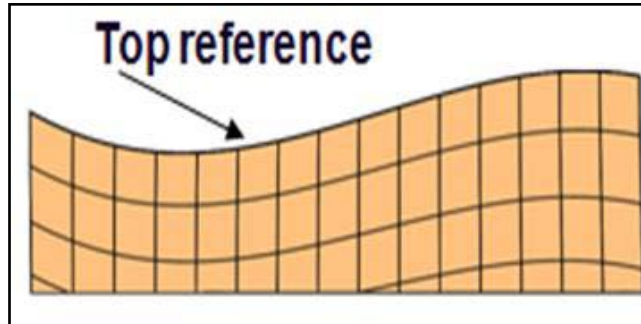
- **Jumlah lapisan konstan** yaitu pemodelan lapisan 3D grid dengan jumlah lapisan sama di setiap titik secara proporsional tetapi ketebalan lapisan akan berbeda-beda.



**Gambar 4.12. Sistem Grid dengan Jumlah Cell Konstan (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

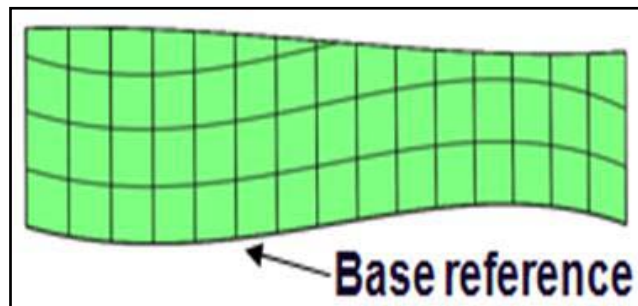


- **Ketebalan cell konstan dengan Top sebagai referensi** yaitu pemodelan lapisan 3D grid dimana ketebalan cell dibuat konstan dengan referensi top sebagai dasar, jumlah lapisan akan berbeda untuk setiap titik.



**Gambar 4.13. Sistem Grid dengan Jumlah Cell Konstan dan Top Sebagai Referensi (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

- **Ketebalan cell konstan dengan Bottom sebagai referensi** yaitu pemodelan lapisan 3D grid dimana ketebalan cell dibuat konstan dengan referensi bottom sebagai dasar, jumlah lapisan akan berbeda untuk setiap titik.



**Gambar 4.14. Sistem Grid dengan Jumlah Cell Konstan dan Bottom Sebagai Referensi (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

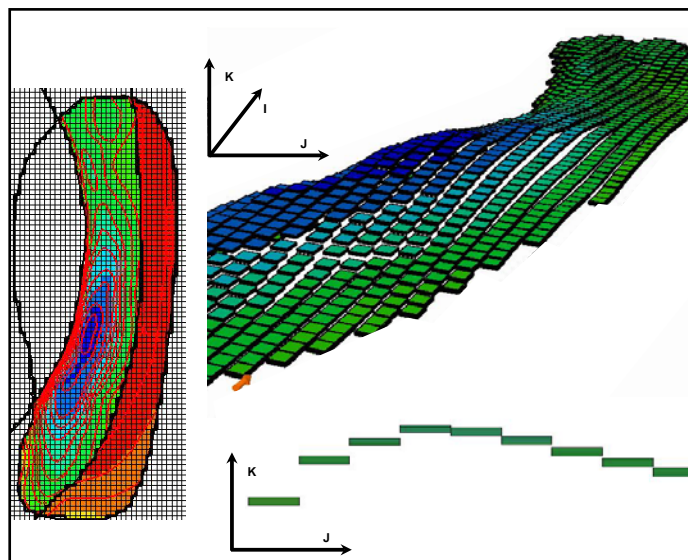
## 2. Jenis Grid

Jenis grid pada simulasi reservoir secara umum dibagi tiga, yaitu:

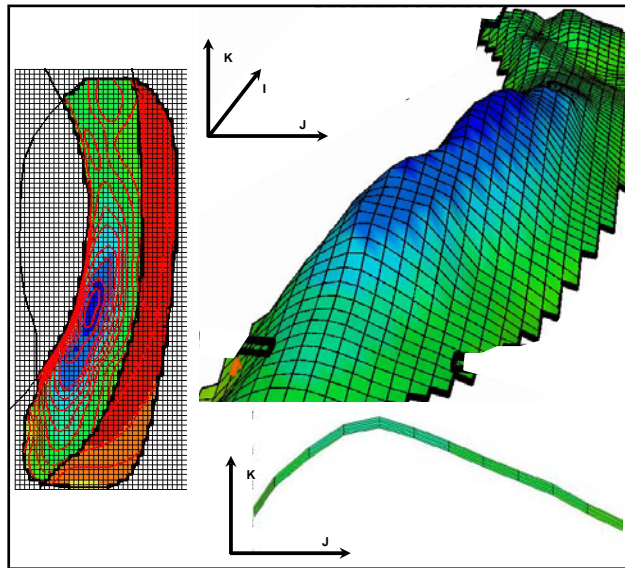
- Kartesian
- Orthogonal
- Radial

Pada **Gambar 4.15 – 4.17**, terlihat perbedaan ketiga model grid pada simulasi reservoir, pada grid kartesian perbedaan kontur ketinggian terlihat patah-patah (tidak *smooth*) sedangkan pada grid orthogonal mengikuti kontur ketinggian (*smooth*), sedangkan untuk grid radial biasanya digunakan untuk simulasi *single well model*.

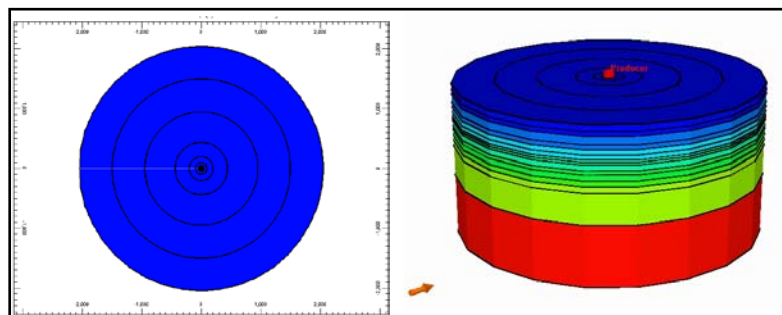
Untuk memperhalus grid disekitar daerah sumur yang diamati kadang-kadang diperlukan ukuran grid yang lebih halus/rapat yang dikenal dengan *Local Grid Refinement* (LGR), seperti terlihat pada **Gambar 4.18**.



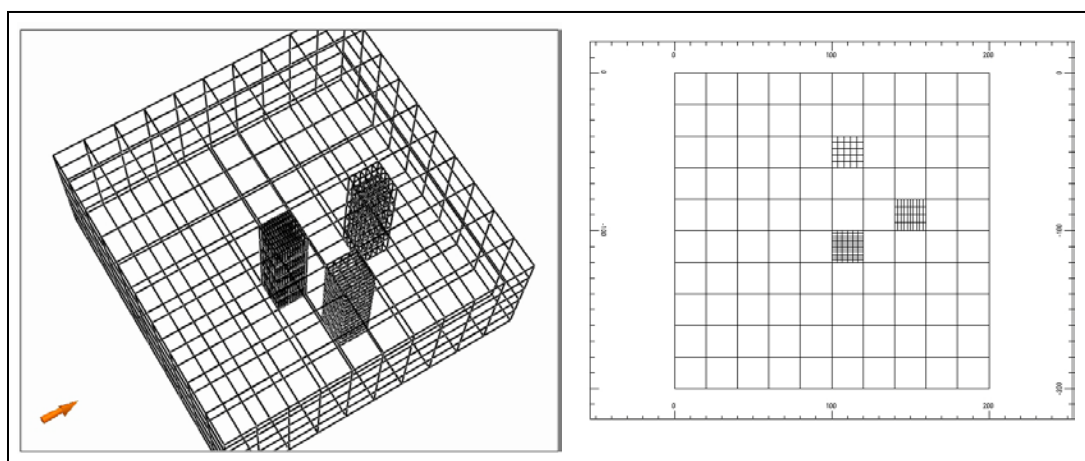
**Gambar 4.15. Contoh Grid Kartesian**



**Gambar 4.16. Contoh Grid Orthogonal**



**Gambar 4.17. Contoh Grid Radial**



**Gambar 4.18. Contoh *Local Grid Refinement* (LGR)**

### 4.3. Inisialisai Model Simulasi Reservoir

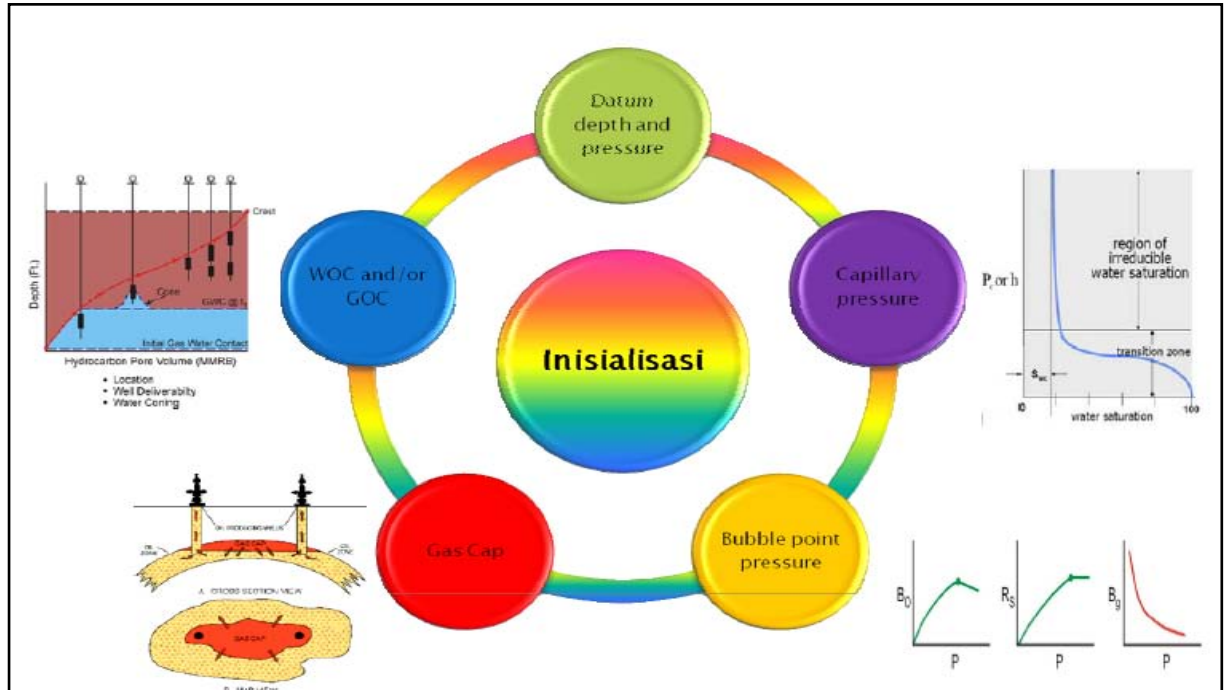
Setelah pembuatan model simulasi reservoir selesai dilakukan maka langkah selanjutnya adalah melakukan inisialisasi, langkah ini bertujuan untuk menyamakan kondisi awal reservoir (*inplace* dan tekanan) dengan modelnya.

#### 4.3.1. Tahapan Umum Inisialisasi dan Parameter yang Dapat Diubah

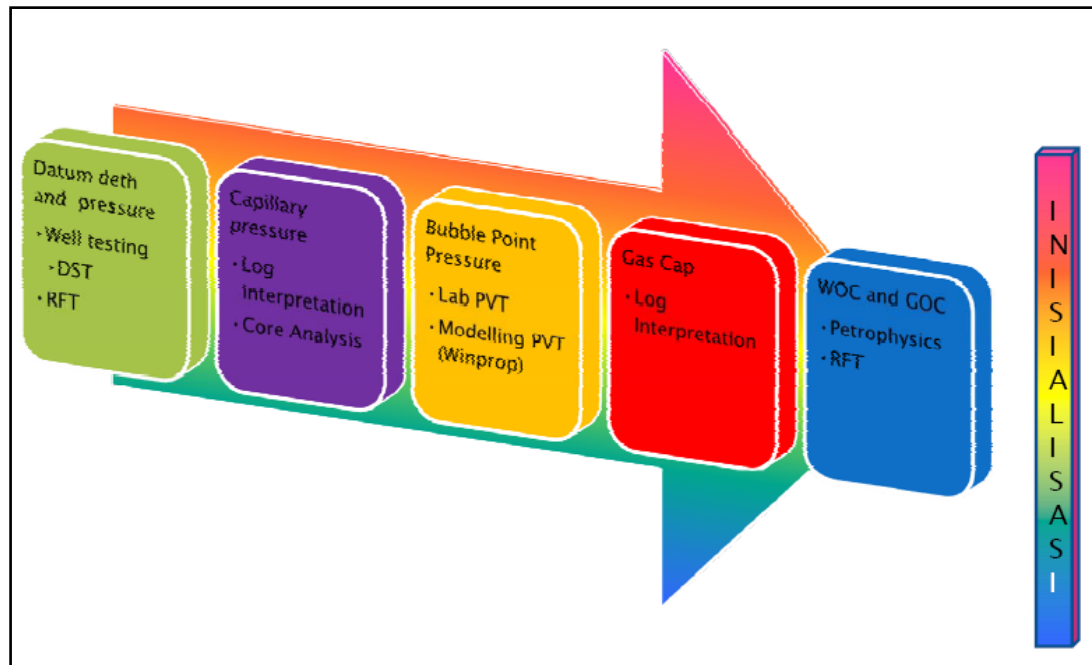
Untuk mendapatkan hasil inisialisasi yang baik, maka tahap-tahap inisialisasi perlu dilakukan, sebagai berikut:

1. Lakukan proses inisialisasi awal, dengan cara membandingkan besarnya hasil *inplace* (OOIP dan atau OGIP) dari volumetrik dengan simulasi, apakah perbedaannya lebih dari 10%? Jika ya, maka konsultasikan kembali model geologinya atau lakukan perubahan harga Net To Gross (NTG)
2. Jika proses inisialisasi awal telah menghasilkan perbedaan *inplace* kurang dari 10%, maka tahapan berikutnya seperti terlihat pada **Gambar 4.19.** dan **4.20,** di bawah, yaitu:
  - Tekanan kapiler, mempengaruhi besarnya *inplace* (OOIP dan atau OGIP), data tersebut umumnya didapatkan dari analisa SCAL dan kadang-kadang dari analisa log. Kisaran perubahan harga tekanan kapiler sangat dimungkinkan jika mempunyai data SCAL lebih dari satu set, lakukan perubahan harga tersebut sampai menghasilkan perbedaan *inplace* kurang dari 5%.
  - PVT (Pb, Bo, Rs), data PVT ini berpengaruh terhadap besarnya *inplace* (OOIP dan atau OGIP), data tersebut biasanya didapatkan dari analisa PVT fluida atau menggunakan korelasi-korelasi umum yang berlaku. Perubahan harga PVT ini dilakukan untuk *fine tuning* jika hasil *inplace* dari perubahan tekanan kapiler masih belum memuaskan. Perubahan harga PVT boleh dilakukan sepanjang ada data hasil laboratorium PVT-nya.
  - *Gas cap*, ketebalan *gas cap* akan berpengaruh terhadap besarnya *inplace* (OOIP dan OGIP), data ini didapatkan dari interpretasi log. Perubahan ketebalan *gas cap* sangat jarang dilakukan, kecuali data yang kita miliki tidak memberikan akurasi yang baik terhadap ketebalan tersebut.

- WOC dan GOC, kedalaman WOC dan GOC akan berpengaruh terhadap besarnya *inplace* (OOIP dan OGIP), data ini didapatkan dari interpretasi log dan atau RFT. Umumnya kedalaman WOC dan GOC sangat jarang dilakukan, kecuali hasil interpretasi log masih meragukan kedalaman tersebut.
3. Proses inialisasi tekanan awal reservoir dapat dilakukan dengan perubahan terhadap kedalaman datum dan tekanan. Data tersebut didapatkan dari *Well testing* (DST) ataupun RFT. Lakukan perubahan-perubahan harga parameter yang sewajarnya sampai perbedaan tekanan awal kurang dari 5%



**Gambar 4.19. Work Flow Inisialisasi**



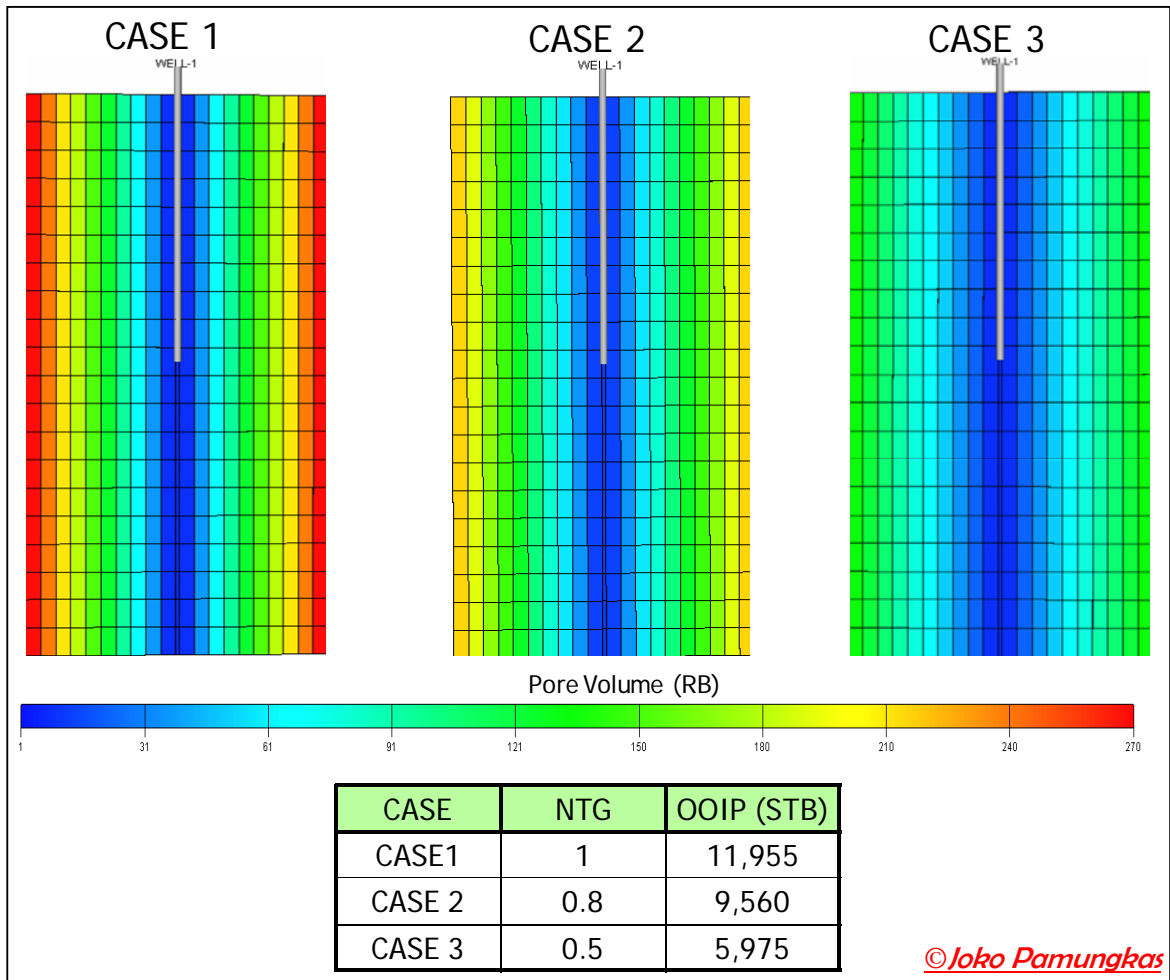
**Gambar 4.20. Poses Inisialisasi**

### 4.3.2. Inisialisasi *Inplace*

#### 1. Perubahan harga Net To Gross (NTG)

NTG adalah perbandingan antara ketebalan pasir bersih (*net sand*) terhadap ketebalan pasir total (*gross sand*), harga NTG semakin mendekati satu maka pasir tersebut semakin *clean sand*. NTG berpengaruh terhadap ketebalan ( $h$ ), dan pada akhirnya mempengaruhi *inplace*.

**Gambar 4.21**, di bawah adalah contoh pemodelan simulasi untuk *single well model* bahwa jika harga NTG semakin besar, maka harga *pore volume* ( $a \times h \times \phi$ ) dan OOIP juga semakin membesar.



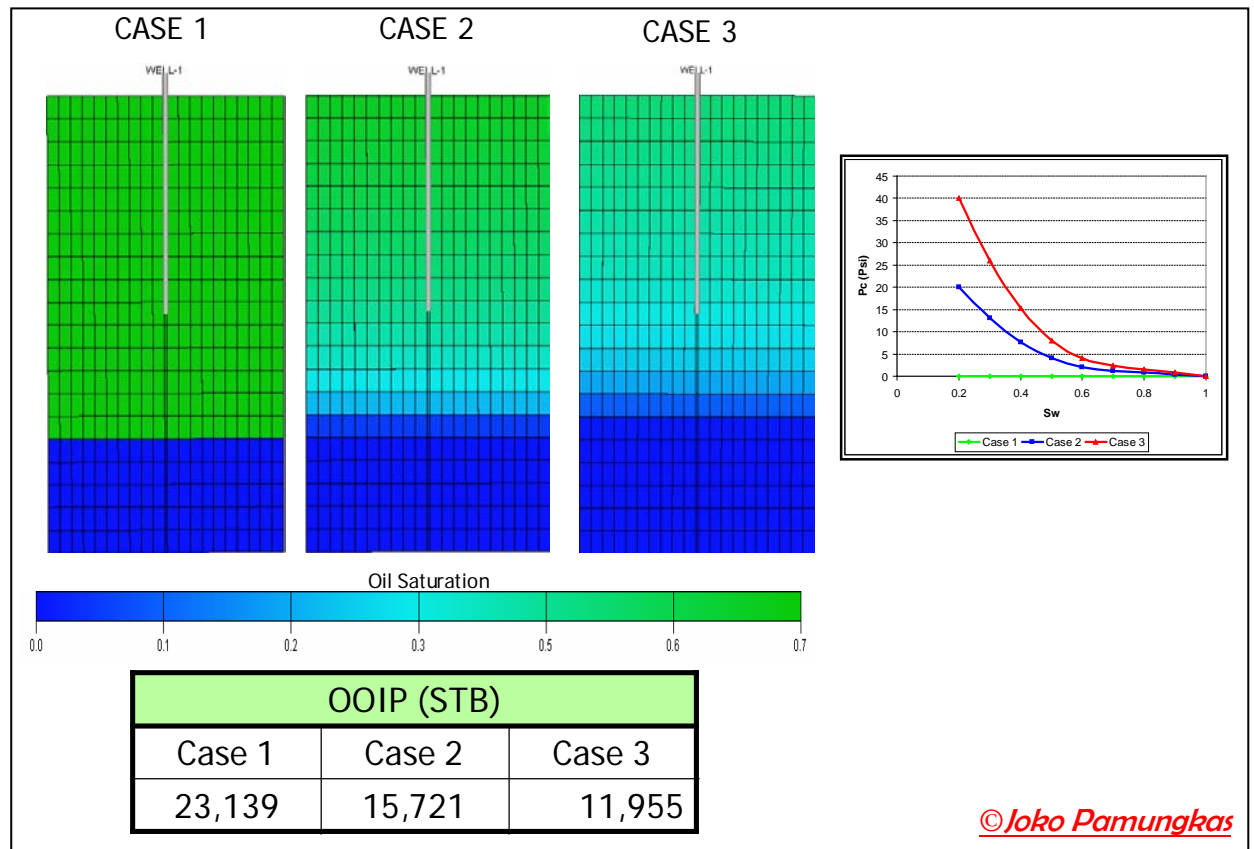
**Gambar 4.21. Perubahan Harga NTG Terhadap Distribusi *Pore Volume* dan OOIP**

## 2. Perubahan Kurva Tekanan Kapiler

Berdasarkan penjelasan bab 3.3. diterangkan bahwa distribusi saturasi air didalam reservoir sangat dipengaruhi oleh kurva  $P_c$  vs  $S_w$ . Pada harga  $S_w$  yang sama tetapi berbeda-beda (misalnya  $P_{c-1} < P_{c-2} < P_{c-3}$ ), maka:

- Tebal zona air-1 < zona air-2 < zona air-3,
- Tebal zona transisi-1 < zona transisi-2 < zona transisi-3, dan akibatnya
- Tebal zona minyak-1 > zona minyak-2 > zona minyak-3, sehingga
- OOIP-1 > OOIP-2 > OOIP-3

Seperti terlihat pada **Gambar 4.22.** di bawah, adalah contoh pemodelan simulasi untuk *single well model* dengan perubahan kurva  $P_c$  vs  $S_w$ .



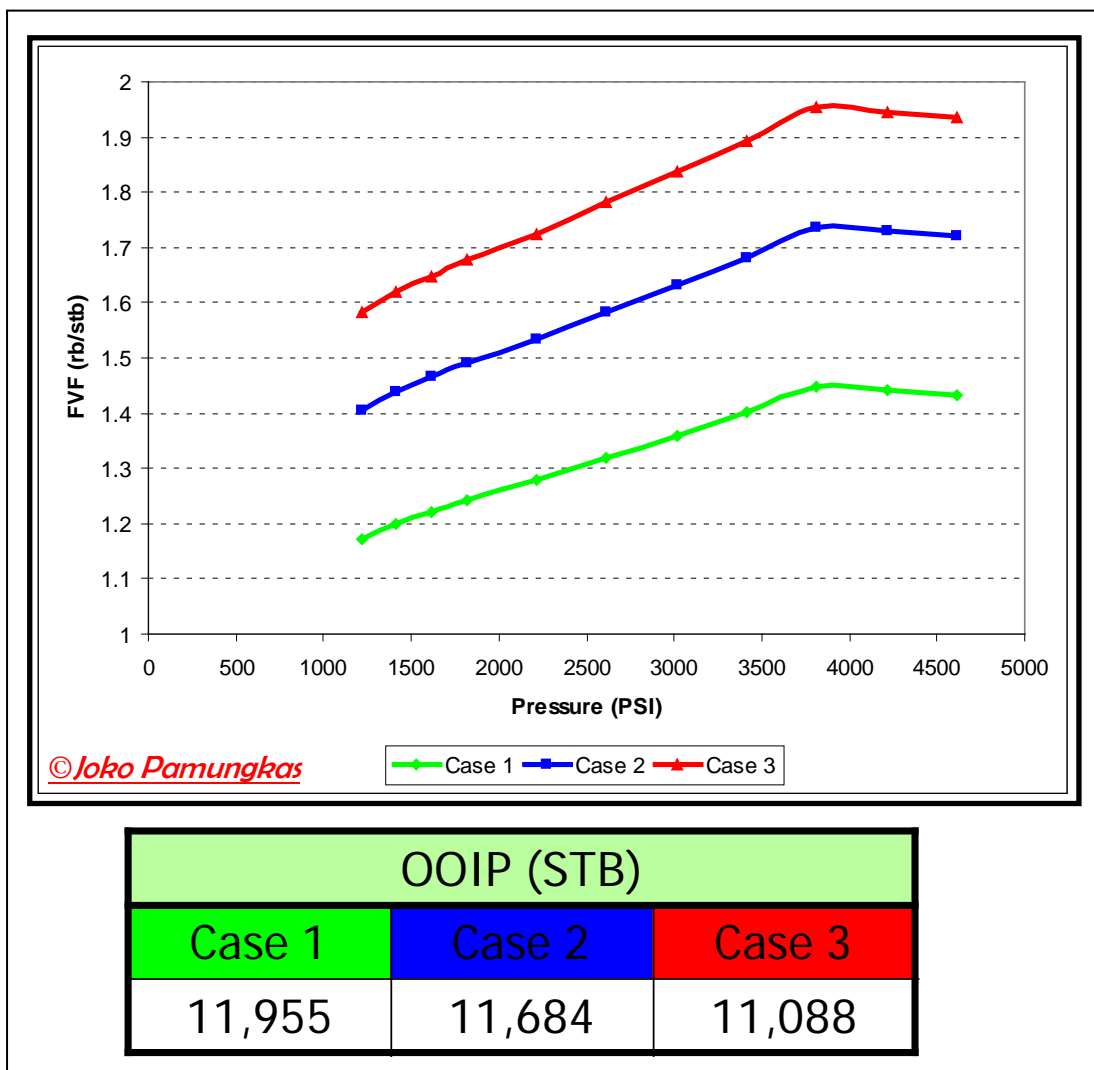
**Gambar 4.22.** Perubahan Kurva  $P_c$  vs  $S_w$  Terhadap Distribusi  $S_w$  dan OOIP



### 3. Perubahan Kurva Faktor Volume Formasi Minyak (Bo)

Berdasarkan penjelasan bab 3.4.2. diterangkan bahwa besar kecilnya  $R_s$  dan  $B_o$  sangat berpengaruh terhadap besar kecilnya OOIP.

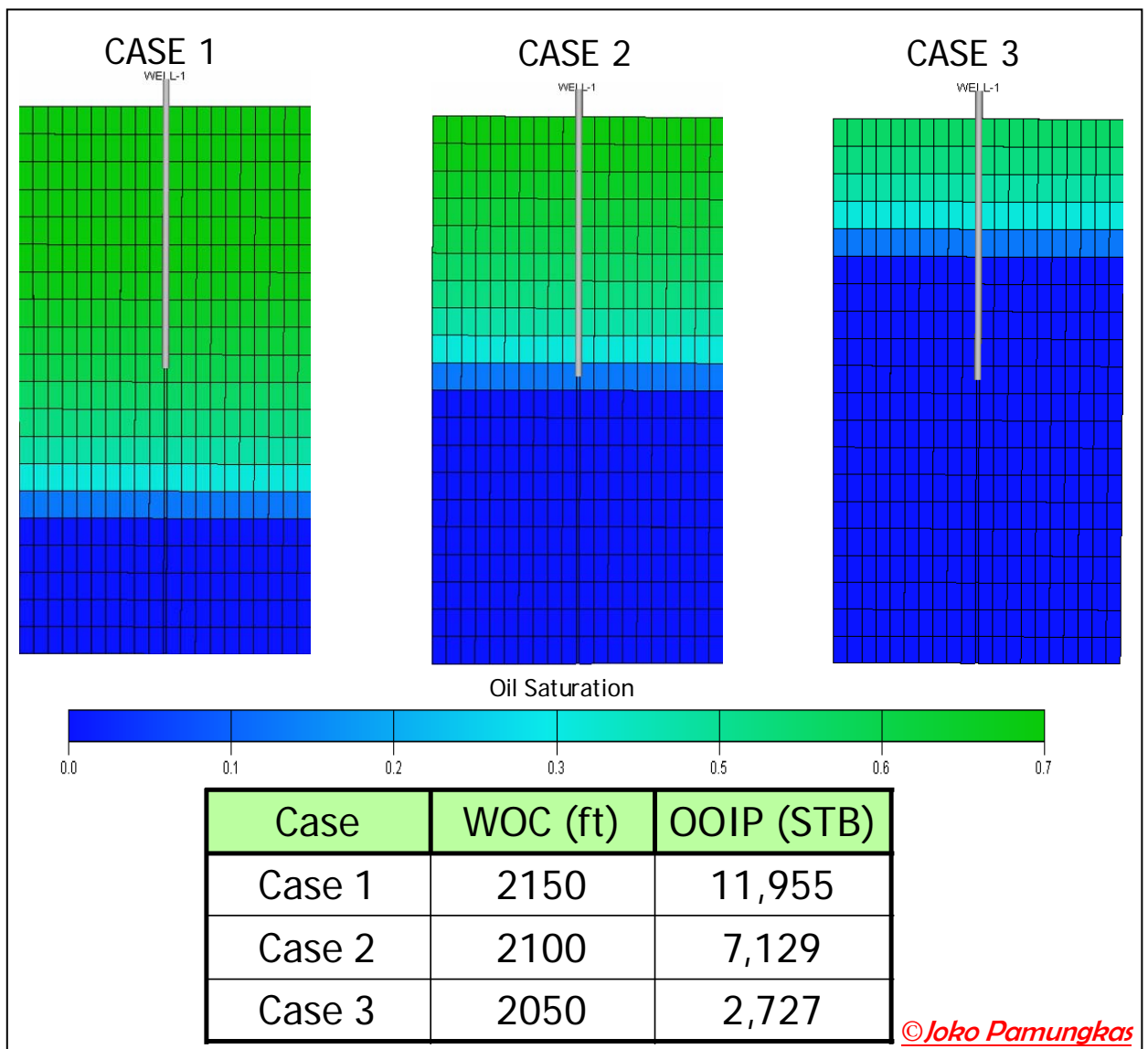
**Gambar 4.23.** di bawah menerangkan bahwa, pemodelan simulasi untuk *single well model*, pada tekanan awal yang sama dengan perubahan  $B_{o-1} < B_{o-2} < B_{o-3}$ , maka  $OOIP-1 > OOIP-2 > OOIP-3$ .



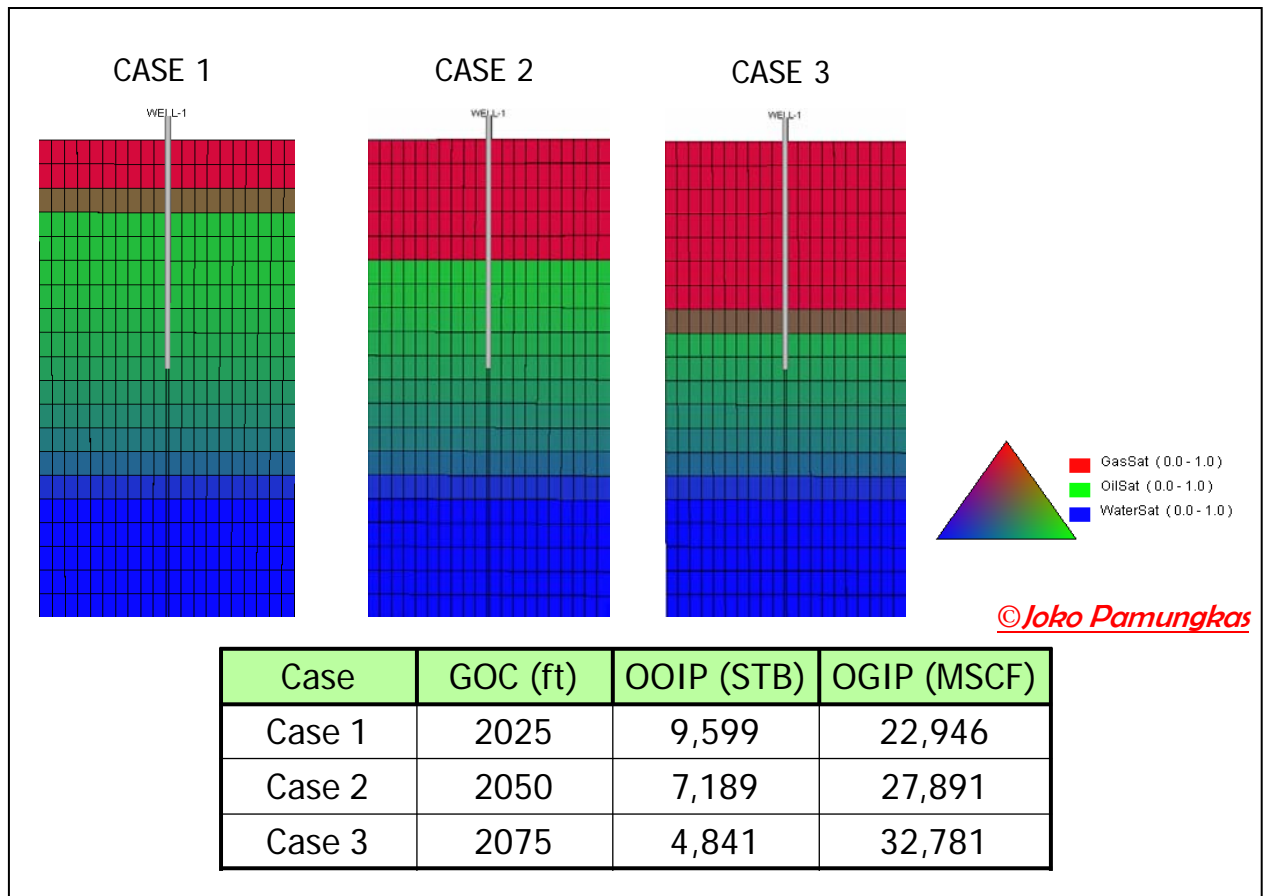
**Gambar 4.23.** Perubahan Kurva  $B_o$  vs  $P$  Terhadap OOIP

### 3. Perubahan Kedalaman WOC dan GOC

Perubahan kedalaman WOC dan GOC berpengaruh terhadap ketebalan reservoir minyaknya, pada reservoir yang sama maka jika WOC semakin dalam, maka ketebalan reservoirnya semakin besar, akibatnya OOIP-nya akan semakin besar, lihat **Gambar 4.24**. Demikian sebaliknya jika kedalaman WOC tetap tetapi kedalaman GOC bertambah maka OOIP-nya semakin mengecil, sedangkan OGIP-nya membesar, lihat **Gambar 4.25**.



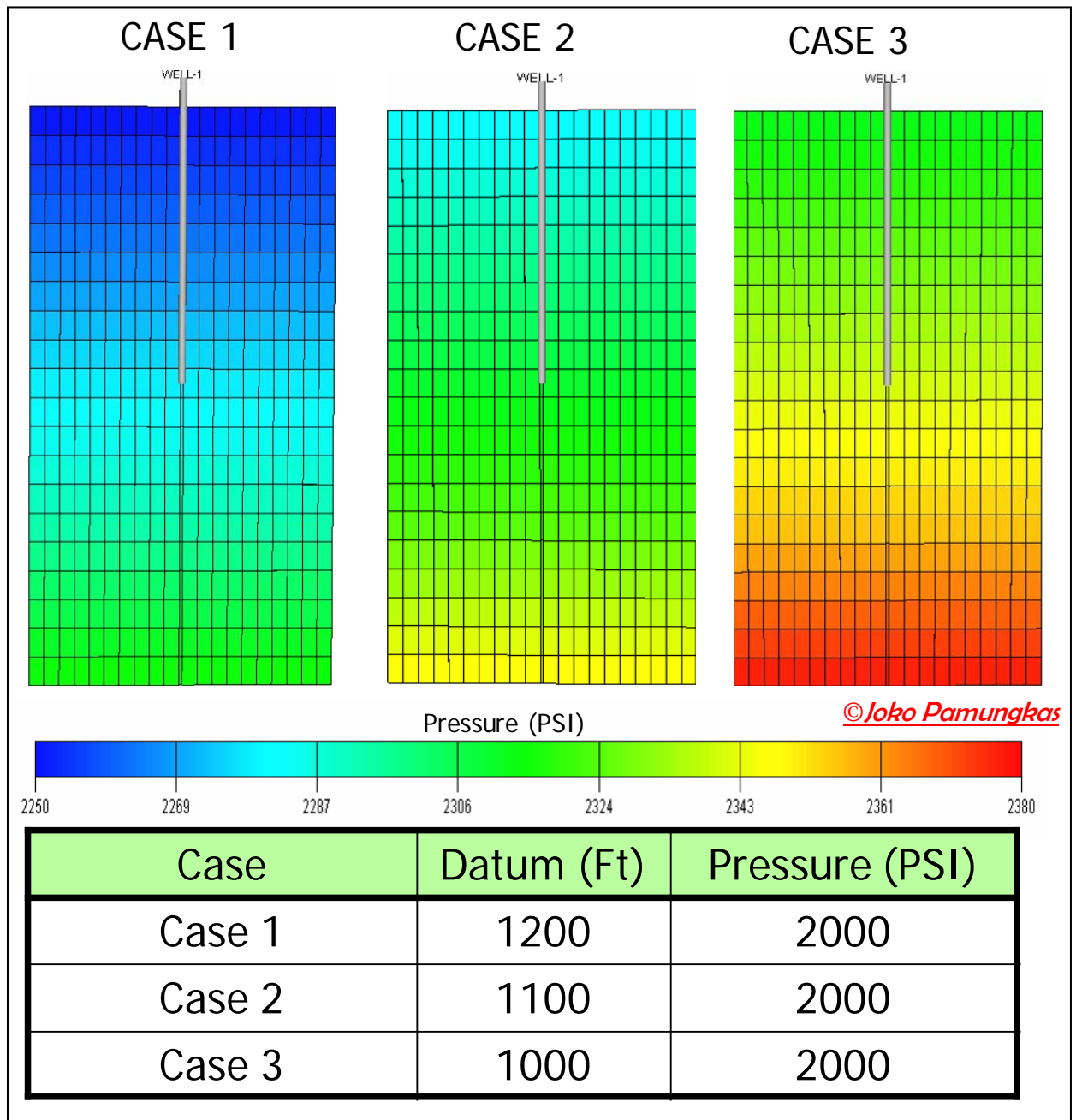
**Gambar 4.24. Perubahan WOC Terhadap Distribusi Sw dan OOIP**



**Gambar 4.25. Perubahan GOC Terhadap Distribusi Sw, Sg, OOIP dan OGIP**

### 4.3.3. Inisialisasi Tekanan

Inisialisasi tekanan dapat dilakukan dengan perubahan kedalaman datum-nya, pada tekanan yang sama, maka jika kedalaman datum-nya semakin dangkal akan menghasilkan distribusi tekanan yang lebih besar, seperti tampak pada **Gambar 4.26.** di bawah.



**Gambar 4.26. Perubahan Kedalaman Datum Terhadap Distribusi Tekanan**

#### **4.3.4. Ekuilibrasi**

Ekuilibrasi dapat dilakukan setelah hasil inialisasi sebelumnya berhasil dilakukan dengan baik. Proses ekuilibrasi dilakukan dengan menjalankan model simulasi reservoir selama 1 – 3 bulan tanpa proses produksi/injeksi (semua sumur di *shut-in*), sehingga model tetap dalam keadaan setimbang tanpa adanya aliran fluida.

Proses ini juga digunakan untuk memastikan tidak adanya perubahan terhadap zona kontak fluida (WOC dan atau GOC), distrisbusi fluida dan tekanannya.

Beberapa hal yang harus dipastikan pada proses ekuilibrasi ini, antara lain adalah:

- Tidak adanya perubahan saturasi dan selama simulasi dijalankan
- Tidak adanya gas terlarut yang terbebaskan
- Adanya konsistensi harga tekanan *bubble-point* terhadap zona kontak antara minyak dan gas ( $P_{bi} = P_b @ GOC$ )

## 4.4. Penyelarasan (*History Matching*)

### 4.4.1. Pendahuluan

- *History matching* merupakan proses memodifikasi parameter yang digunakan dalam pembuatan model, agar tercipta keselarasan antara model dengan kondisi nyata, yang didasarkan pada data parameter terukur selama periode waktu tertentu. Tahap ini sangat menentukan dalam melakukan simulasi reservoir.
- Tujuan dari proses penyelarasan adalah melakukan validasi terhadap model simulasi reservoir dengan kondisi reservoir sesungguhnya.
- Proses *tuning* dilakukan dengan tujuan memperkecil/mengurangi perbedaan antara model dengan kondisi reservoir sebenarnya.
- Analisa terhadap perilaku produksi aktual, tekanan, mekanisme pendorong reservoir dan besarnya faktor perolehan dapat membantu mengidentifikasi kelemahan-kelemahan data penyelarasan.
- Pada saat model dapat diterima, maka model dapat digunakan, antara lain untuk:
  - Prediksi perilaku reservoir (produksi, tekanan dsb)
  - Melakukan strategi operasi selanjutnya
  - Melakukan studi sensitivitas
  - Membuat pemodelan untuk *secondary* dan atau *tertiary recovery*
  - Melihat pengaruh dari lokasi sumur dan *infill drilling*
  - Melakukan modifikasi terhadap pola injeksi untuk meningkatkan produksi
- Penyelarasan merupakan proses paling lama dalam proses simulasi reservoir.
- Penyelarasan adalah sesuatu yang *non unique solution*.

#### **4.4.2. Data Yang Harus Diselaraskan**

- Tekanan (reservoir, BHP), laju produksi (minyak, air dan gas), WOR, GOR, *water* dan *gas breakthrough times*.
- *Pressure transient analysis* (PTA) dan *core analysis* adalah parameter kunci untuk menentukan tekanan, permeabilitas, porositas, Skin dsb. disekitar sumur.
- Penyelarasan dapat digunakan untuk menentukan/mengkoreksi terhadap penyebaran porositas, permeabilitas, transmissibilitas, kekuatan aquifer dan sebagainya.

#### **4.4.3. Kesalahan-Kesalahan Pada Pengukuran Di Lapangan**

- Pengukuran data produksi dan injeksi tidak selalu dilaporkan dengan frekwensi yang teratur.
- Produksi gas biasanya tidak diukur secara akurat terutama jika gasnya di *flare*.
- Data produksi minyak biasanya merupakan data yang paling akurat dan selalu tersedia.
- Data injeksi kurang akurat dibanding data produksi, terutama akibat hilangnya injeksi (ke interval yang lain, akibat kebocoran pipa atau casing dan penyebab lainnya).
- Volume yang diukur di pusat pengumpulan sangat sulit untuk dihitung balik ke produksi sumuran.

#### **4.4.4. Langkah-Langkah Umum Dalam *History Matching***

- Susun dan analisa data dari perilaku tekanan dan laju produksi (minyak, air dan gas) untuk masing-masing blok, reservoir dan lapangan.
- Analisa mekanisme pendorong yang bekerja pada masing-masing blok dan reservoir
- Analisa faktor perolehan minyak/gas saat ini terhadap mekanisme pendorong dan kurva permeabilitas relatif minyaknya.
- Buat model pendahuluan menggunakan data terbaik yang tersedia.
- Lakukan proses penyelarasan dengan model awal dan bandingkan hasilnya antara data aktual dengan hasil simulasi.
- Evaluasi apakah model sudah cukup memuaskan. Jika tidak, lakukan analisa dan perbaikan dengan model yang lebih sederhana untuk mengidentifikasi perubahan properti model yang dapat memperbaiki perilaku reservoir antara aktual dan perhitungan (simulasi).
- Lakukan *adjustments* terhadap model dan konsultasikan dengan para geologist, *drilling* dan *production engineer*.
- Ulangi langkah di atas sampai menghasilkan keselarasan yang memuaskan.



#### **4.4.5. Kriteria Penyelarasan**

##### **1. Kriteria matching untuk Lapangan, sebagai berikut:**

- Perilaku tekanan dan produksi antara model dengan data aktual harus selaras: laju produksi (minyak, air dan gas), WOR, GOR dll.
- Input produksi fluida (minyak dan air), perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
  - Kumulatif liquid model terhadap kumulatif Liquid aktual < 1%
  - Np model terhadap Np aktual < 5%
  - Wp model terhadap Wp aktual < 10%
  - Gp model terhadap Gp aktual < 20%
- Input produksi minyak, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
  - Np model terhadap Np aktual < 1%
  - Wp model terhadap Wp aktual < 5%
  - Gp model terhadap Gp aktual < 10%
- Input produksi gas, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
  - Gp model terhadap Gp aktual < 1%
  - Wp model terhadap Wp aktual < 5%

##### **2. Kriteria Matching untuk Key Well dan Blok, sebagai berikut:**

- Perilaku tekanan dan produksi antara model dan data aktual harus selaras: laju produksi (minyak, air dan gas), WOR, GOR dll.
- Produksi fluida (minyak dan air), perbedaan model dengan data aktual pada *end of history* :
  - Kumulatif liquid model terhadap kumulatif Liquid aktual < 1%
  - Np model terhadap Np aktual < 10%
  - Wp model terhadap Wp aktual < 15%
  - Gp model terhadap Gp aktual < 20%
- Input produksi minyak, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
  - Np model terhadap Np aktual < 1%

- Wp model terhadap Wp aktual < 10%
- Gp model terhadap Gp aktual < 15%
- Input produksi gas, perbedaan model dengan data aktual pada *end of history*:
  - Gp model terhadap Gp aktual < 1%
  - Wp model terhadap Wp aktual < 10%

#### **4.4.6. Key Well (Sumur Kunci)**

Jika lapangan sudah berproduksi, tentukan terlebih dahulu sumur-sumur sebagai *key-well* dalam *history matching*.

##### **Kriteria *key well*:**

- Sumur-sumur yang mempunyai umur produksi yang cukup lama.
- Sumur-sumur s/d akhir history masih berproduksi
- Sumur yang tidak mempunyai masalah (misal kebocoran packer atau kepasiran)
- Dapat mewakili perilaku blok/region/area tertentu
- Jumlah sumur sebagai *key well* harus mempunyai total produksi dari *key-well* lebih dari 75% terhadap total produksi lapangan:
  - Lapangan Minyak *Water Drive*:  
Np & Wp (*key well*) > 75% terhadap Np & Wp (Lapangan)
  - Lapangan Minyak *Solution/Gas Cap Drive*:  
Np & Gp (*key well*) > 75% terhadap Np & Gp (Lapangan)
  - Lapangan Gas:  
Gp & Wp (*key well*) > 75% terhadap Gp & Wp (Lapangan)

#### 4.4.7. Parameter Data Produksi Sebagai Input

- Lapangan Minyak dengan mekanisme reservoir *Water Drive*, input *Liquid rate* parameter yang dimatching :  $Q_l$ ,  $Q_o$ ,  $W_c$ , GOR dan tekanan.
- Lapangan Minyak dengan mekanisme reservoir *Solution Gas Drive* atau *Gas Cap Drive*, input *Oil rate* parameter yang di matching :  $Q_o$ ,  $Q_w$ , Gor & Pressure.
- Lapangan Gas, input *Gas rate* parameter yg di matching  $Q_g$ ,  $Q_o$ ,  $Q_w$ , Pressure atau P/Z vs  $G_p$  (jika tidak ada aquifer).

#### 4.4.8. Parameter Yang Dapat Diubah

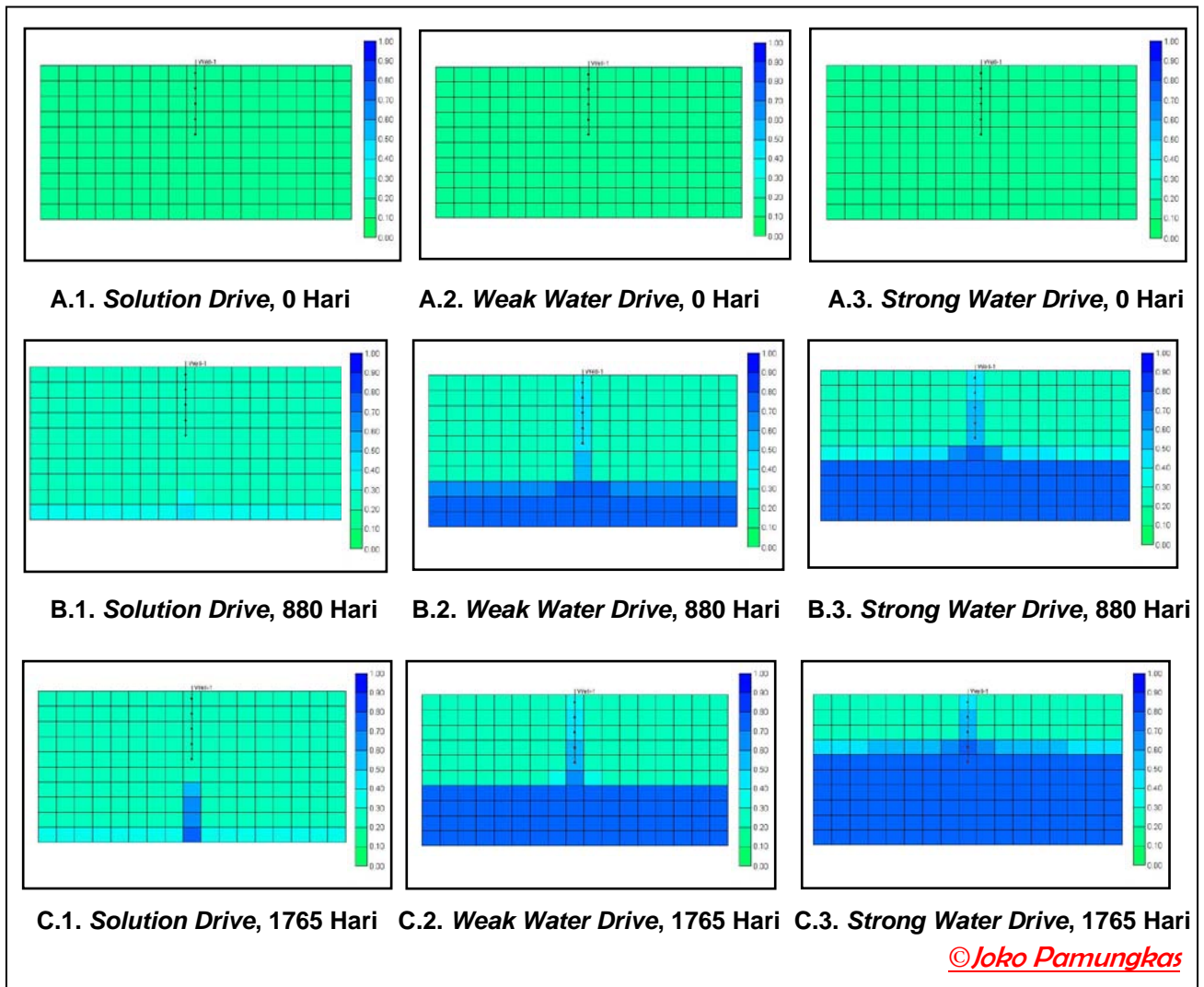
Parameter yang dapat diubah dari tingkat *uncertainty* yang paling tinggi ke rendah, adalah:

- Volume aquifer ( $Ah\phi$ ), berpengaruh terhadap: jenis mekanisme pendorong, tekanan dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.27 – 4.29**.
- Transmisibilitas reservoir ( $kh$ ), berpengaruh terhadap: tekanan dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.30**.
- Perbandingan permeabilitas vertikal ( $k_v$ ) dengan permeabilitas horizontal ( $kh$ ), berpengaruh terhadap: tekanan dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.31**.
- Kondisi sekitar sumur seperti Skin, PI, BHP berpengaruh terhadap: tekanan dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.32 – 4.33**.
- Permeabilitas relatif, berpengaruh terhadap: laju produksi dan tekanan, seperti terlihat pada **Gambar 4.34**.
- Tekanan kapiler, berpengaruh terhadap: laju produksi dan tekanan, seperti terlihat pada **Gambar 4.35**.
- Porositas dan ketebalan reservoir, berpengaruh terhadap: *inplace*
- Permeabilitas, berpengaruh terhadap: laju produksi dan tekanan, seperti terlihat pada **Gambar 4.36**.
- *Structural definition*, berpengaruh terhadap: tekanan dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.37**.

- Kompresibilitas batuan, berpengaruh terhadap: tekanan dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.38**.
- PVT minyak dan gas, berpengaruh terhadap: laju produksi dan laju produksi, seperti terlihat pada **Gambar 4.39**.
- Kedalaman WOC dan GOC, berpengaruh terhadap: *inplace*
- Sifat-sifat fisik air, berpengaruh terhadap: laju produksi

**Catatan perubahan parameter dapat dilakukan, jika :**

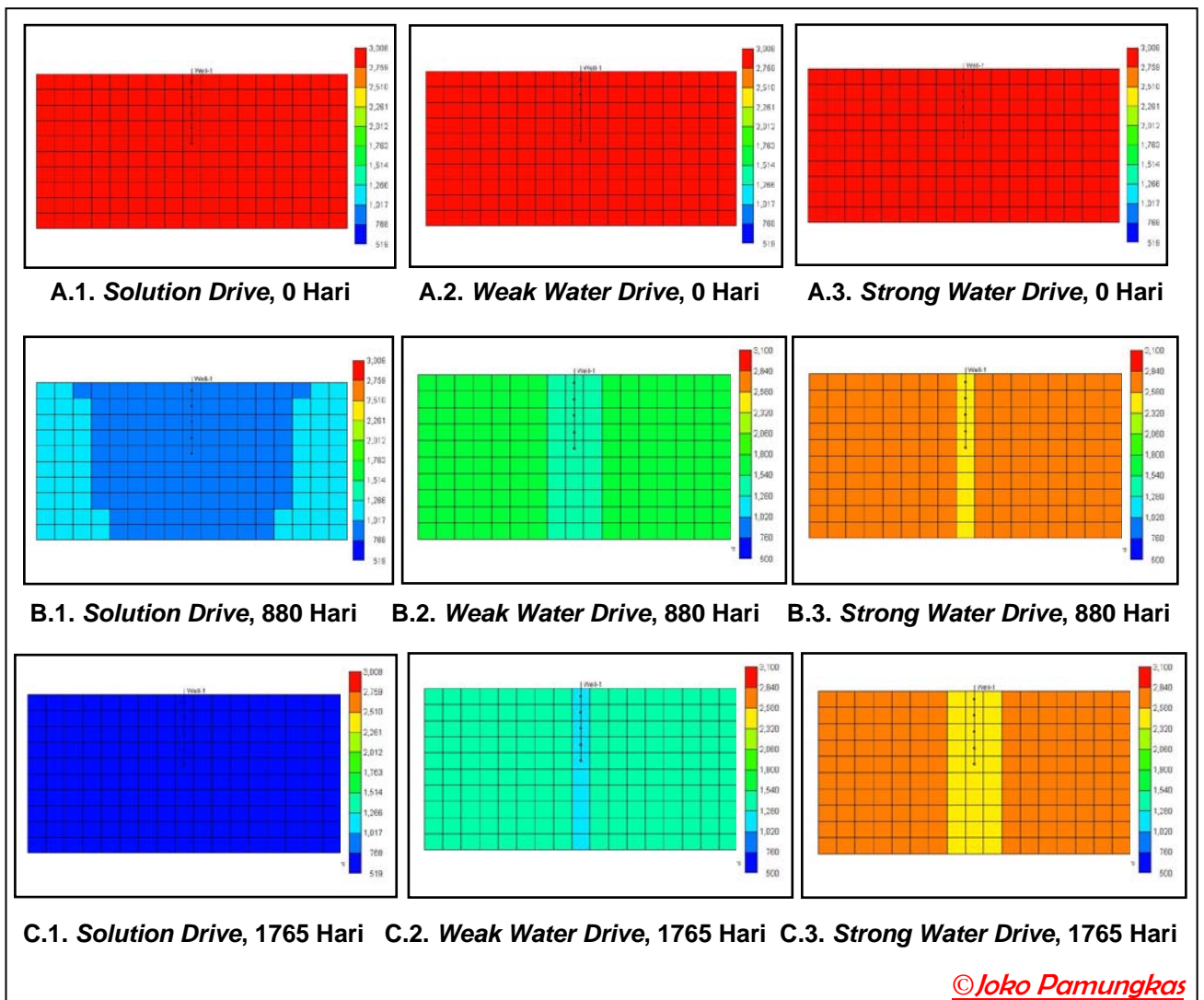
- Selama didukung dengan data yang ada atau data laboratorium
- Perubahan penarikan korelasi tidak keluar dari data maksimum/minimum
- Perubahan *inplace* hasil *history matching* terhadap *inplace* inisialisasi < 5%



**Gambar 4.27. Distribusi Saturasi Air Pada Hari ke 0, 880 dan 1765 untuk *Solution Drive*, *Weak Water Drive* dan *Strong Water Drive***

Mekanisme pendorong berpengaruh antara lain terhadap:

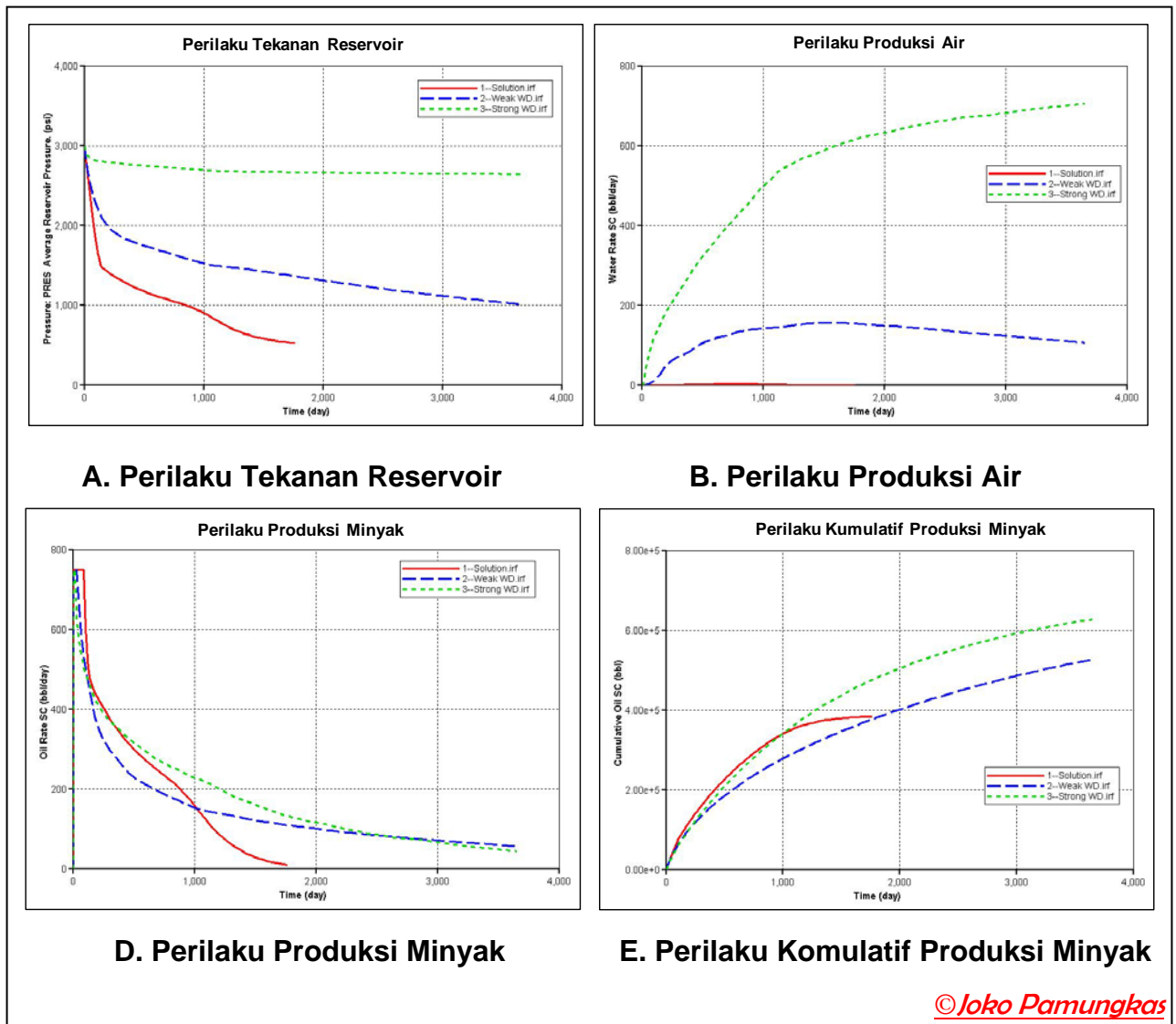
- Kecepatan pergerakan air menuju lubang sumur produksi, pada **Gambar 4.27** di atas terlihat bahwa pada hari ke 0 (Gambar A.1 – A.3) kondisi mula-mula belum ada pergerakan air. Pada hari ke 880 (Gambar B.1 – B.3) terlihat bahwa reservoir *solution drive* air belum sampai ke lubang sumur produksi, sedangkan pada *weak water drive* dan *strong water drive* air sudah ikut terproduksi. Untuk hari ke 1765 (Gambar B.1 – B.3) terlihat bahwa saturasi air reservoir *strong water drive* jauh lebih banyak jika dibandingkan *weak water drive* apalagi dengan *solution drive*.



**Gambar 4.28. Distribusi Tekanan Pada Hari ke 0, 880 dan 1765 untuk *Solution Drive*, *Weak Water Drive* dan *Strong Water Drive***

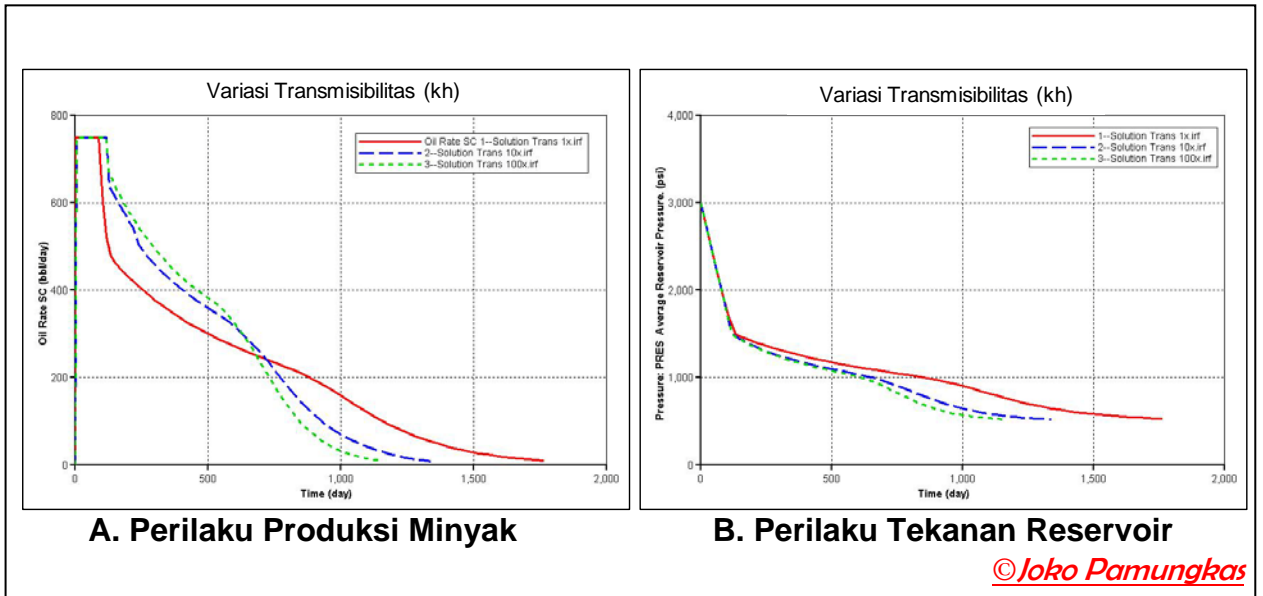
- Tekanan reservoir, pada **Gambar 4.28** di bawah terlihat bahwa pada hari ke 0 (Gambar A.1 – A.3) kondisi mula-mula belum ada perubahan tekanan. Pada hari ke 880 (Gambar B.1 – B.3) terlihat bahwa tekanan reservoir *solution drive* jauh lebih kecil jika dibandingkan dengan tekanan pada *weak water drive* dan *strong water drive*. Untuk hari ke 1765 (Gambar B.1 – B.3) terlihat bahwa tekanan reservoir *strong water drive* relatif konstan jika dibandingkan *weak water drive* apalagi dengan *solution drive*. Perilaku tekanan untuk ketiga reservoir dapat juga dilihat pada **Gambar 4.29A** di bawah.

- Akibat produksi air reservoir *strong water drive* jauh lebih tinggi dari *weak water drive*, sedangkan pada *solution drive* hampir tidak ada produksi air, lihat **Gambar 4.29B** di bawah. Mengingat tekanan reservoir *strong water drive* lebih konstan dibandingkan reservoir yang lain, maka walaupun reservoir tersebut memproduksi air lebih banyak tetapi menghasilkan laju produksi dan kumulatif produksi minyak lebih banyak, lihat **Gambar 4.29C** dan **4.29D**.



©Joko Pamungkas

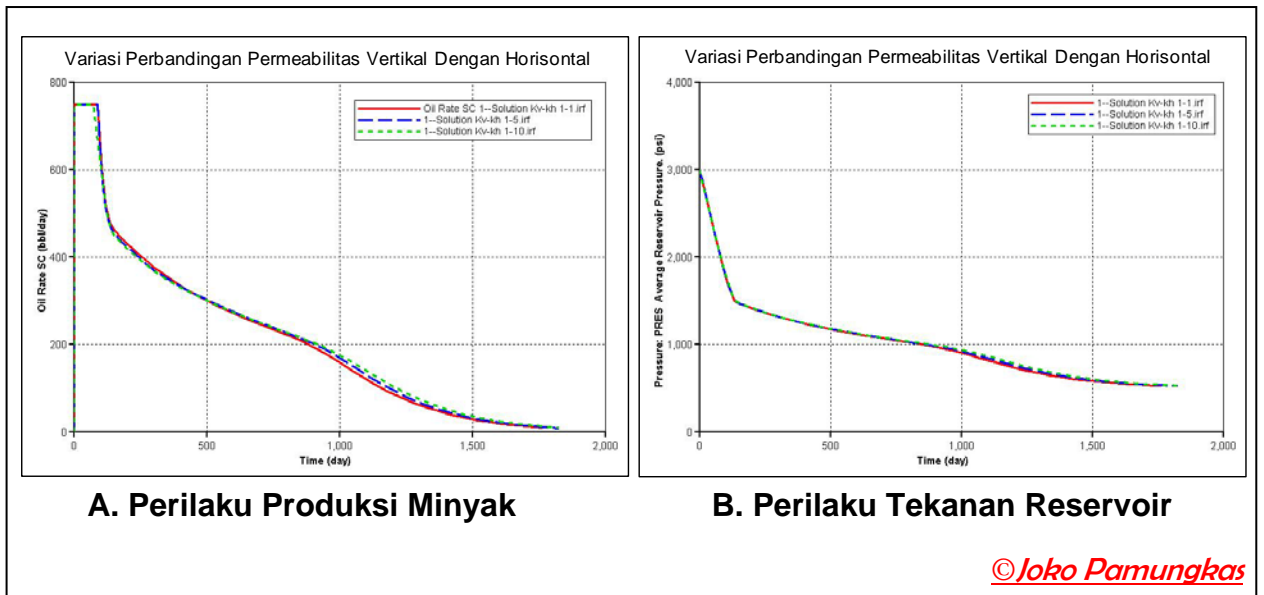
**Gambar 4.29. Perilaku Tekanan, Produksi Minyak, Air dan Kumulatif Minyak Pada Solution Drive, Weak Water Drive dan Strong Water Drive**



**Gambar 4.30. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir *Solution Drive* Dengan Variasi Transmisibilitas (kh) 1x, 10x dan 100x**

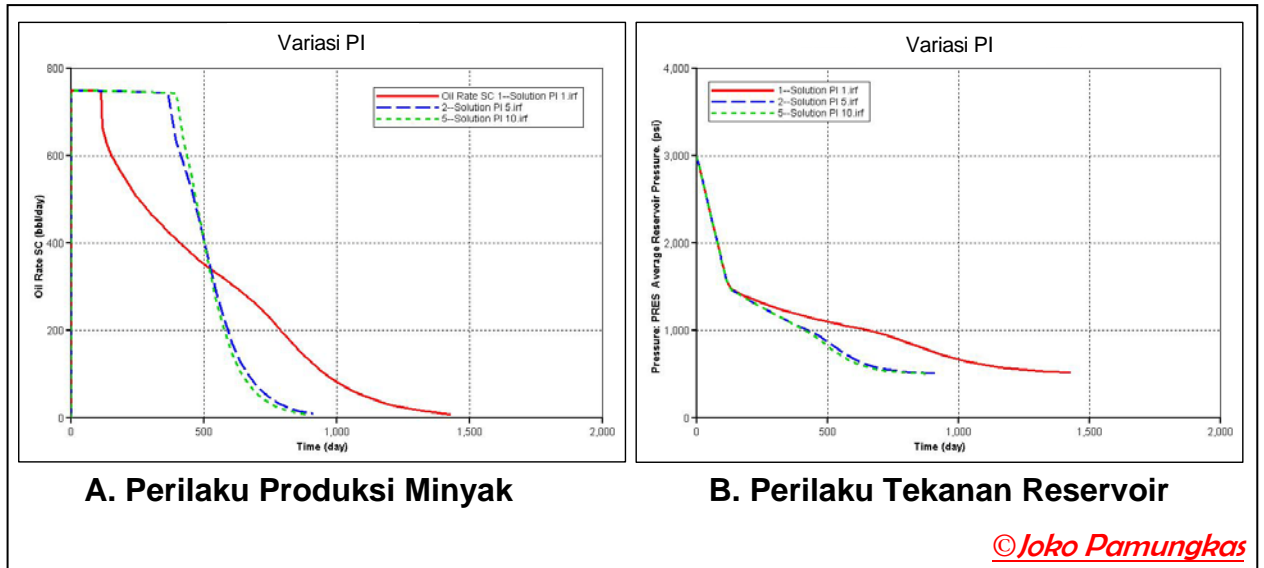
Pada **Gambar 4.30** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku tekanan dan laju produksi dipengaruhi juga oleh variasi transmisibilitas (kh) reservoirnya, hal ini disebabkan karena semakin besar kh-nya maka fluida akan lebih mudah mengalir dan penurunan tekanannya semakin besar.





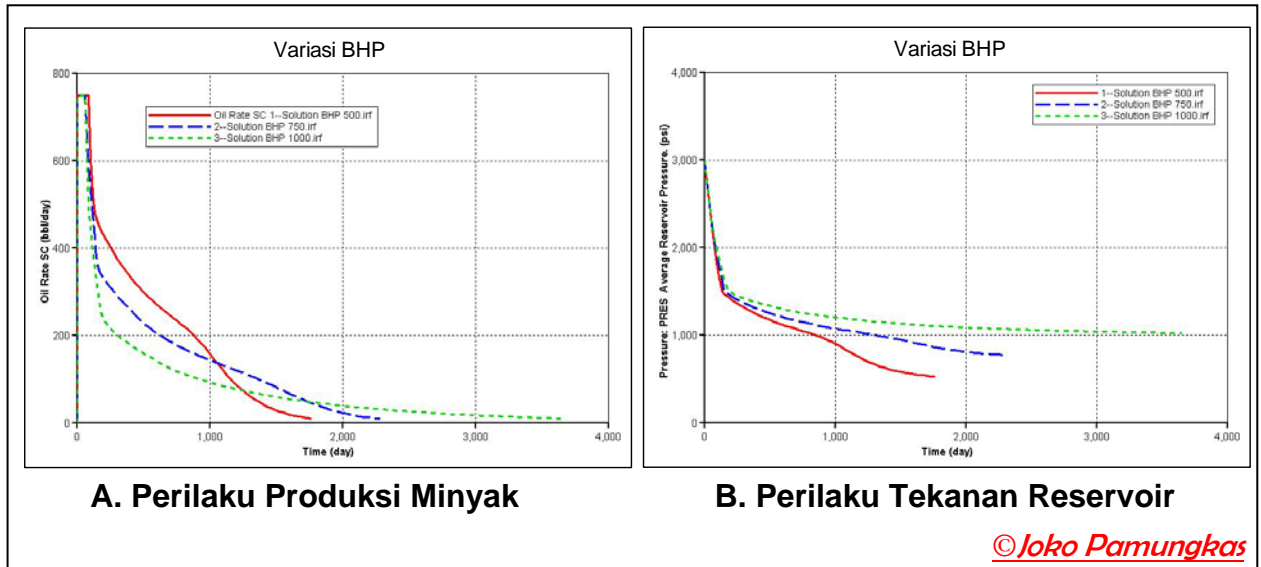
**Gambar 4.31. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir *Solution Drive* Dengan Variasi Perbandingan Pemeabilitas Vertikal (kv) dan Horizontal (kh) 1:1, 1:5 dan 1:10**

Pada **Gambar 4.31.** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku tekanan dan laju produksi **tidak banyak/sedikit** dipengaruhi oleh variasi perbandingan permeabilitas vertikal dan horisontal reservoirnya, hal ini disebabkan karena laju produksi pada **sumur vertikal** tidak banyak dipengaruhi oleh permeabilitas vertikalnya.



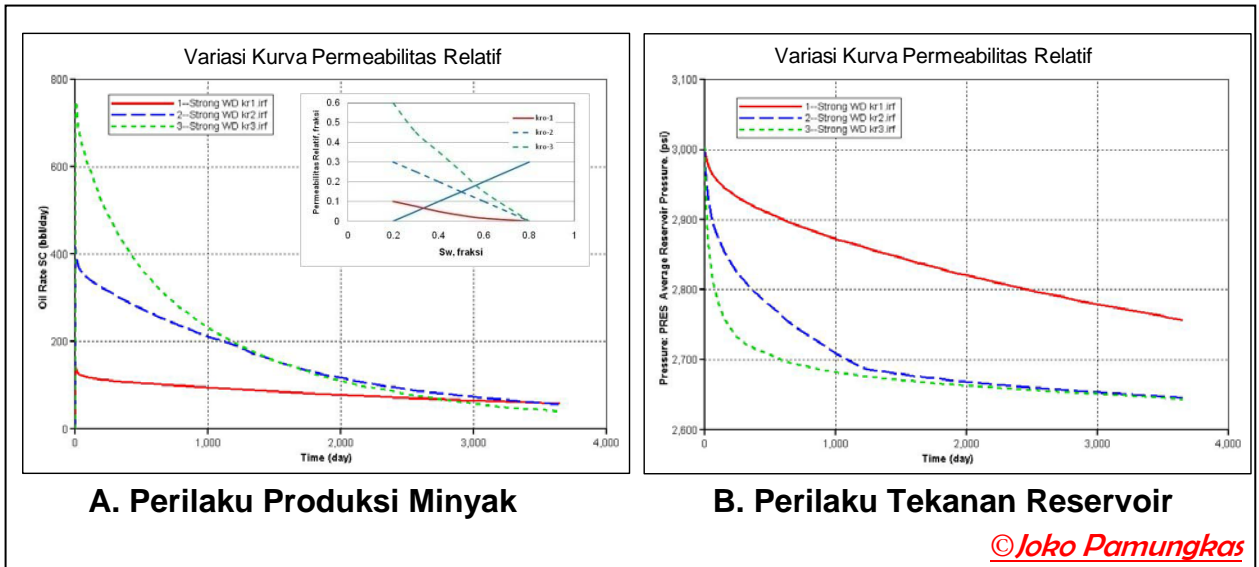
Gambar 4.32. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir *Solution Drive* Dengan Variasi PI = 1, 5 dan 10

Pada **Gambar 4.32** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku tekanan dan laju produksi dipengaruhi juga oleh variasi PI (*Productivity Index*) sumur produksinya, hal ini disebabkan karena semakin besar PI-nya maka minyak akan lebih mudah mengalir dan penurunan tekanannya semakin besar.



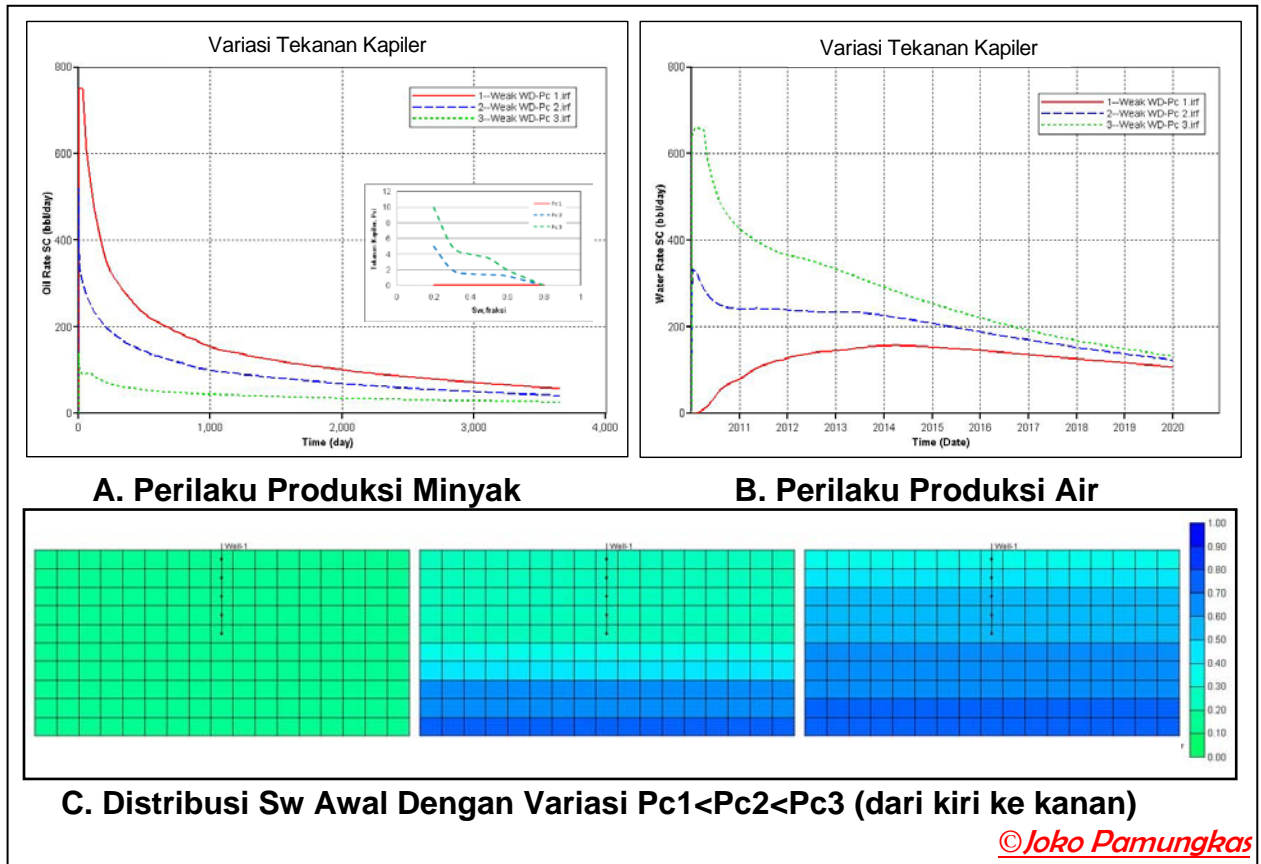
**Gambar 4.33. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir *Solution Drive* Dengan Variasi Minimum BHP = 500, 750 dan 1000 Psi**

Pada **Gambar 4.33** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku tekanan dan laju produksi dipengaruhi juga oleh variasi BHP (*Bottom Hole Pressure*) sumur produksinya. BHP identik dengan tekanan statik ( $P_s$ ), semakin besar konstrain minimum BHP-nya maka delta tekanan ( $P_s - P_{wf}$ ) semakin kecil sehingga fluida akan lebih sedikit mengalir dan penurunan tekanannya semakin kecil.



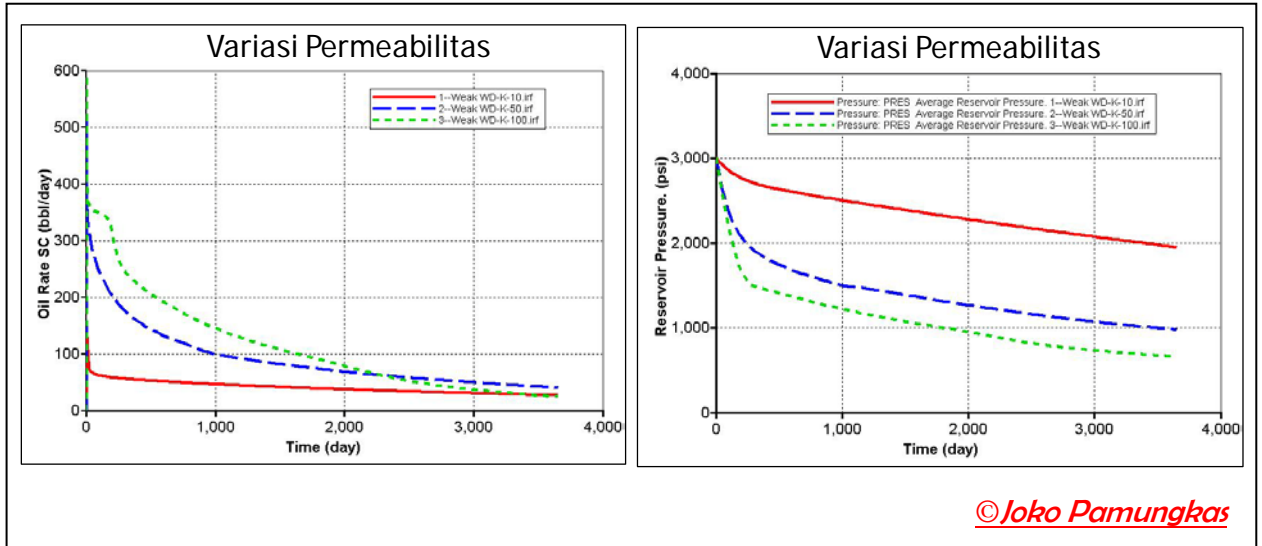
**Gambar 4.34. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir *Strong Water Drive* Dengan Variasi Kurva Permeabilitas Relatif Minyak**

Pada **Gambar 4.34** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku tekanan dan laju produksi dipengaruhi juga oleh variasi kurva permeabilitas relatif minyaknya (kro), hal ini disebabkan pada Sw yang sama maka semakin besar harga kro-nya akan mempermudah minyak mengalir, dan tekanan reservoirnya semakin cepat turun.



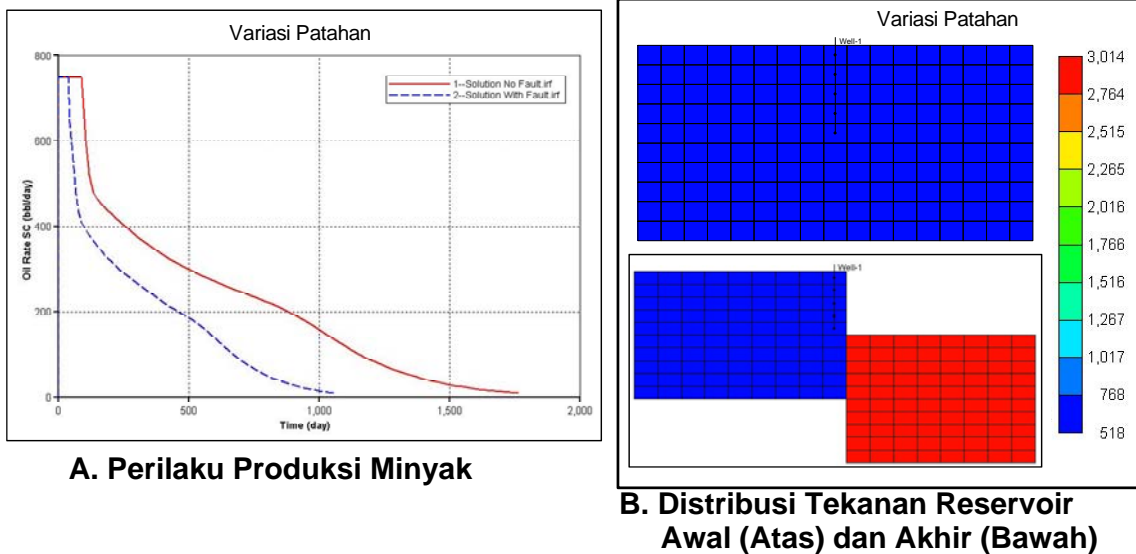
**Gambar 4.35. Perilaku Produksi dan Distribusi Saturasi Air (Sw) Pada Reservoir Weak Water Drive Dengan Variasi Kurva Tekanan Kapiler ( $P_c$ )**

Pada **Gambar 4.35** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku laju produksi minyak dan air dipengaruhi oleh variasi kurva tekanan kapiler ( $P_c$ ), hal ini disebabkan karena harga  $P_c$  mempengaruhi distribusi Sw-nya semakin besar harga  $P_c$ -nya air akan mudah mengalir dan minyak sulit mengalir, demikian sebaliknya.



**Gambar 4.36. Perilaku Produksi dan Tekanan Pada Reservoir *Weak Water Drive* Dengan Variasi Permeabilitas: 10, 50 dan 100 mD**

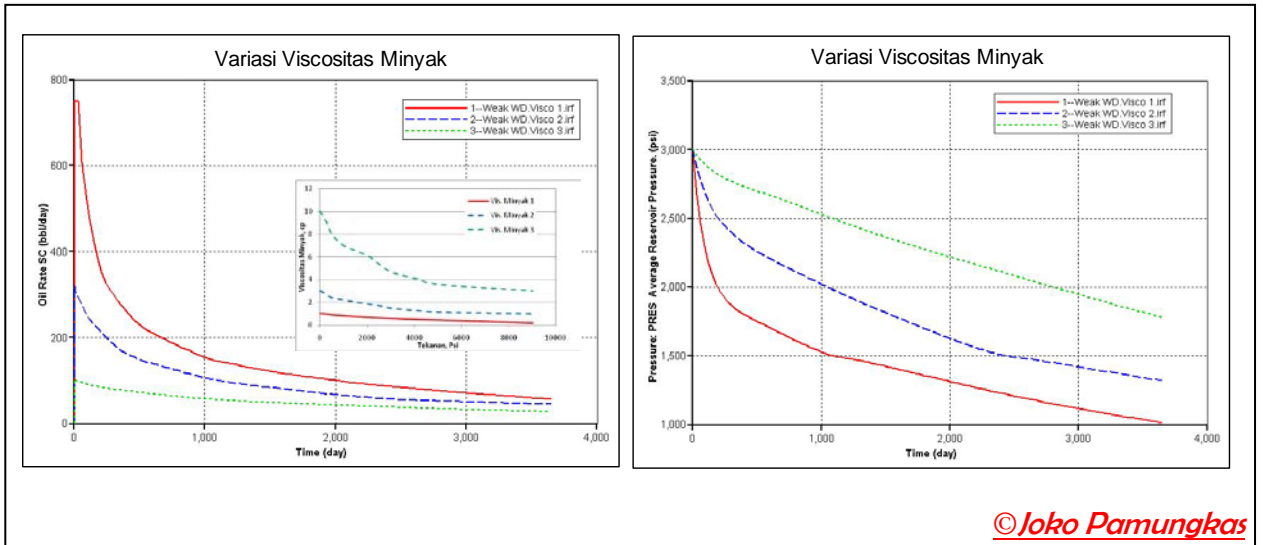
Pada **Gambar 4.36** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku laju produksi minyak dan tekanan dipengaruhi oleh variasi harga permeabilitas, semakin besar permeabilitasnya (dari 10, 50 dan 100 mD) laju produksi minyaknya akan semakin besar dan penurunan tekanannya lebih besar.



*©Joko Pamungkas*

**Gambar 4.37. Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Akhir Pada Reservoir *Solution Drive* Dengan Variasi Lokasi Patahan**

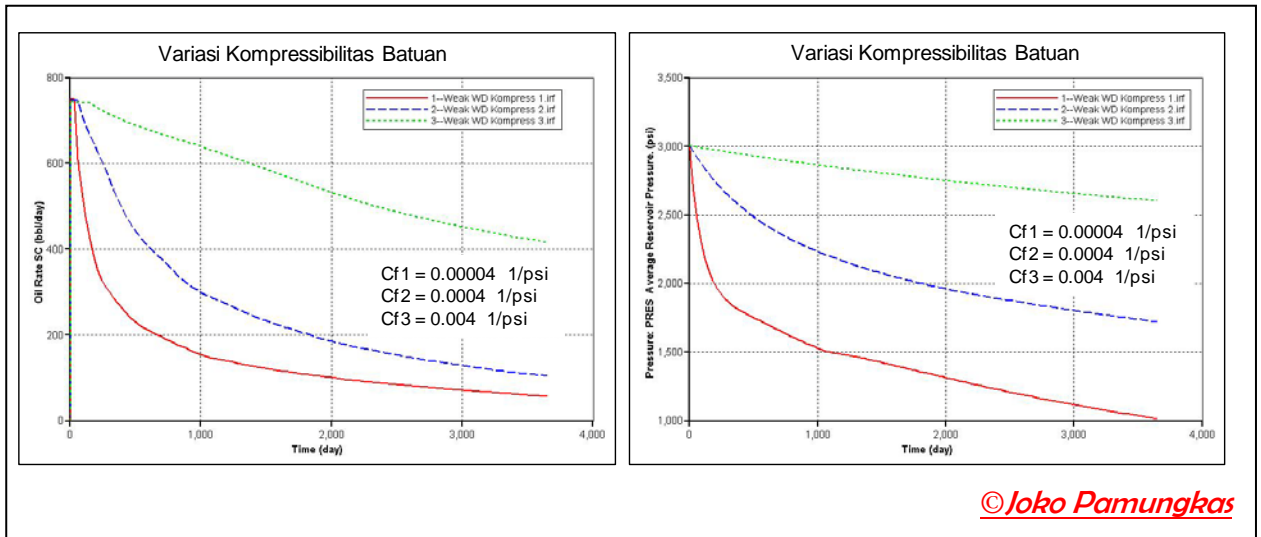
Pada **Gambar 4.37** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku laju produksi dan tekanan dipengaruhi oleh lokasi sumur dengan patahannya, semakin jauh dari patahan akan menghasilnya laju produksi minyak semakin besar, hal ini disebabkan karena suplai tekanan semakin besar.



**Gambar 4.38. Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Awal dan Akhir Pada Reservoir *Solution Drive* Dengan Variasi Harga Viscositas Minyak**

Pada **Gambar 4.38** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku laju produksi dan tekanan dipengaruhi oleh viscositas minyaknya, semakin besar harga viscositasnya maka minyak akan lebih sulit mengalir dan tekanannya turun lebih tajam.





**Gambar 4.39. Perilaku Produksi dan Distribusi Tekanan Pada Reservoir Weak Water Drive Dengan Variasi Harga Kompresibilitas Batuan**

Pada **Gambar 4.39** tersebut di atas terlihat bahwa perilaku laju produksi dan tekanan dipengaruhi oleh kompresibilitas batuanya, semakin besar harga kompresibilitasnya maka minyak akan lebih mudah mengalir dan tekanannya turun lebih landai.

#### 4.4.9. Penyelesaian Data Tekanan

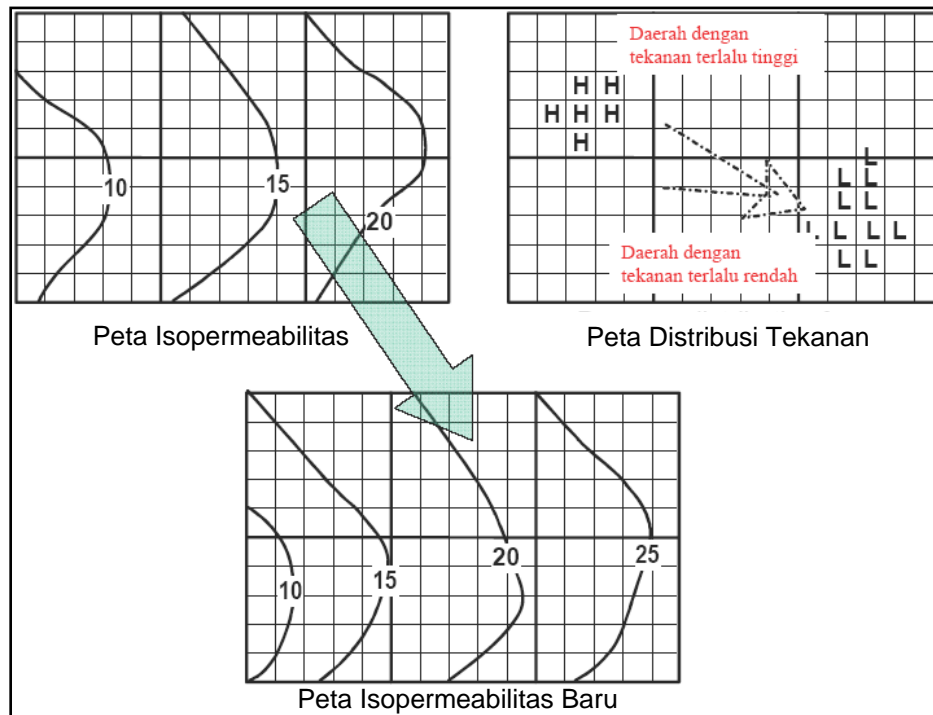
##### a. Hal-hal yang perlu diperhatikan:

- Buat daftar properties reservoir dan *aquifer* yang paling berpengaruh pada *pressure history match*
- Tekanan reservoir sangat dikontrol oleh jumlah massa yang keluar (produksi kumulatif), *fluid in place* dan *aquifer*
- Kompresibilitas juga berpengaruh terhadap tekanan, akan tetapi tidak direkomendasikan melakukan penyelesaian dengan mengubah parameter ini
- Adanya *fault*, *pinch out*, *permeability barrier* dan atau kompartemen juga sangat berpengaruh
- Secara umum, permeabilitas adalah variabel reservoir yang digunakan untuk mendapatkan penyelesaian tekanan
- Data porositas yang diperoleh dari log dan *core* sebaiknya tidak diubah kecuali kualitas data atau penyebarannya sangat sedikit
- Kontak fluida (GOC, WOC) dan *properties*-nya memiliki tingkat kualitas data yang lebih baik dibanding penyebaran porositas dan biasanya tidak perlu diubah
- Harga permeabilitas yang diukur dari *well test* dapat digunakan karena memiliki kualitas data yang baik

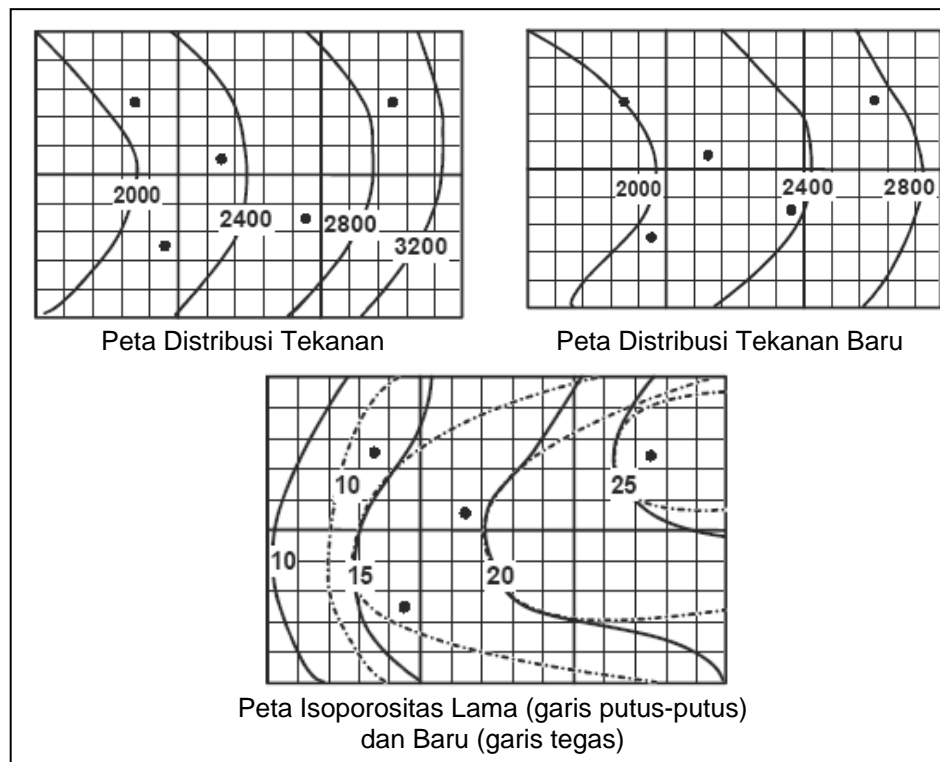
##### b. Koreksi terhadap distribusi tekanan, langkah yang dapat dilakukan:

- Alirkan fluida dari daerah tekanan tinggi ke tekanan rendah dengan mengubah permeabilitas batuan, seperti terlihat pada **Gambar 4.40**.
- Kurangi *oil in place* di daerah tekanan tinggi dengan cara:
  - menurunkan porositas, seperti terlihat pada **Gambar 4.41**.
  - menurunkan ketebalan (NTG)
  - menurunkan saturasi minyak, atau
  - Semua di atas sekaligus
- Meningkatkan *oil in place* di daerah tekanan rendah dengan cara:
  - menaikkan porositas
  - menaikkan ketebalan (NTG)

- o menaikkan saturasi minyak, atau
- o Semua di atas sekaligus



**Gambar 4.40. Koreksi Terhadap Distribusi Tekanan Dengan Melakukan Perubahan Peta Isopermeabilitas**

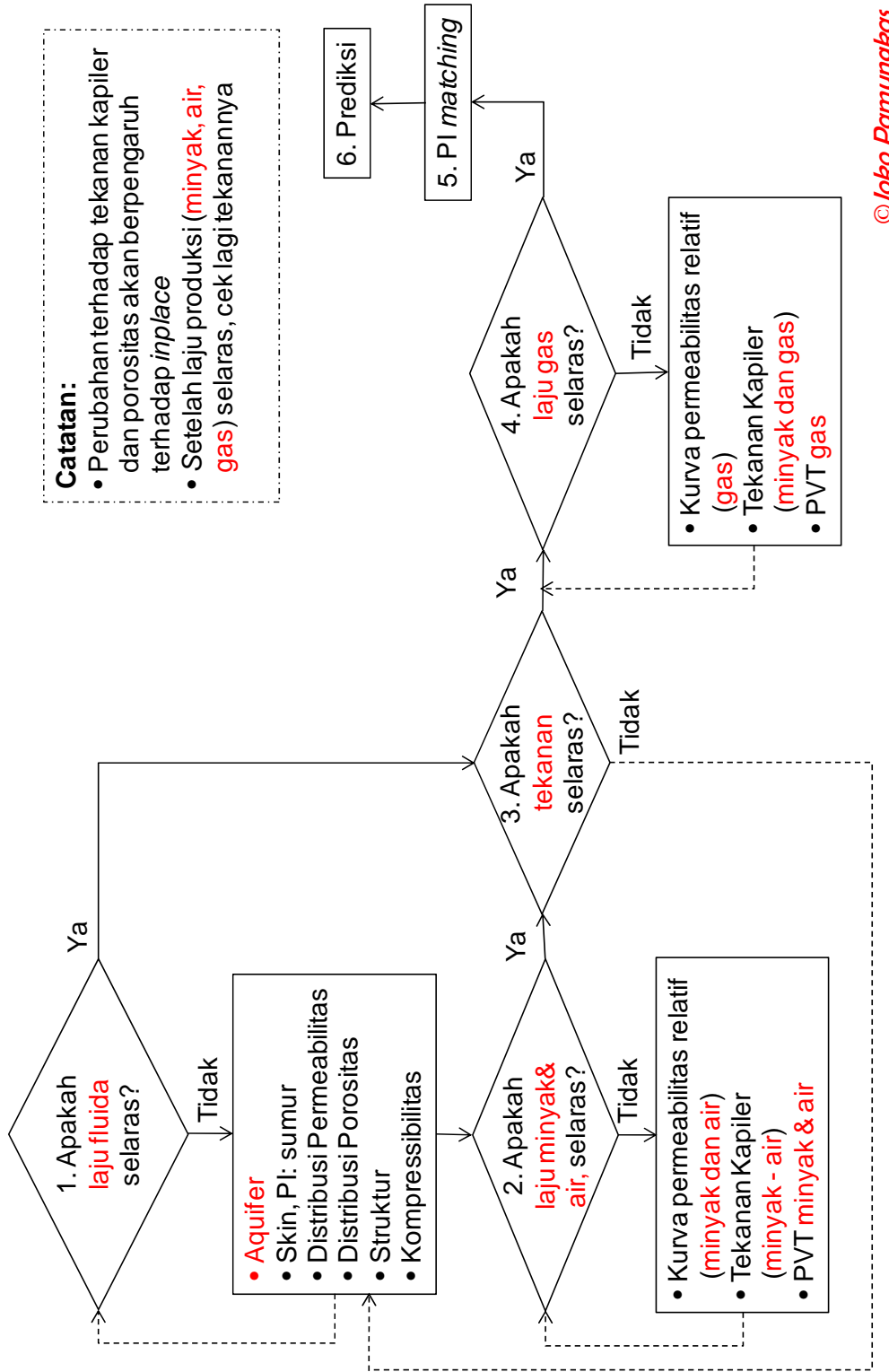


**Gambar 4.41. Koreksi Terhadap Distribusi Tekanan Dengan Melakukan Perubahan Peta Isoporositas**

#### 4.4.10. Penyelarasan Data Produksi

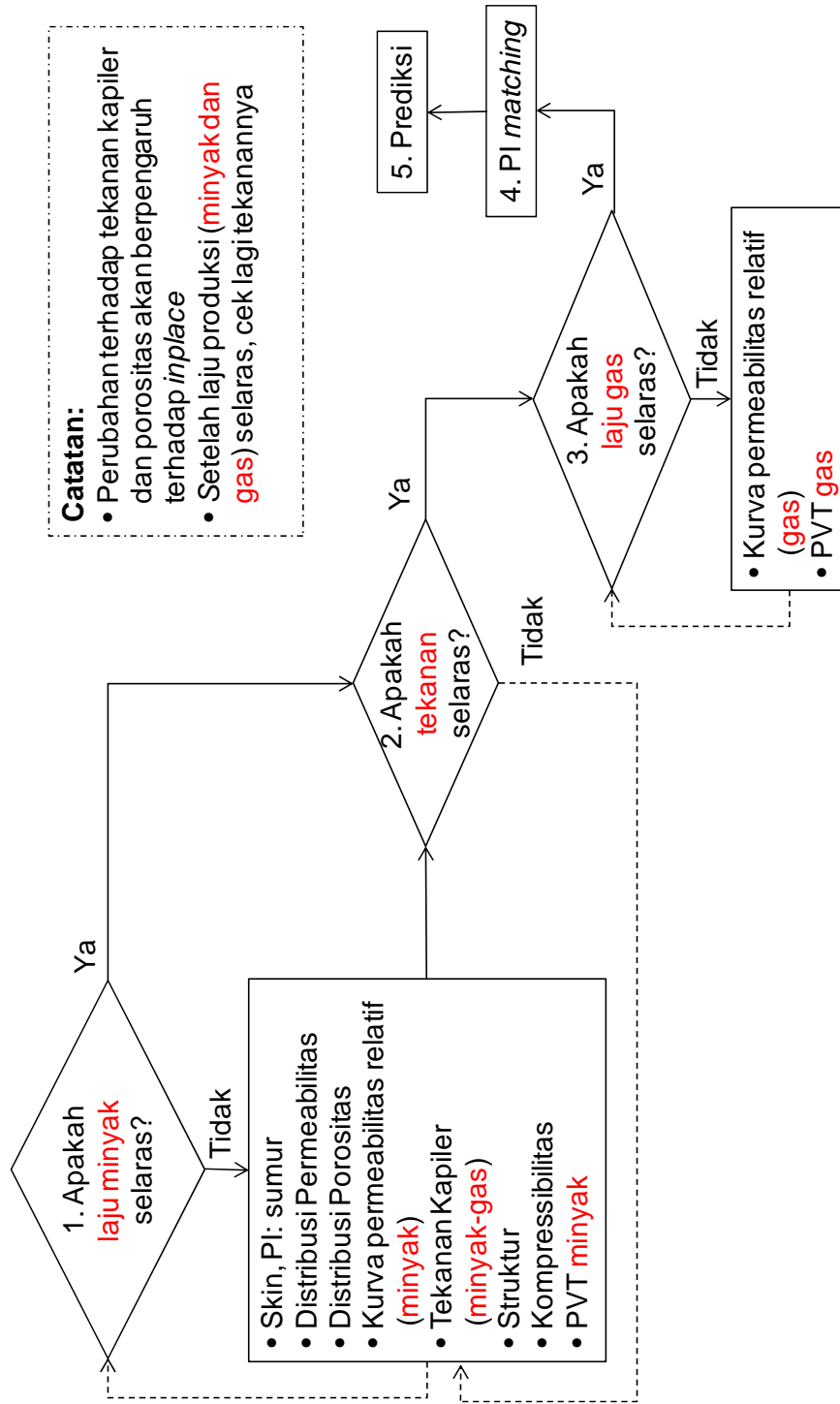
Masalah yang biasanya dihadapi dalam penyelarasan produksi ini antara lain:

- Pada reservoir minyak dengan tenaga *water drive* dengan konstrain laju produksi **fluida**, lihat **Gambar 4.42**:
  - Laju produksi fluida hasil model kurang dari aktual, hal ini bisa disebabkan oleh laju produksi minyak dari model yang kurang, laju produksi air dari model yang kurang atau kedua-duanya kurang
  - Laju produksi gas hasil model bisa kurang atau kelebihan dari aktual
- Pada reservoir minyak dengan tenaga *solution* dan *gas cap drive* dengan konstrain laju produksi **minyak**, lihat **Gambar 4.43**:
  - Laju produksi minyak hasil model kurang dari aktual
  - Laju produksi air dan gas hasil model bisa kurang atau kelebihan dari aktual
- Pada reservoir gas dengan konstrain laju produksi **gas**, lihat **Gambar 4.44**:
  - Laju produksi gas hasil model kurang dari aktual
  - Laju produksi air hasil model bisa kurang atau kelebihan dari aktual



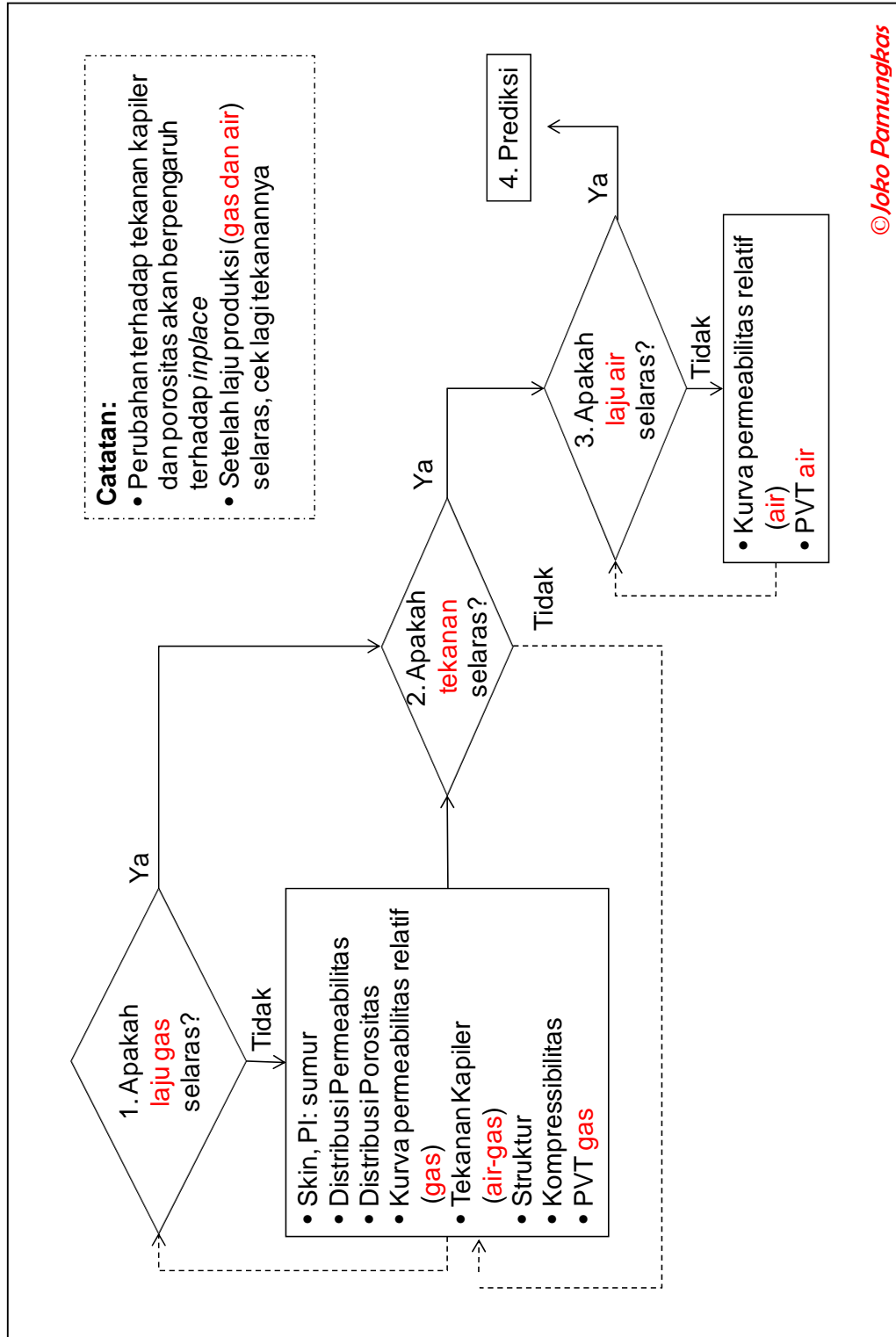
© Joko Pamungkas

Gambar 4.42. Prosedure Penyelarasan Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Minyak dengan Tenaga Pendorong **Water Drive**



© Joko Pamungkas

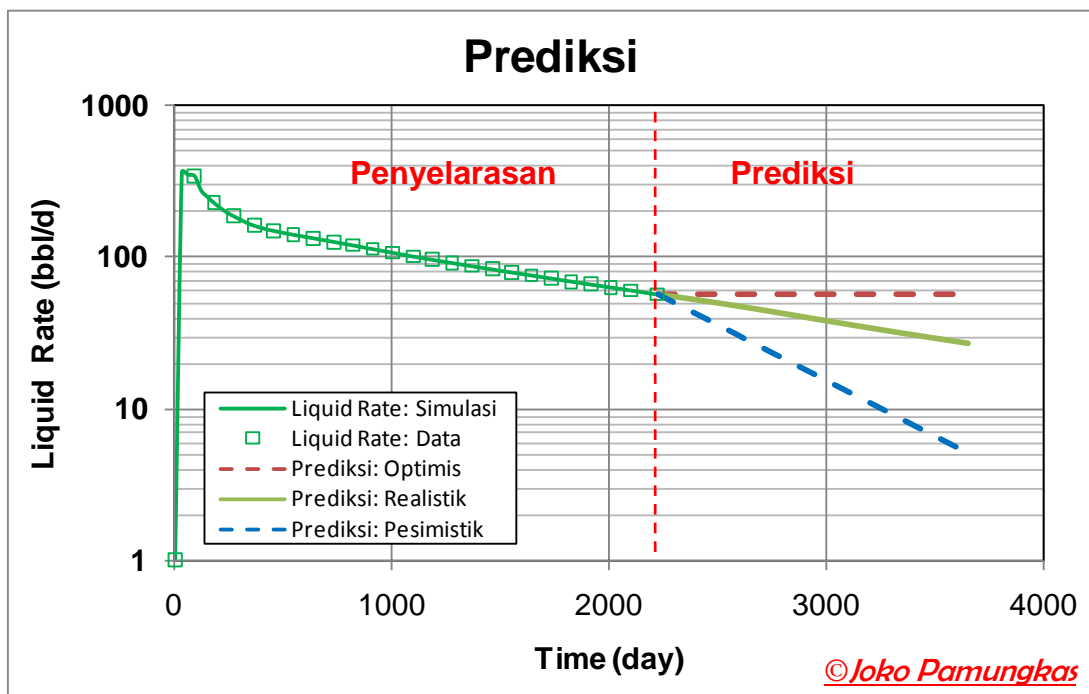
Gambar 4.43. Prosedure Penyelesaian Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Minyak dengan Tenaga Pendorong **Solution dan Gas Cap Drive**



Gambar 4.44. Prosedure Penyelesaian Produksi dan Tekanan Pada Reservoir Gas

#### 4.4.11. Productivity Index (PI) Matching

Setelah melakukan *history matching* dan sebelum melakukan prediksi langkah selanjutnya yaitu melakukan *PI matching* (khusus lapangan minyak). *PI matching* ini bertujuan agar prediksi yang dihasilkan tidak terlalu optimis (garis putus-putus warna merah) maupun pesimis (garis putus-putus warna biru), tetapi realistik (garis tegas warna hijau), seperti terlihat pada **Gambar 4.45** di bawah.



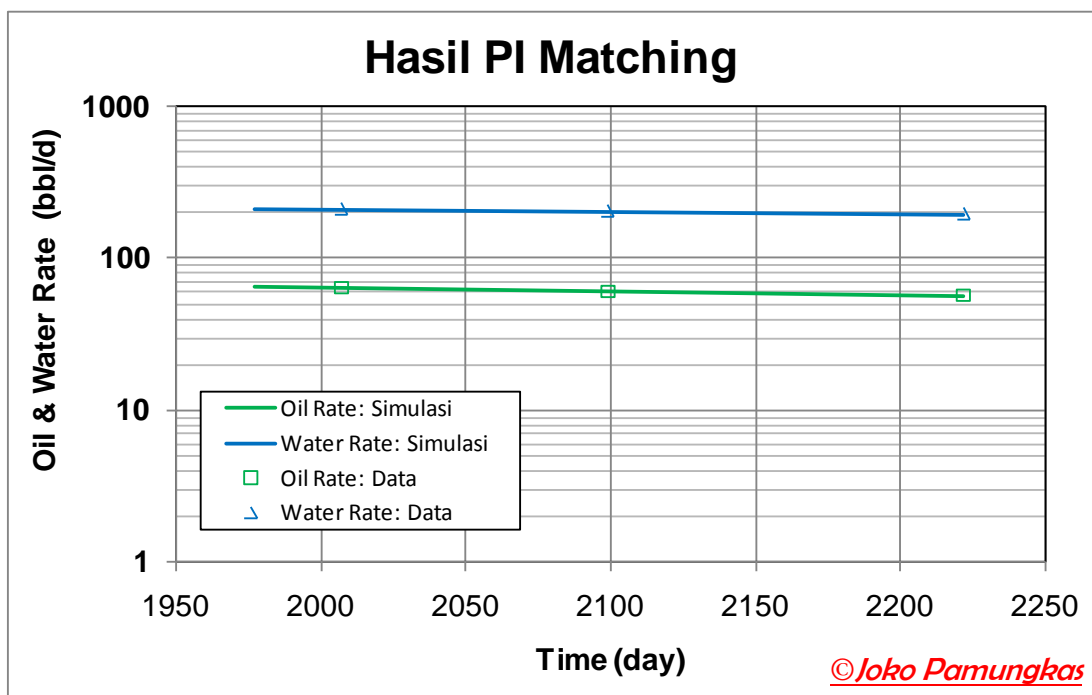
**Gambar 4.45. Contoh Hasil Prediksi Perilaku Produksi Fluida**



**Ketentuan *PI Matching*:**

- Dilakukan pada sumur-sumur yang sudah dipilih sebagai *key well*
- Data produksi yang diambil 3 s/d 6 bulan terakhir.
- Parameter yang di selaraskan adalah laju produksi minyak dan air
- *PI matching* dilakukan baik pada sumur *key well* dan Lapangan.
- Input simulasi untuk *PI Matching*:
  - **Konstrain untuk prediksi telah dipasang:** laju produksi minyak maksimum, BHP (*Bottom Hole Pressure*) minimum dan WC maksimum.
  - **Liquid Rate**, diambil hasil rata-rata dari data produksi (3 s/d 6) bulan terakhir.
- Parameter yang dirubah selama *PI matching* adalah data sumuran : PI, Injectivity, Skin, *table vertical flow performance* (untuk sumur flowing) dll.

**Gambar 4.46** adalah contoh hasil dari *matching PI*.



**Gambar 4.46. Contoh Hasil *PI Matching***

## 4.5. Prediksi Simulasi Reservoir

Sebelum melakukan prediksi simulasi reservoir, parameter batasan harus dimasukkan terlebih dahulu kedalam model simulasi. Tujuan memasukkan parameter batasan adalah agar hasil simulasi sesuai dengan kondisi lapangan. Batasan terdiri dari laju produksi minyak, laju produksi gas, *water cut*, WGR (*water gas ratio*), BHP dan WHP. Nilai batasan tersebut dihitung berdasarkan nilai keekonomian suatu sumur atau lapangan, sedangkan BHP berdasarkan operasional peralatan misalnya *artificial lift* dan WHP berdasarkan operasional suplai gas/fasilitas.

### Parameter dan ketentuan batasan:

- Lapangan Minyak :
  - Minimum laju produksi minyak sumur dan per lapangan
  - Maksimum Water Cut
  - Minimum BHP
  - Maksimum GOR untuk lapangan minyak mekanisme gas cap
- Lapangan Gas
  - Minimum laju produksi gas per sumur dan per lapangan
  - Maksimum WGR
  - Minimum WHP

### Pedoman dalam menentukan Produksi Puncak (*Peak Production*)

- **Lapangan Minyak**
  - Perkiraan produksi puncak per sumur ditentukan oleh data tes dan telah mempertimbangan: *Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)* dan *Critical Rate Water Coning* atau *Gas Coning*.
  - Lama waktu produksi puncak per lapangan minimal 1/3 dari umur produksi (sampai *economic limit*).
- **Lapangan Gas**
  - Perkiraan produksi puncak per sumur ditentukan oleh data tes dan tidak melebihi dari: 30% *Absolute Open Flow (AOF)*, kurva IPR dan

### *Critical Rate Water Coning.*

- Lama waktu produksi puncak per lapangan minimal 2/3 dari umur produksi (sampai *economic limit*)
- Perkiraan produksi harus mencakup perkiraan produksi *gross* dan *net* (*gas sales*). Perkiraan produksi *net* dihitung dari perkiraan produksi *gross* setelah dipotong dengan impurities, fraksi berat/kondensat, *own use/fuel* dan *losses*.

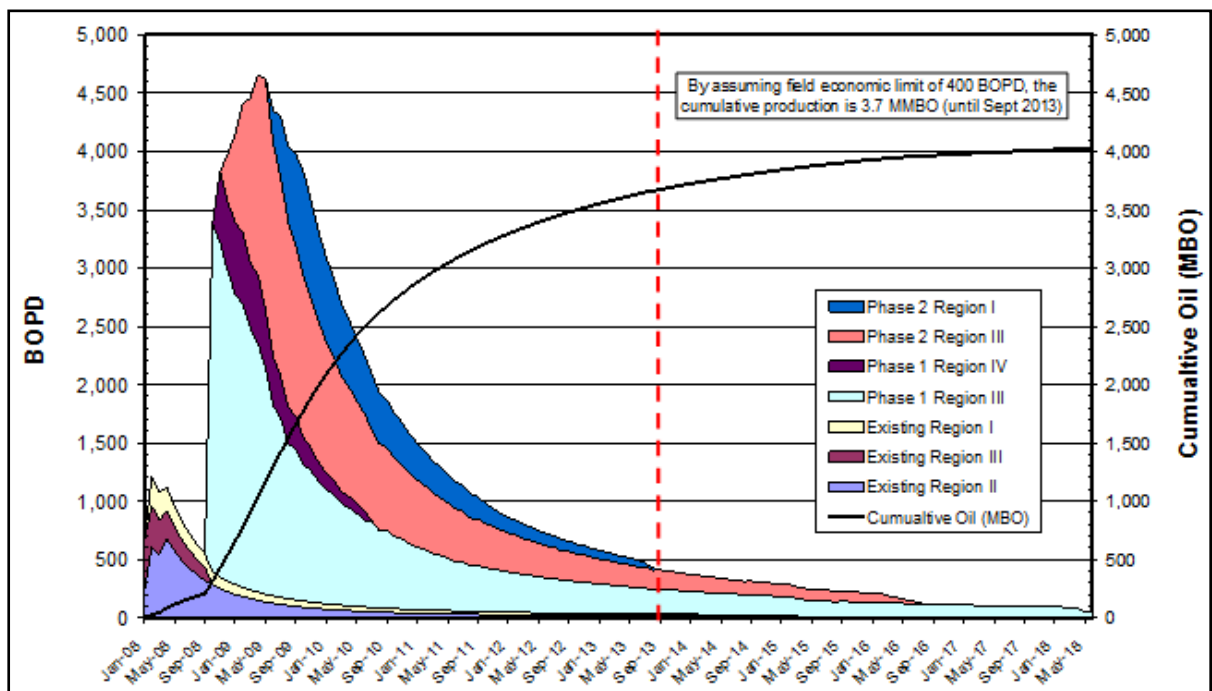
Lamanya produksi puncak 1/3 (minyak) dan 2/3 (gas) dapat dipertimbangkan untuk lebih rendah seperti pada kasus-kasus tertentu, misalkan fasilitas sudah tersedia, perubahan biaya terhadap perubahan fasilitas tidak terlalu besar dan pertimbangan keekonomian pengembangan.

### **Skenario Prediksi:**

- Lapangan Minyak dan Gas
  - Base case:  
*Meneruskan produksi dari sumur-sumur yang ada (existing wells)*
  - Case 1: Base case + Workover  
*WorkOver membuka lapisan baru.*
  - Case 2: Case 1 + Optimisasi Produksi  
*Optimisasi produksi adalah mengoptimalkan artificial lift.*
  - Case 3: Case 2 + Infill drilling (sumur vertikal)  
*Infill drilling di lokasi/area hidrokarbon yang belum terkuras*
  - Case 4: Case 2 + Infill drilling (sumur horizontal)  
*Infill drilling di lokasi hidrokarbon yang belum terkuras dan K rendah*
  - Case 5: Case 2 + Infill drilling (gabungan Vertikal & Horizontal)
- Khusus Lapangan Minyak
  - Case 5: Case 3/4/5 + *Water Flood (Peripheral)*
  - Case 6: Case 3/4/5 + *Water Flood (Pattern)*
  - Case 7: Case 3/4/5 + *Gas injection* (Lapangan yg mempunyai *gas cap*)



**Gambar 4.47. Contoh Hasil Prediksi Dengan Berbagai Skenario (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**



**Gambar 4.48. Contoh Hasil Prediksi Simulasi Dalam Pengembangan Lapangan Per Phase (Dadang Rukmana – BPMIGAS)**

Tabel 4.1 Contoh Hasil Prediksi Dengan Berbagai Skenario  
(Dadang Rukmana – BPMIGAS)

PREDICTION RESULTS														
NO	WELL NAME	I, J LOC.	Zone Comp.	P.O.P. Date (mm/yy)	HIST. MATCH		BASE CASE Np model (MSTB)	CASE - 1 Np model (MSTB)	CASE - 2 Np model (MSTB)	CASE - 3 Np model (MSTB)	CASE - 4 Np model (MSTB)	CASE - 5 Np model (MSTB)	BASE CASE 2 Np model (MSTB)	CASE - 6 2 Np model (MSTB)
					Np actual (MSTB)	Np model (MSTB)								
1	G-02	32, 33	40 6-7	06/97	63.06	63.10	63.10	63.10	63.10	63.10	63.10	63.10	63.101	63.101
2	G-03	18, 26	40.5	06/97	559.07	559.05	1067.18	1059.73	1056.33	1067.20	1092.13	1085.67	1494.6	1341.483
3	G-04	47, 11	40.3	06/97	257.67	257.70	275.43	275.43	275.43	275.43	275.43	275.43	575.03	541.127
4	G-05	42, 39	40.5	07/99	291.03	290.65	491.70	435.95	434.35	431.22	434.26	434.26	1183.341	435.044
5	G-07	46, 29	40.7	06/97	320.05	320.06	404.76	405.72	405.57	406.07	405.84	426.31	751.538	732.142
6	G-08	33, 17	40.5	06/97	233.35	233.36	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.38	233.386	233.382
7	G-09	33, 29	40.7	06/97	419.30	419.29	426.44	426.45	426.45	426.45	426.45	426.45	712.626	673.078
8	G-10	47, 20	40.7	12/00	122.52	122.52	299.52	299.41	299.40	299.40	299.40	299.40	299.489	299.397
9	G-12	41, 14	40.5	12/97	74.66	74.61	74.61	74.61	74.61	74.61	74.61	74.61	74.607	74.607
10	G-13	55, 33	40.5	12/97	658.24	658.25	1385.86	1380.45	1375.61	1374.76	1463.51	1591.61	2257.552	2141.455
11	G-15	47, 44	40 4-5	05/99	274.10	274.10	380.56	378.43	379.66	381.86	392.55	392.90	648.589	662.737
12	G-16	26, 18	40.5	07/99	338.87	338.87	363.09	363.07	363.07	363.07	363.07	363.07	363.132	363.112
13	G-17	26, 43	0.1-3-5	12/99	246.75	246.75	303.17	302.82	302.82	302.82	302.82	302.82	303.611	303.255
14	G-18	56, 28	40.5	05/00	303.05	302.81	599.09	593.08	594.07	593.49	592.19	598.72	937.494	889.606
15	G-19	42, 19	40.7	05/00	303.18	303.18	374.50	374.52	374.99	374.99	374.99	374.99	521.705	504.213
16	G-20	27, 33	40.5	07/00	371.86	371.86	796.61	796.33	796.41	806.91	782.95	773.66	1523.902	1402.282
17	G-21	48, 15	40.7	05/00	384.91	384.90	762.37	762.67	759.61	758.46	744.98	793.74	1064.666	1010.604
18	G-25	40, 36	40.5	06/01				272.42	282.47	292.44	277.19	277.20	569.066	569.066
19	G-24	26, 26	40.5	01/02					206.65	197.76	191.82	191.81	453.892	453.892
20	G-23	39, 20	40.5	02/02						212.74	184.84	184.84	348.963	348.963
21	G-26	18, 29	40.5	03/02							297.01	336.35	435.976	435.976
22	G-27	29, 15	40.5	04/02							424.26	454.82	504.932	504.932
23	G-28	43, 36	40.5	05/02							244.85	244.75	615.874	615.874
24	G-30	14, 31	0.3-4-6	07/02								332.79	408.391	408.391
25	G-31	28, 9	40.3	08/02								330.79	458.068	458.068
26	G-32	37, 21	40.7	09/02								398.66	415.071	415.071
<b>Np - Field</b>					<b>8221.7</b>	<b>8221.062</b>	<b>8301.381</b>	<b>8498.46</b>	<b>8706.06</b>	<b>8936.85</b>	<b>9941.62</b>	<b>11261.09</b>	<b>12996.271</b>	<b>16881.146</b>
<b>Rf (%)</b>					<b>9.44</b>	<b>9.44</b>	<b>16.01</b>	<b>16.37</b>	<b>16.74</b>	<b>16.16</b>	<b>17.97</b>	<b>20.36</b>	<b>23.49</b>	<b>28.71</b>
<b>Termination Date (Field Econ. Limit)</b>					<b>May. 2001</b>		<b>Sep. 2004</b>	<b>Sep. 2004</b>	<b>Sep. 2004</b>	<b>Sep. 2004</b>	<b>Mar. 2006</b>	<b>Nov. 2006</b>	<b>Sep. 2011</b>	<b>Sep. 2011</b>
<b>Qo field @Term. Date (BOPD)</b>							<b>1160</b>	<b>1141</b>	<b>1192</b>	<b>1169</b>	<b>1005</b>	<b>1067</b>	<b>1173</b>	<b>1081</b>
<b>P @ Term. Date (Psi)</b>							<b>1730</b>	<b>1722</b>	<b>1714</b>	<b>1702</b>	<b>1709</b>	<b>1703</b>	<b>1461</b>	<b>1148</b>