

Bab IV Simulasi Reservoir

IV.1. Pengolahan Data

Data-data yang diperoleh adalah sebagai berikut:

- Model geologi zona A yang didalamnya sudah terdapat *property* porositas, net-to-gross (NTG) dan permeabilitas. Data permeabilitas arah x bernilai sama dengan permeabilitas arah y. Dengan sudah tersedianya *property* permeabilitas, penyebaran data permeabilitas pada model tidak perlu dilakukan. *Property* saturasi air mula-mula (Swi) dan permeabilitas arah z belum tersedia.
- Data log sumur tidak tersedia
- Data conventional core tersedia.
- Data special core (permeabilitas relatif dan tekanan kapiler) tersedia.
- Data PVT tersedia.
- Data rangkuman *petrophysic* (hasil lumping data log sumur) tersedia.
- Data tekanan statik beberapa sumur tersedia.
- Data produksi dan injeksi air sumur tersedia.
- Data sejarah dan penampang sumur tersedia yang di dalamnya terdapat data sejarah perforasi, stimulasi dan koordinat sumur.

Blok yang dipilih didalam penelitian ini memiliki luas area sekitar $1.3 \times 2.5 \text{ km}^2$ (834 acre) dengan 16 buah sumur. Nama-nama sumur ditabulasikan pada Tabel IV.1. dibawah ini.

Tabel IV.1. Daftar sumur pada blok yang diteliti.

No	Nama Sumur	Kedalaman total (m)	Zona produksi/injeksi	Status sumur
1	T-006	1271	A, B, C, D, E, F	Oil Producer
2	T-038	1476	P, A, B, C, D	Water Injector
3	T-050	1365	P, A, B, C, D, E, F	Oil Producer
4	T-063	1321.5	A, B, C, D	Water Injector
5	T-070	1370	P, A, B, C, D, E, F	Water Injector
6	T-072	1350	A, B, C, D	Water Injector
7	T-086	1090	C, D, E	Oil Producer
8	T-098	1362	A, B, C, D	Water Injector

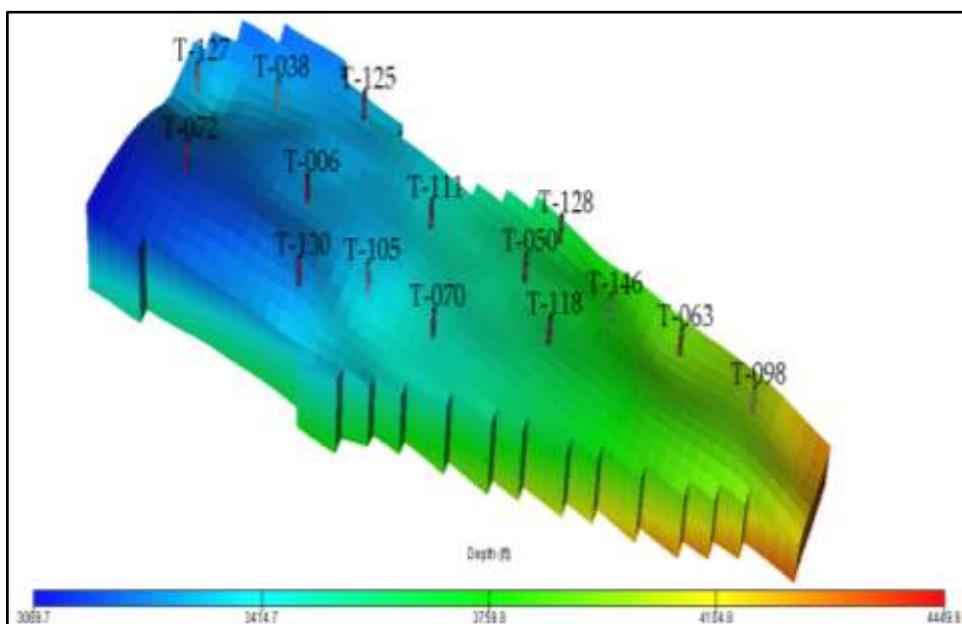
Tabel IV.1. Daftar sumur pada blok yang diteliti (lanjutan).

No	Nama Sumur	Kedalaman total (m)	Zona produksi/injeksi	Status sumur
9	T-105	1365	A, B, C, D, E, F	Suspended
10	T-111	1220	A, B, C, D, E, F	Oil Producer
11	T-118	1251	A, B, D, E, F	Oil Producer
12	T-125	1185	A, B, C, D, E	Oil Producer
13	T-127	1143	A, B, C, D, E	Suspended
14	T-128	1260	A, B, C, D, E, F	Oil Producer
15	T-130	1177	A, B, C, D, E	Oil Producer
16	T-146	1271	A, B, D	Oil Producer

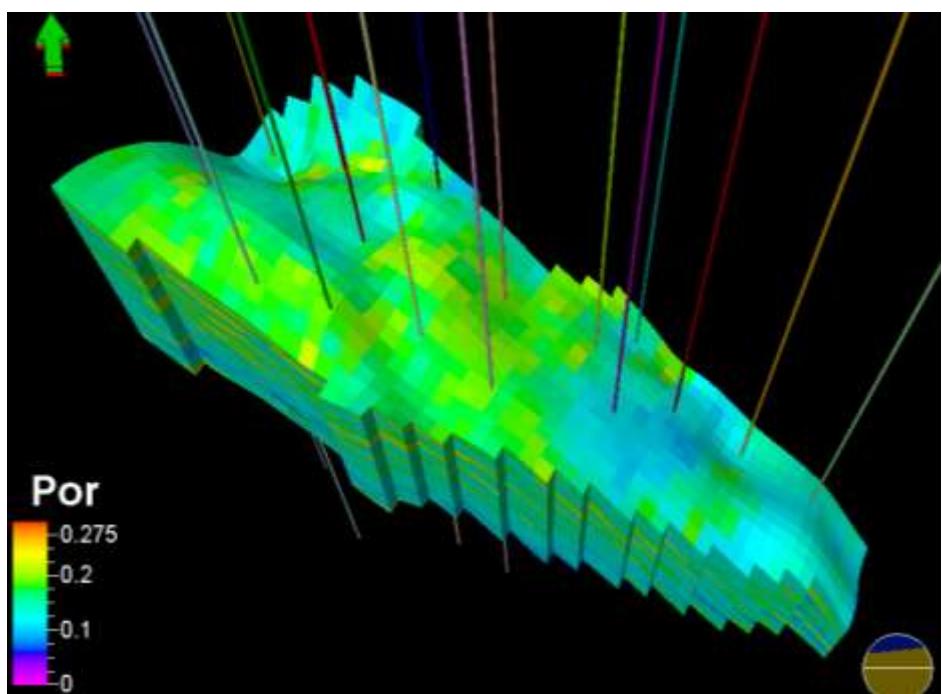
Karena pada sumur T-086 tidak terdapat zona A (diperkirakan pemboran pada sumur tidak sampai ke zona A), maka total sumur yang terlibat didalam penelitian ini adalah 15 sumur dengan 8 sumur produksi, 5 sumur injeksi air dan 2 sumur *suspended*.

IV.1.1. Model Geologi

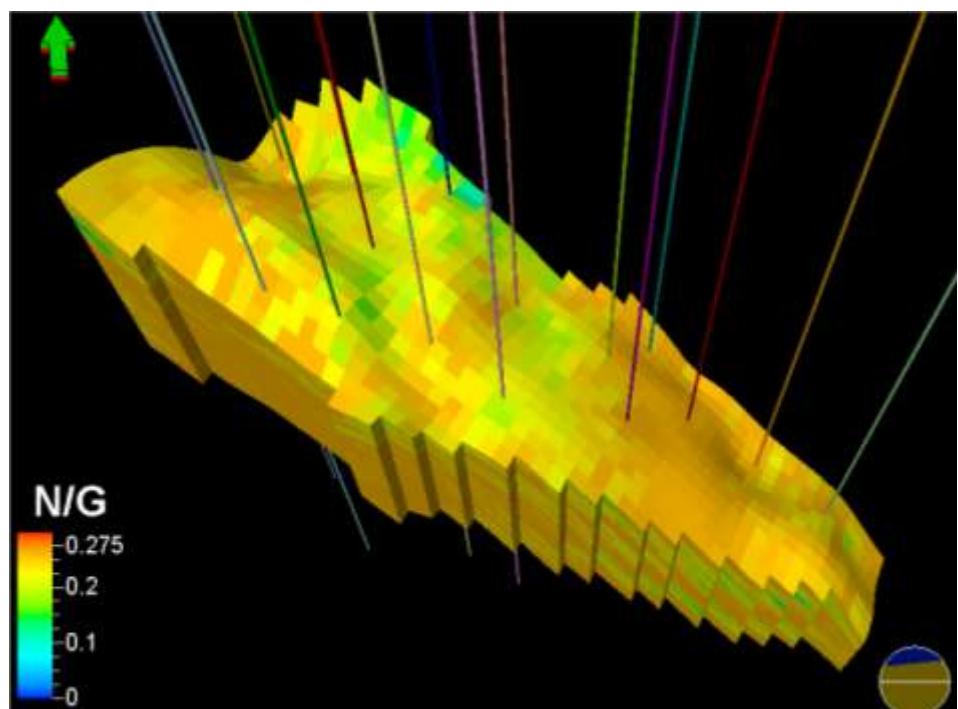
Property batuan yang sudah tersedia pada model geologi adalah porositas, NTG dan permeabilitas arah x dan y. Gambar IV.1, IV.2, IV.3 dan IV.4 menunjukkan *property* depth, porositas, net-to-gross dan permeabilitas arah x. Tabel IV.2 menunjukkan statistik deskriptif dari *property-property* pada model geologi.



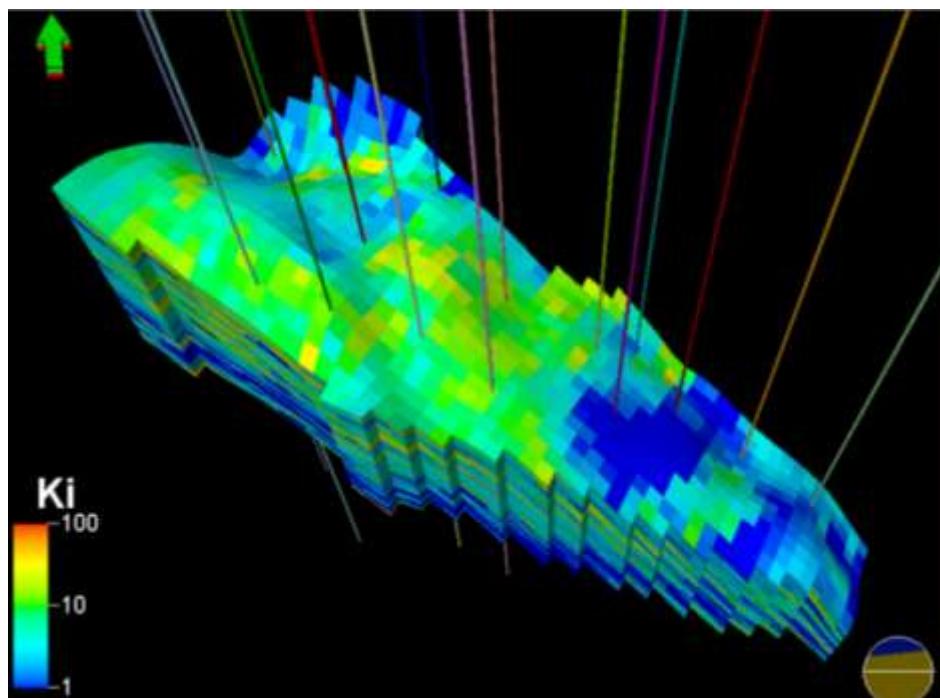
Gambar IV.1. *Depth property* dan posisi sumur eksisting.



Gambar IV.2. Sebaran *property* porositas.



Gambar IV.3. Sebaran *property* NTG.



Gambar IV.4. Sebaran *property* permeabilitas arah x.

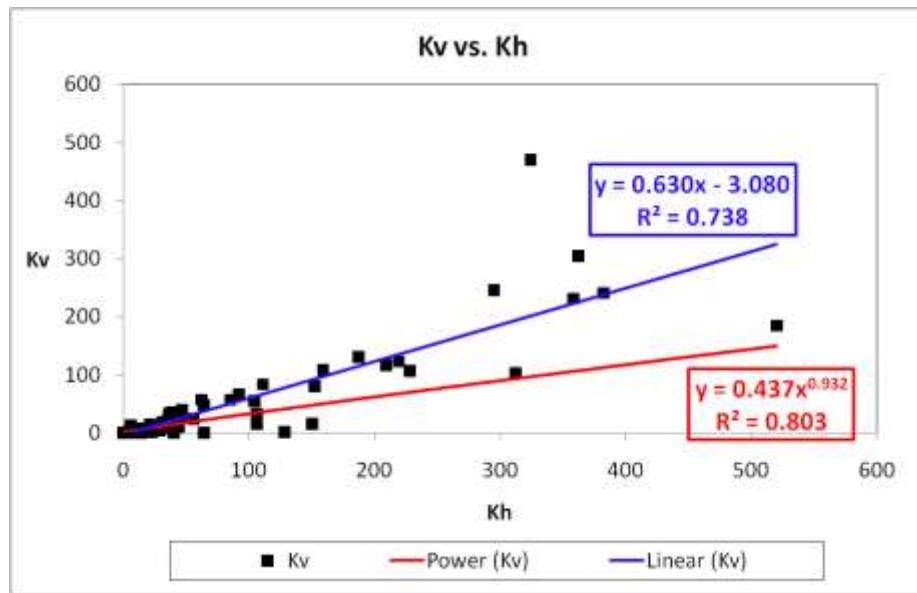
Tabel IV.2. Parameter statistik dari *property* porositas, NTG dan permeabilitas x pada model geologi Lapangan X zona A.

Parameter	Porositas	NTG	Perm x (md)
Mean	0.151	0.244	6.098
Standard Error	0.000	0.000	0.044
Median	0.148	0.254	2.940
Mode	0.154	0.260	3.488
Standard Deviation	0.031	0.025	9.062
Sample Variance	0.001	0.001	82.124
Kurtosis	-0.221	6.622	27.441
Skewness	0.262	-2.325	4.269
Range	0.200	0.221	124.376
Minimum	0.054	0.039	0.107
Maximum	0.255	0.260	124.483

IV.1.2. Permeabilitas z

Distribusi permeabilitas z dilakukan dengan menggunakan hubungan antara permeabilitas horizontal terhadap permeabilitas vertikal yang diperoleh dari

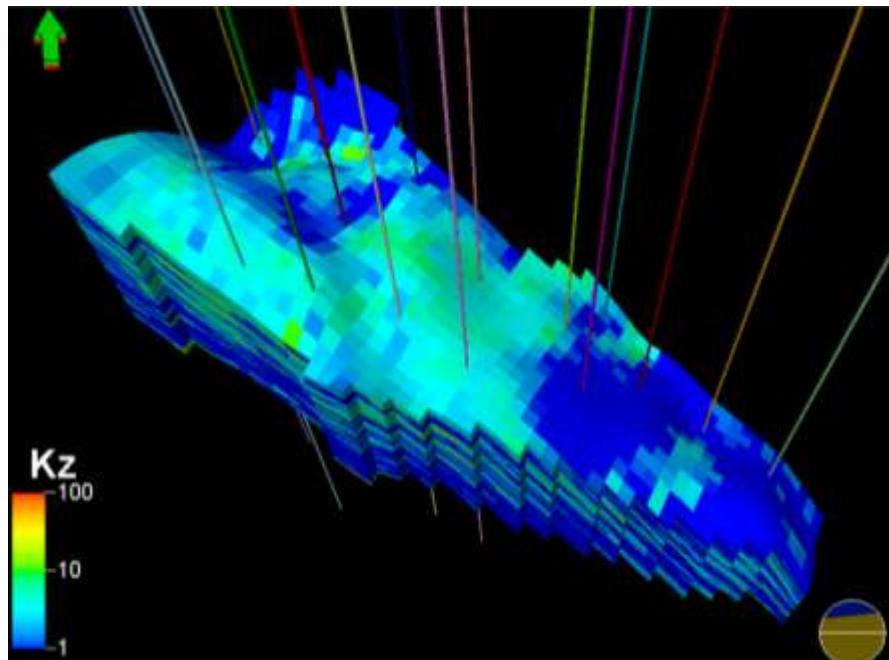
conventional core analysis. Data *conventional core* berasal dari 4 sumur, yaitu T-102, T-104, T-105 dan T-106, Gamabr IV.3. menunjukkan hubungan antara permeabilitas vertikal (k_v) terhadap permeabilitas horizontal (k_h) dari data core.



Gambar IV.5. Hubungan permeabilitas vertikal terhadap permeabilitas horizontal dari data *conventional core*.

Regresi "power" pada hubungan k_v vs. k_h pada Gambar IV.5 memberikan korelasi yang lebih baik daripada regresi "linier" (R^2 regresi power = 0.8; R^2 regresi linier = 0.74), walaupun secara visual regresi linier tampak lebih baik. Jenis regresi yang dipakai kedepannya adalah regresi "power" karena memiliki R^2 yang lebih baik, disamping itu jika menggunakan regresi linier akan memperoleh nilai k_v yang negatif untuk nilai k_h lebih kecil dari 4.8 md. Pers. 8 merupakan hubungan antara k_v vs. k_h yang diperoleh dari regresi power pada Gambar IV.5. Data k_v (permeabilitas z) untuk model reservoir dapat diperoleh dengan menggunakan Pers. 8 tersebut, yaitu dengan menggunakan data masukan permeabilitas x atau permeabilitas y yang sudah tersedia sebelumnya. Hasil sebaran permeabilitas z ditunjukkan pada Gambar IV.6.

$$k_v = 0.437 k_h^{0.932} \quad (8)$$



Gambar IV.6. Sebaran *property* permeabilitas arah z.

IV.1.3. Permeabilitas relatif

Data permeabilitas relatif untuk zona A diperoleh dari data special core analysis. Dikarenakan terdapat 2 atau lebih data core, maka perlu dilakukan perata-rataan data yang langkah-langkahnya sebagai berikut (Amyx dkk, 1960):

1. Mempersiapkan tabel permeabilitas relatif setiap core dan mencatat *end-point* dari masing-masing kurva.
2. Melakukan normalisasi tabel permeabilitas relatif, sebagai contoh untuk sistem minyak-air dipakai persamaan-persamaan dibawah ini:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_w - S_{wc}} \quad (9)$$

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro} @ S_w}{k_{ro} @ S_{wc}} \quad (10)$$

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw} @ S_w}{k_{rw} @ S_{or}} \quad (11)$$

dengan S_w adalah saturasi air, S_{wc} adalah saturasi air connate, S_w^* adalah normalisasi saturasi air, k_{ro} adalah permeabilitas relatif minyak, k_{ro}^*

adalah normalisasi permeabilitas relatif minyak, k_{rw} adalah permeabilitas relatif air, dan k_{rw}^* adalah normalisasi permeabilitas relatif air.

3. Membuat kurva S^* terhadap k_r^* dengan menggabungkan seluruh data core dan merata-ratakan-nya.
4. Melakukan denormalisasi kurva S^* vs. k_r^* yang diperoleh pada langkah sebelumnya. Persamaan-persamaan denormalisasi untuk sistem minyak-air sebagai berikut.

$$S_w = S_w^* \left(1 - \overline{S_{wc}} - \overline{S_{or}} \right) + \overline{S_{wc}} \quad (12)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^* \left(\overline{k_{ro}} @ \overline{S_{wc}} \right) \quad (13)$$

$$k_{rw} = k_{rw}^* \left(\overline{k_{rw}} @ \overline{S_{or}} \right) \quad (14)$$

$$\overline{S_{wc}} = \frac{\sum_{i=1}^N (S_{wc})_i}{N} \quad (15)$$

$$\overline{S_{or}} = \frac{\sum_{i=1}^N (S_{or})_i}{N} \quad (16)$$

$$\overline{k_{ro}} @ \overline{S_{wc}} = \frac{\sum_{i=1}^N (k_{ro} @ S_{wc})_i}{N} \quad (17)$$

$$\overline{k_{rw}} @ \overline{S_{or}} = \frac{\sum_{i=1}^N (k_{rw} @ S_{or})_i}{N} \quad (18)$$

IV.1.3.1 Permeabilitas relatif air-minyak

Data permeabilitas relatif sistem air-minyak diperoleh dari dua buah pengukuran, yaitu dari sumur T-105 dan T-107. Data pengukuran permeabilitas relatif air-minyak untuk masing-masing set data disajikan pada Tabel IV.3.

Tabel IV.3. Data pengukuran krw-kro zona A.

Sumur : T-105			Sumur : T-107		
No sampel : 265A			No sampel : 124A		
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0.285	0.000	0.526	0.353	0.000	0.856
0.307	0.002	0.310	0.372	0.002	0.565
0.315	0.003	0.188	0.395	0.005	0.350
0.332	0.004	0.107	0.410	0.009	0.264
0.360	0.008	0.047	0.425	0.013	0.199
0.381	0.012	0.027	0.450	0.023	0.127
0.405	0.019	0.014	0.481	0.040	0.074
0.420	0.023	0.010	0.503	0.055	0.052
0.437	0.030	0.007	0.526	0.074	0.037
0.449	0.034	0.005	0.555	0.099	0.023
0.461	0.039	0.004	0.577	0.121	0.016
0.475	0.046	0.003	0.596	0.136	0.012
0.495	0.056	0.002	0.620	0.162	0.007
0.511	0.064	0.001	0.637	0.180	0.005
0.539	0.082	0.001	0.667	0.212	0.003
0.546	0.087	0.000	0.691	0.241	0.002
0.565	0.102	0.000	0.707	0.264	0.001
0.579	0.113	0.000	0.724	0.292	0.001
0.611	0.142	0.000	0.732	0.310	0.000
			0.748	0.336	0.000

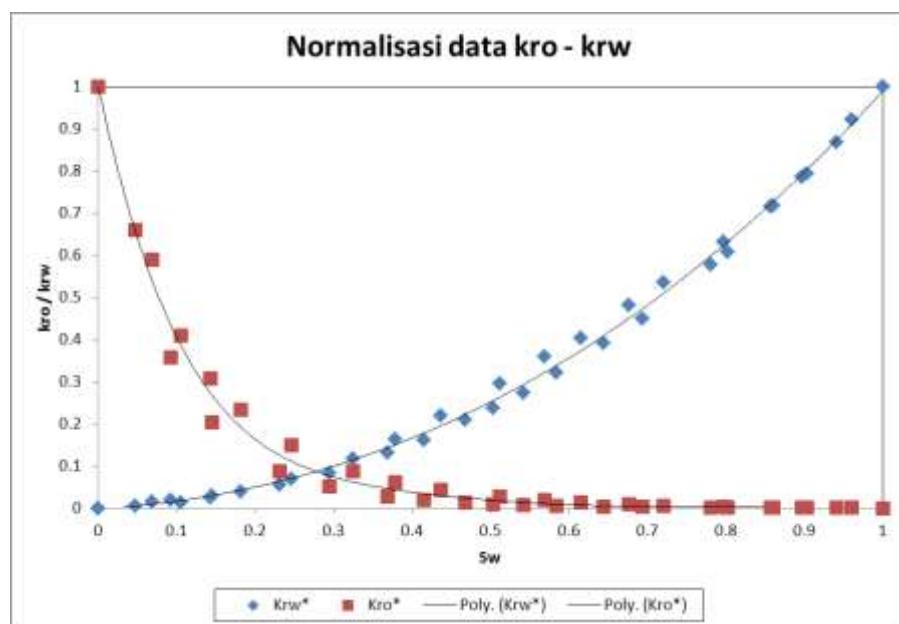
Perata-rataan data normalisasi dan denormalisasinya ditabulasikan pada Tabel IV.4, kemudian plot data ditampilkan pada Gambar IV.7 dan IV.8.

Tabel IV.4. Hasil normalisasi dan denormalisasi data kro-krw.

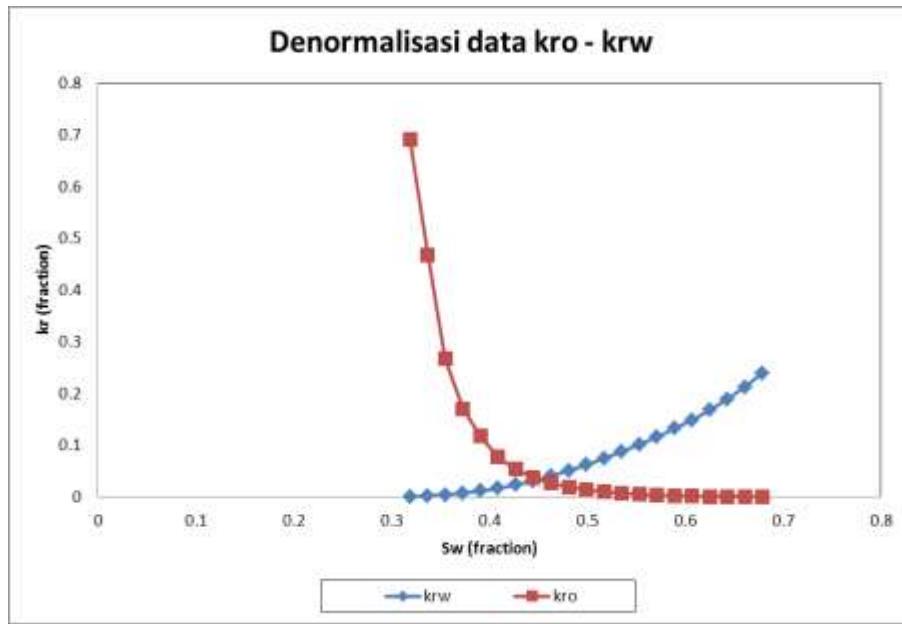
Rata-rata data normalisasi			Hasil denormalisasi		
Sw*	krw*	kro*	Sw	krw	kro
0	0	1	0.3189	0	0.6912
0.0500	0.0083	0.6774	0.3369	0.0020	0.4682
0.1000	0.0166	0.3857	0.3549	0.0040	0.2665
0.1500	0.0290	0.2463	0.3729	0.0069	0.1702
0.2000	0.0469	0.1700	0.3909	0.0112	0.1175
0.2500	0.0682	0.1116	0.4089	0.0163	0.0771
0.3000	0.0953	0.0776	0.4269	0.0228	0.0536
0.3500	0.1291	0.0537	0.4449	0.0309	0.0371
0.4000	0.1679	0.0380	0.4629	0.0402	0.0263
0.4500	0.2131	0.0275	0.4809	0.0510	0.0190

Tabel IV.4. Hasil normalisasi dan denormalisasi data kro-krw.
(lanjutan)

Rata-rata data normalisasi			Hasil denormalisasi		
Sw*	krw*	kro*	Sw	krw	kro
0.5000	0.2590	0.0198	0.4990	0.0620	0.0137
0.5500	0.3110	0.0143	0.5170	0.0744	0.0099
0.6000	0.3654	0.0101	0.5350	0.0874	0.0070
0.6500	0.4234	0.0071	0.5530	0.1013	0.0049
0.7000	0.4850	0.0048	0.5710	0.1160	0.0033
0.7500	0.5530	0.0032	0.5890	0.1323	0.0022
0.8000	0.6202	0.0020	0.6070	0.1484	0.0014
0.8500	0.7019	0.0012	0.6250	0.1679	0.0009
0.9000	0.7903	0.0007	0.6430	0.1891	0.0005
0.9500	0.8871	0.0004	0.6610	0.2122	0.0002
1	1	0	0.6790	0.2393	0



Gambar IV.7. Gabungan normalisasi data kro - krw.



Gambar IV.8 – Denormalisasi data kro - krw.

Menurut Craig Rule (Fertl, 1978), *wettability* suatu batuan dapat dilihat dari bentuk kurva permeabilitas relatif air-minyak yaitu sebagai berikut:

1. Batuan diperkirakan *water-wet* jika perpotongan kurva kro dan krw terjadi pada Sw lebih dari 0.5.
2. Batuan *water-wet* pada umumnya memiliki Swc lebih besar dari 0.2 dan batuan *oil-wet* biasanya memiliki Swc kurang dari 0.15.

Berdasarkan Craig Rule, kurva permeabilitas relatif zona A di lapangan X (Gambar IV.4) menunjukkan suatu kontradiksi. Perpotongan kurva kro dan krw terjadi di Sw sekitar 0.45 yang menunjukkan bahwa batuan bersifat *oil-wet*, sementara Swc pada Gambar IV.8 adalah 0.32 dimana nilai ini terlalu besar untuk suatu batuan yang bersifat *oil-wet*.

Bentuk kurva kro yang sangat melengkung dan nilai *residual oil saturation* yang tinggi ($S_{or} = 0.32$) menandakan bahwa reservoir ini merupakan kandidat yang sangat baik untuk *surfactant flooding*, seperti yang telah disebutkan pada Bab II, surfaktan dapat menurunkan S_{or} dan menaikan permeabilitas relatif.

IV.1.3.2 Permeabilitas relatif gas-minyak

Terdapat 5 set data permeabilitas relatif sistem gas-minyak dari 3 sumur yang diukur, yaitu dari sumur T-090, T-105 dan T-107. Dari sumur T-090 terdapat 3 set data, sementara sumur T-105 dan T-107 masing-masing 1 set data. Gambar IV.9 adalah gabungan dari normalisasi 5 set data core dan Gambar IV.10 merupakan hasil denormalisasi-nya.

Tabel IV.5. Data pengukuran krg-kro sampel core dari sumur T-090.

Sumur : T-090			Sumur : T-090			Sumur : T-090		
No sampel : 3A			No sampel : 4			No sampel : 4A		
Sg	Krg	Kro	Sg	Krg	Kro	Sg	Krg	Kro
0.040	0.000	0.700	0.061	0.000	0.117	0.105	0.000	0.064
0.120	0.003	0.407	0.109	0.001	0.094	0.148	0.001	0.043
0.150	0.007	0.327	0.135	0.001	0.080	0.158	0.001	0.039
0.184	0.017	0.255	0.151	0.001	0.072	0.183	0.002	0.031
0.197	0.022	0.229	0.172	0.002	0.063	0.199	0.004	0.026
0.242	0.046	0.156	0.188	0.003	0.056	0.205	0.005	0.025
0.259	0.056	0.134	0.220	0.005	0.043	0.229	0.010	0.020
0.301	0.087	0.088	0.261	0.010	0.029	0.252	0.017	0.015
0.328	0.109	0.066	0.270	0.011	0.027	0.265	0.023	0.013
0.360	0.140	0.044	0.293	0.015	0.021	0.291	0.039	0.010
0.391	0.170	0.028	0.320	0.022	0.015	0.315	0.060	0.008
0.420	0.203	0.017	0.339	0.027	0.011	0.35	0.103	0.004
0.428	0.212	0.015	0.364	0.036	0.008	0.371	0.142	0.003
0.458	0.249	0.009	0.373	0.039	0.007			
0.463	0.253	0.008	0.413	0.057	0.003			
0.500	0.301	0.004	0.436	0.067	0.002			

Tabel IV.6. Data pengukuran krg-kro sampel core dari sumur T-105 dan T-107.

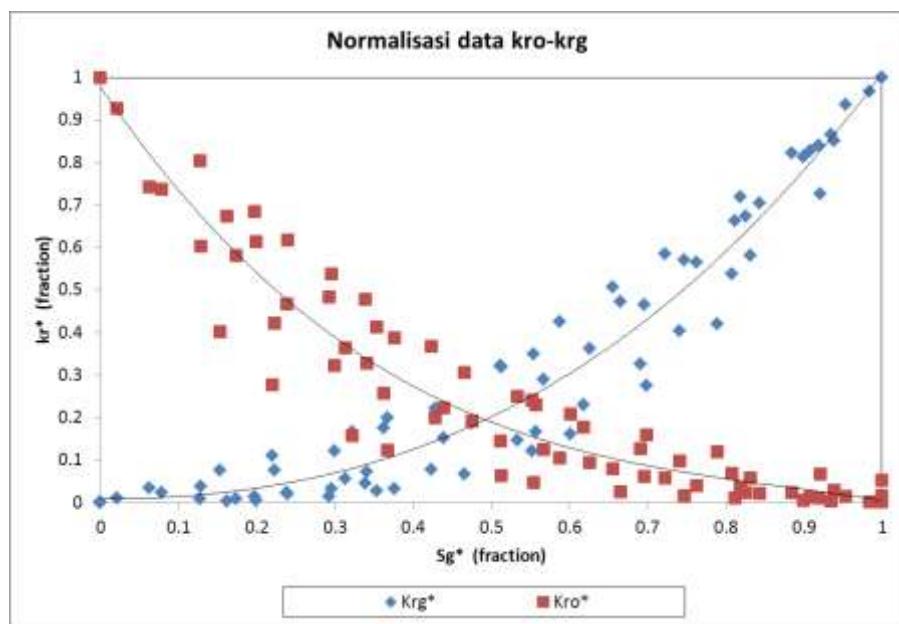
Sumur : T-105			Sumur : T-107		
No sampel : 265A			No sampel : 124A		
Sg	Krg	Kro	Sg	Krg	Kro
0	0	0.5713	0	0	0.8627
0.0196	0.0052	0.4240	0.0075	0.0088	0.7996
0.0476	0.0114	0.2300	0.0280	0.0188	0.6364
0.0684	0.0165	0.1584	0.0457	0.0300	0.5200
0.1000	0.0250	0.0900	0.0793	0.0598	0.3640

Tabel IV.6. Data pengukuran krg-kro sampel core dari sumur T-105 dan T-107 (lanjutan).

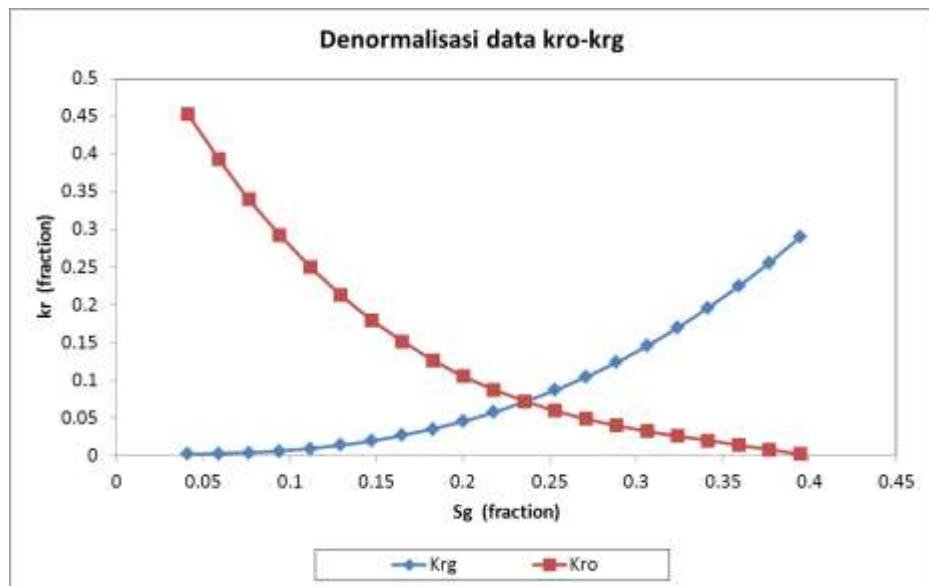
Sumur : T-105			Sumur : T-107		
No sampel : 265A			No sampel : 124A		
Sg	Krg	Kro	Sg	Krg	Kro
0.1142	0.0300	0.0702	0.1062	0.0952	0.2780
0.1593	0.0478	0.0366	0.1288	0.1370	0.2221
0.1720	0.0525	0.0275	0.1522	0.1722	0.1722
0.2065	0.0710	0.0146	0.1817	0.2520	0.1250
0.2318	0.0857	0.0090	0.2087	0.3326	0.0915
0.2520	0.0994	0.0059	0.2327	0.3960	0.0697
0.2793	0.1220	0.0031	0.2562	0.4560	0.0510
0.2904	0.1300	0.0025	0.2905	0.5600	0.0310
0.3055	0.1452	0.0016	0.3140	0.6414	0.0200
0.3105	0.1502	0.0014	0.3383	0.7300	0.0123
			0.3548	0.7800	0.0078

Tabel IV.7. Hasil normalisasi dan denormalisasi data kro-krg.

Rata-rata data normalisasi			Hasil denormalisasi		
Sg*	Krg*	Kro*	Sg	Krg	Kro
0.00	0.0080	0.9780	0.0412	0.0023	0.4527
0.05	0.0094	0.8497	0.0589	0.0027	0.3934
0.10	0.0139	0.7345	0.0765	0.0040	0.3400
0.15	0.0218	0.6316	0.0942	0.0063	0.2924
0.20	0.0334	0.5402	0.1119	0.0096	0.2501
0.25	0.0490	0.4595	0.1295	0.0141	0.2127
0.30	0.0692	0.3887	0.1472	0.0199	0.1799
0.35	0.0940	0.3271	0.1648	0.0271	0.1514
0.40	0.1240	0.2738	0.1825	0.0357	0.1268
0.45	0.1594	0.2282	0.2002	0.0459	0.1056
0.50	0.2006	0.1894	0.2178	0.0578	0.0877
0.55	0.2480	0.1566	0.2355	0.0714	0.0725
0.60	0.3018	0.1291	0.2532	0.0869	0.0598
0.65	0.3624	0.1061	0.2708	0.1044	0.0491
0.70	0.4301	0.0868	0.2885	0.1239	0.0402
0.75	0.5054	0.0704	0.3061	0.1456	0.0326
0.80	0.5885	0.0561	0.3238	0.1695	0.0260
0.85	0.6797	0.0432	0.3415	0.1958	0.0200
0.90	0.7795	0.0309	0.3591	0.2245	0.0143
0.95	0.8882	0.0185	0.3768	0.2558	0.0085
1.00	1.0060	0.0050	0.3945	0.2898	0.0023



Gambar IV.9. Gabungan normalisasi data kro - krg.



Gambar IV.10 – Denormalisasi data kro - krg.

IV.1.4. Tekanan kapiler

Tekanan kapiler diperoleh dari data *special core analysis*, di zona A terdapat 7 set data tekanan kapiler yang berasal dari 3 sumur, yaitu 3 set data dari sumur T-090, 3 set data dari sumur T-105 dan 1 set data dari sumur T-107. Seluruh pengukuran

tekanan kapiler dilakukan dengan menggunakan media udara – air asin. Data pengukuran tekanan kapiler ditabulasikan pada Tabel IV.8, IV.9 dan IV.10 dan semua data di plot kan pada Gambar IV.11.

Tabel IV.8. Data pengukuran tekanan kapiler sampel core dari sumur T-090.

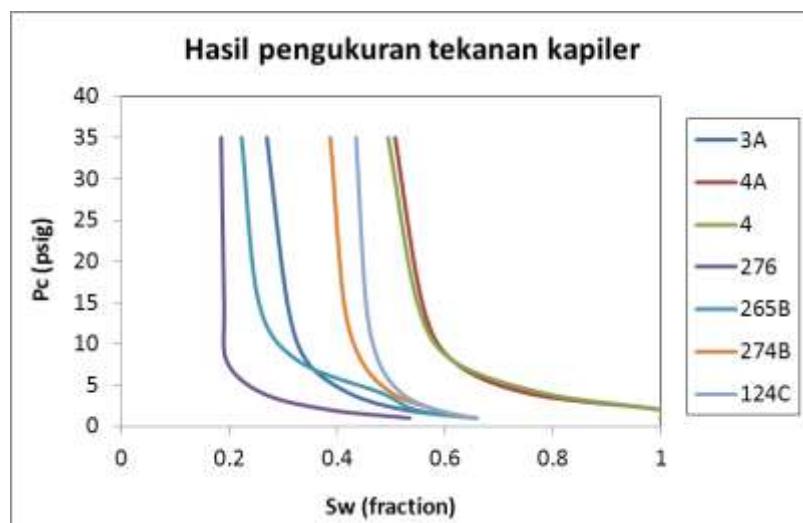
	Sumur : T-090 No sampel : 3A Porositas : 0.23 Permeabilitas : 140 md	Sumur : T-090 No sampel : 4A Porositas : 0.194 Permeabilitas : 2.4 md	Sumur : T-090 No sampel : 4 Porositas : 0.215 Permeabilitas : 2.1 md
Pc, psi	Sw	Sw	Sw
1	0.656	1	1
2	0.525	1	1
4	0.423	0.754	0.784
8	0.343	0.614	0.614
15	0.308	0.558	0.549
35	0.27	0.508	0.495
150	0.215	0.422	0.451

Tabel IV.9. Data pengukuran tekanan kapiler sampel core dari sumur T-105.

	Sumur : T-105 No sampel : 276 Porositas : 0.247 Permeabilitas : 147 md	Sumur : T-105 No sampel : 265B Porositas : 0.218 Permeabilitas : 48 md	Sumur : T-105 No sampel : 274B Porositas : 0.26 Permeabilitas : 26 md
Pc, psi	Sw	Sw	Sw
1	0.535	0.6591	0.6538
2	0.385	0.5454	0.5842
4	0.2625	0.484	0.5024
8	0.195	0.3268	0.4451
15	0.191	0.2552	0.4131
35	0.1855	0.2232	0.3878

Tabel IV.10. Data pengukuran tekanan kapiler sampel core dari sumur T-107.

	Sumur : T-107
No sampel	: 124C
Porositas	: 0.27
Permeabilitas	: 68.2 md
Pc,psi	Sw
1	0.6552
2	0.584
4	0.5199
8	0.4765
15	0.4538
35	0.4355



Gambar IV.11. Hasil pengukuran tekanan kapiler.

Tekanan kapiler dari hasil pengukuran di laboratorium diperlukan konversi untuk mengubah ke kondisi reservoir, karena terdapat perbedaan IFT dimana dilaboratorium menggunakan media udara – air sementara di reservoir minyak – air. Dikarenakan data IFT tidak tersedia, maka digunakan tipikal nilai IFT yang diperoleh dari Archer dan Wall (1986).

Tabel IV.11. Tipikal nilai IFT dan sudut kontak (Core Laboratories UK, 2002).

Fluid-Pair Nonwetting/Wetting	Contact Angle (°)	IFT (dynes/cm)	Approximate Equivalent Vertical Height in Reservoir per psi of Laboratory P_c (ft per psi)
Laboratory P_c Pair			
Air/Brine	0	72	2 to 3.5
Oil/Brine	30	48	3.5 to 5
Mercury/Air	140	480	0.4 to 0.7
Air/Oil	0	24	6 to 11
Reservoir P_c Pair			
Oil/Brine	30*	30	
Gas/Brine	0**	50**	

Konversi tekanan kapiler menggunakan Persamaan 19 dibawah ini,

$$(P_c)_{res} = (P_c)_{lab} \times \frac{(\sigma \cos \theta)_{res}}{(\sigma \cos \theta)_{lab}} \quad (19)$$

dengan menggunakan data dari Tabel IV.11, maka:

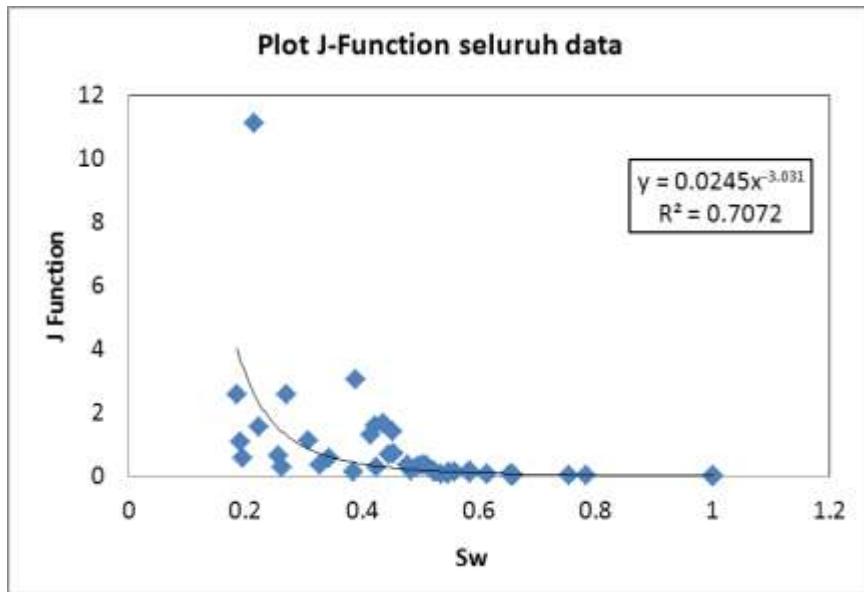
- $(\sigma \cos \theta)_{lab} = 72 \times \cos 0^\circ = 72 \text{ dyne/cm}$
- $(\sigma \cos \theta)_{res} = 30 \times \cos 30^\circ = 26 \text{ dyne/cm}$

$$(P_c)_{res} = (P_c)_{lab} \times \frac{26}{72} \quad (20)$$

Untuk memudahkan dalam pemakaiannya, data tekanan kapiler perlu dirata-rata kan. Perata-rataan tekanan kapiler pada penilitian ini menggunakan metode Leverett J-Function dan plot seluruh data J-function vs. Sw disajikan pada Gambar IV.12.

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (21)$$

dengan $J(S_w)$ adalah Leverett J-function (tidak berdimensi), P_c adalah Tekanan kapiler (psi), σ adalah *interfacial tension* (dyne/cm), k adalah permeabilitas (md) dan ϕ adalah porositas (fraksi).

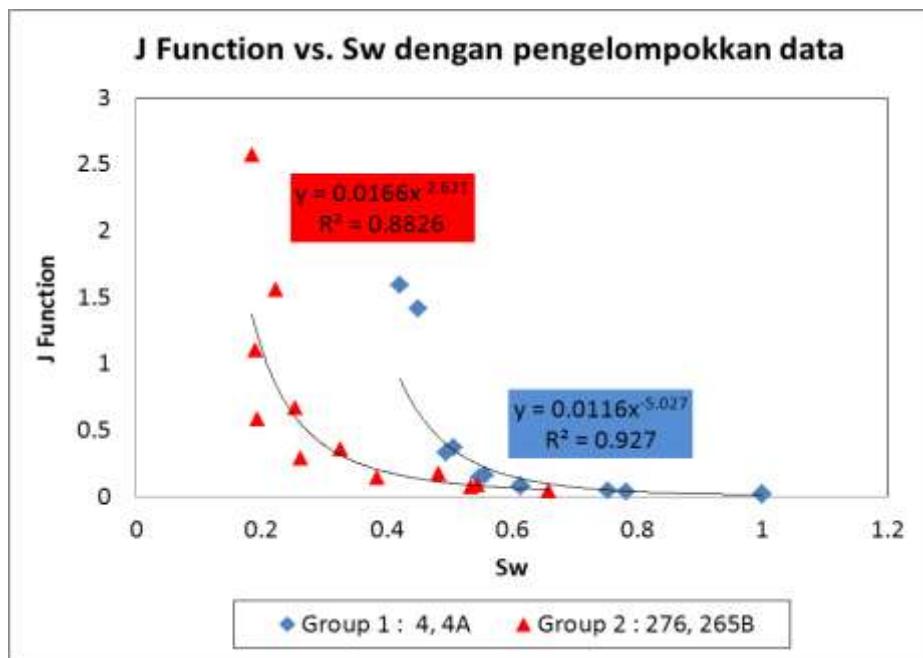


Gambar IV.12. Plot J-function vs. Sw untuk seluruh data.

Data J-function pada Gambar IV.12 terlihat sangat menyebar sehingga diperlukan pengelompokan untuk memperoleh hasil yang lebih detil. Pengelompokan data J-function dilakukan dengan memperhatikan konsistensi antara bentuk kurva dengan permeabilitas core dimana data dengan permeabilitas yang lebih rendah harus memiliki nilai Sw yang lebih besar dan begitu pun sebaliknya. Data-data yang memiliki konsistensi antara bentuk kurva dengan permeabilitasnya adalah data-data dengan nomor sampel 4, 4A, 265B dan 276. Pengelompokan data ditabulasikan pada Tabel IV.12 dan Gambar IV.13 adalah plot J-function vs. Sw setelah dilakukan pengelompokkan.

Tabel IV.12. Pengelompokan data tekanan kapiler.

	Kelompok 1	Kelompok 2
No sampel	4 dan 4A	265B dan 276
Permeabilitas (md)	2.4 dan 2.1	147 dan 48
Permeabilitas rata-rata (md)	2.25	97.5



Gambar IV.13. Plot J-function vs. Sw dengan pengelompokkan data.

Kedua buah J-function pada Gambar IV.13 digunakan untuk menghitung tekanan kapileryang akan dipakai didalam simulasi reservoir.

IV.1.5. PVT

Data PVT zona A hanya tersedia 1 data pengukuran yang dilakukan menggunakan fluida sumur T-107 pada tanggal 8 Maret 1994. Pengukuran densitas minyak dari sampel stock tank adalah 40.3 °API. Data *pressure-volume relation,differential vaporization* dan viskositas minyak diukur pada temperatur 140.4 °F, ditabulasikan pada Tabel IV.13, IV.14 dan IV.15. Dikarenakan data separator test tidak tersedia, faktor volume formasi minyak (Bo) dan solution gas ration (Rs) hanya menggunakan data *differential vaporization* dan data *pressure-volume relationship* yang dikoreksi.

Tabel IV.13. Data *Pressure Volume Relationship*
sampel T-107 zona A.

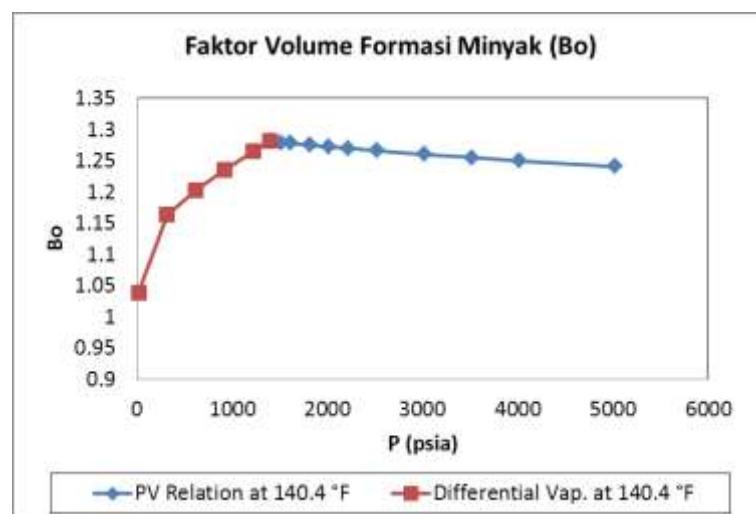
Pressure, psig	Relative Volume	Y (Function)
5000	0.9687	
4000	0.9759	
3500	0.9798	
3000	0.9838	
2500	0.9884	
2200	0.9915	
2000	0.9932	
1800	0.9955	
1600	0.9978	
1500	0.9987	
1385	1	
1377	1.0022	2.5963
1374	1.0031	2.5937
1370	1.0042	2.5901
1352	1.0094	2.5743
1300	1.0256	2.5286
1237	1.0478	2.4732
1142	1.0879	2.3897
990	1.1743	2.256
731	1.4324	2.0283
585	1.7022	1.8999
495	1.959	1.8207
385	2.4512	1.724
343	2.7267	1.6871
315	2.9522	1.6625

Tabel IV.14. Data *Differential Vaporization* sampel T-107 zona A.

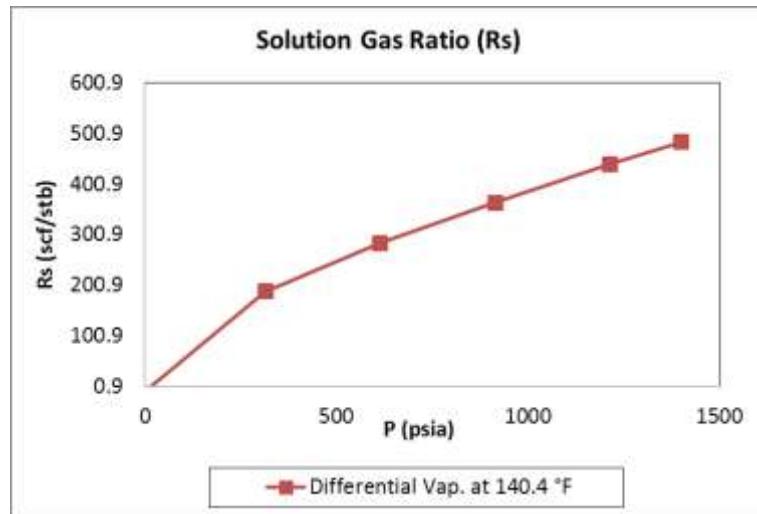
Press, psig	Rs, scf/stb	Bo, bbl/stb	Bt	Oil Density	Z	Bg
1385	484	1.2814	1.2814	0.7316		
1200	440	1.2651	1.3613	0.7353	0.8744	0.01221
900	364	1.2356	1.5935	7429	0.9071	0.01682
600	284	1.2033	2.1367	0.7515	0.9507	0.02624
300	188	1.164	3.96	0.7622	0.9846	0.05309
0	0	1.0394		0.7912	1	

Tabel IV.15. Data viskositas minyak sampel T-107 zona A.

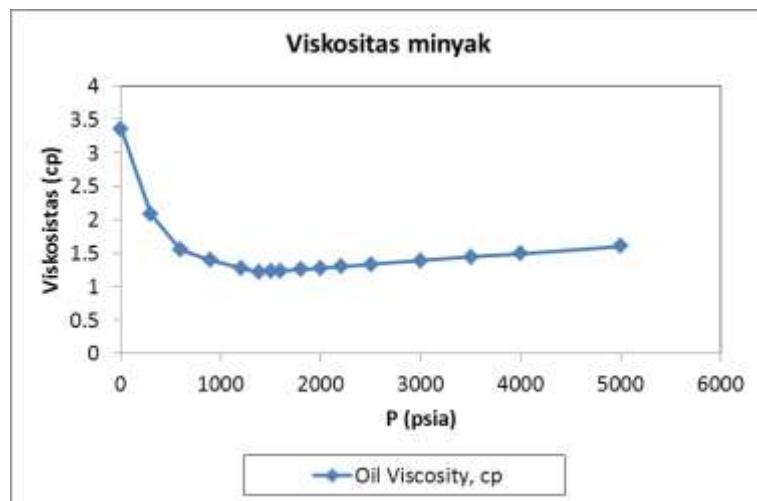
Pressure, psig	Oil Viscosity, cp
5000	1.6028
4000	1.4945
3500	1.4404
3000	1.3862
2500	1.332
2200	1.2995
2000	1.2779
1800	1.2562
1600	1.2345
1500	1.2237
1385	1.2112
1200	1.2759
900	1.3938
600	1.5491
300	2.0789
0	3.3516



Gambar IV.14. Faktor volume formasi minyak (Bo).



Gambar IV.15. *Solution gas oil ratio (Rs).*



Gambar IV.16. – Viskositas minyak.

IV.1.6. Splitting Data Produksi

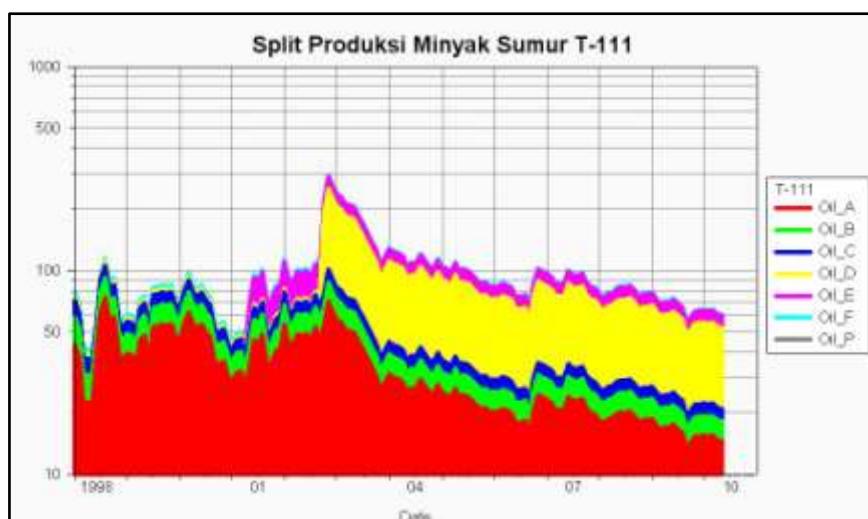
Umumnya produksi minyak di lapangan "X" dilakukan secara commingle, yaitu dengan melakukan produksi beberapa zona secara bersama-sama dalam satu buah pipa produksi (tubing), sebagai contoh sumur T-128 berproduksi *commingle* dari zona A, B, C, D, E dan F.

Supaya data produksi dapat dipakai didalam simulasi, perlu dilakukan pemisahan (split) data sehingga diperoleh kontribusi produksi dari masing-masing zona.

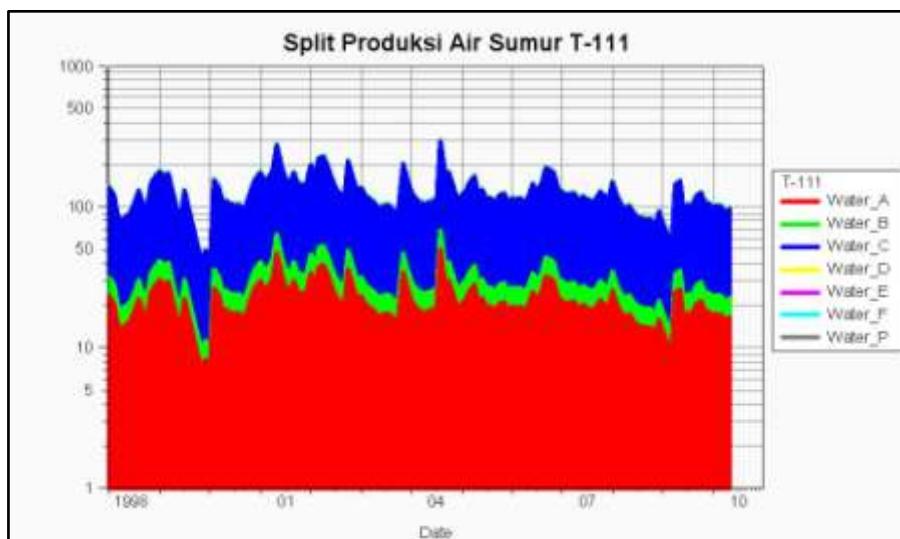
Keakuratan data produksi sangat penting untuk kontrol simulasi reservoir, sehingga splitting data harus dilakukan secara hati-hati dan serasional mungkin dengan menggunakan seluruh data-data pendukung yang tersedia. Aturan-aturan yang dipakai pada splitting data produksi sebagai berikut:

- Data *net thickness* (h) x permeabilitas (k) atau yang biasa disebut dengan data "kh" dari analisa *petrophysic* hanya digunakan jika tidak terdapat data produksi per-zona sama sekali. Sebagai contoh jika suatu sumur dilakukan perforasi pada beberapa zona sekaligus dan tidak dilakukan tes per zona, maka data kh yang digunakan untuk pembagian produksi.
- Data split dievaluasi jika terdapat pekerjaan perforasi atau stimulasi, misalkan jika zona A pada suatu sumur dilakukan stimulasi pengasaman dan terjadi penambahan produksi minyak, maka penambahan produksi tersebut hanya untuk zona A saja (tidak mendistribusikan secara merata ke zona-zona lain).
- Splitting data produksi minyak dan air dibedakan, karena kenaikan *water-cut* masing-masing zona bisa berbeda-beda. Seringkali kenaikan produksi air jauh melebihi kenaikan minyak nya setelah dilakukan perforasi atau stimulasi. Sementara itu split data produksi gas disamakan dengan split produksi minyak, karena produksi gas diasumsikan hanya berasal dari associated gas.

Contoh data produksi yang telah dilakukan splitting dapat dilihat pada Gambar IV.17 dan IV.18 untuk sumur T-111.



Gambar IV.17. Split produksi minyak sumur T-111.



Gambar IV.18. Split produksi air sumur T-111.

IV.2. Parameter-parameter simulasi reservoir

Simulasi reservoir dilakukan dengan menggunakan *software* Eclipse E100 (*black oil model*). Parameter-parameter utama yang dipergunakan adalah sebagai berikut.

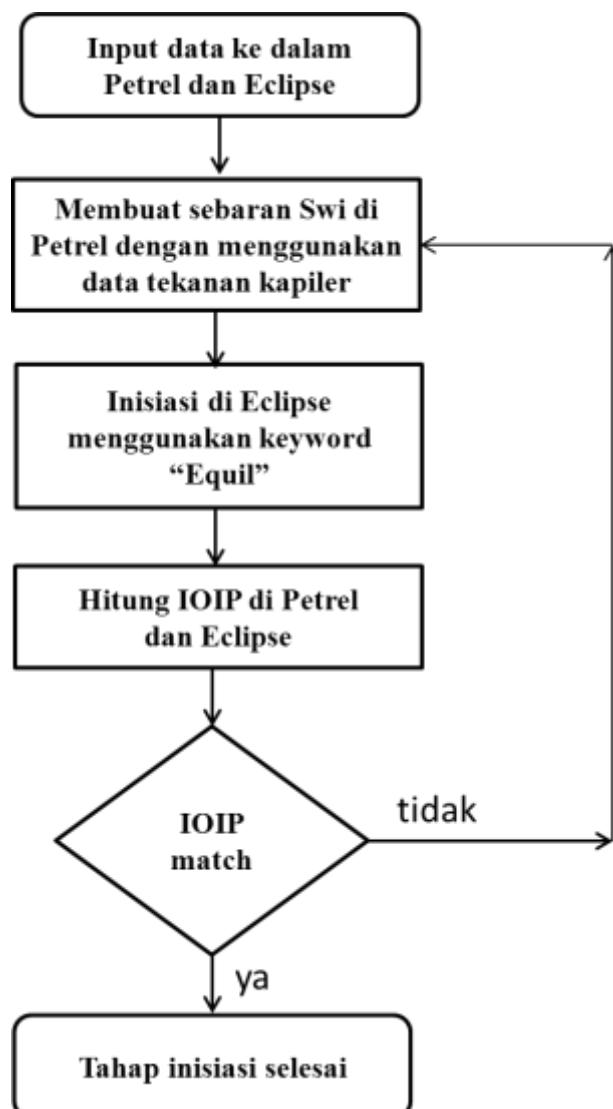
- Simulator : Eclipse E100 (*black oil simulator*)
- Dimensi model : $27 \times 50 \times 35$ (total 47,520 cell)
- *Grid type* : Cartesian
- *Geometry type* : Corner Point
- Ukuran grid X : ± 50 m
- Ukuran grid Y : ± 50 m
- Ukuran grid Z : ± 3.2 m
- PVT : 3 fasa (minyak, gas, air dan *dissolved gas*)
- *Solution type* : Fully Implicit

IV.3. Inisiasi / Matching IOIP

Inisiasi dilakukan untuk menentukan *initial oil in place* (IOIP) dari model yang akan digunakan. Dibawah ini adalah data-data tambahan yang sudah tersedia untuk proses inisiasi.

- Kedalaman *Water oil contact* (WOC) = 1290.0 mSS
- Tekanan awal = 1500 psi @ 935 mSS
- Gas cap tidak ada

Gambar IV.19 adalah langkah-langkah inisiasi yang dilakukan pada penelitian ini.



Gambar IV.19. Langkah-langkah inisiasi.

Penentuan distribusi saturasi air mula-mula (Sw_i) di Petrel biasanya menggunakan data dari electric log, tetapi karena data log tidak tersedia, maka Sw_i ditentukan dengan menggunakan data tekanan kapiler. Langkah-langkah menghitung Sw di Petrel adalah sebagai berikut:

1. Membuat distribusi ketinggian yang dihitung dari WOC.

Pertama-tama membuat *property* Elevation General, kemudian membuat *property* ketinggian dengan rumus pada Petrel calculator sebagai berikut:

$$\text{Dist_above_WOC} = \text{If}(\text{Elevation_general} < -1290, 0, \text{Elevation_general} + 1290)$$

2. Membuat *property* (P_c) res dengan Persamaan 22.

$$P_c = \frac{h}{144} (\rho_w - \rho_o) \quad (22)$$

dengan P_c adalah tekanan kapiler (psi), h adalah ketinggian dari *free water level / FWL* (ft), ρ_w adalah densitas air (lb/cuft) dan ρ_o adalah densitas minyak (lb/cuft). Densitas minyak dan air diperoleh dari data PVT yang nilainya berturut-turut adalah 51.5 dan 63.7 lb/cuft. Rumus yang digunakan untuk membuat *property* didalam Petrel adalah sebagai berikut (diasumsikan FWL sama dengan WOC)

$$Pc_res = (63.698 - 51.457) * \text{Dist_above_WOC} / 144$$

3. Membuat *property* (P_c) lab dengan Persamaan 20, Rumus yang digunakan untuk membuat *property* didalam Petrel adalah sebagai berikut.

$$Pc_lab = Pc_res * 72 / 26$$

4. Membuat *property* (J-function) lab dengan Persamaan 21, Rumus yang digunakan untuk membuat *property* didalam Petrel adalah sebagai berikut.

$$J_Lab = 0.21645 * (Pc_lab / 72) * \text{Sqrt}(\text{PERMX} / \text{PORO}), \text{ dengan}$$

- PERMX = permeabilitas arah X dari model reservoir.
- PORO = porositas dari model reservoir

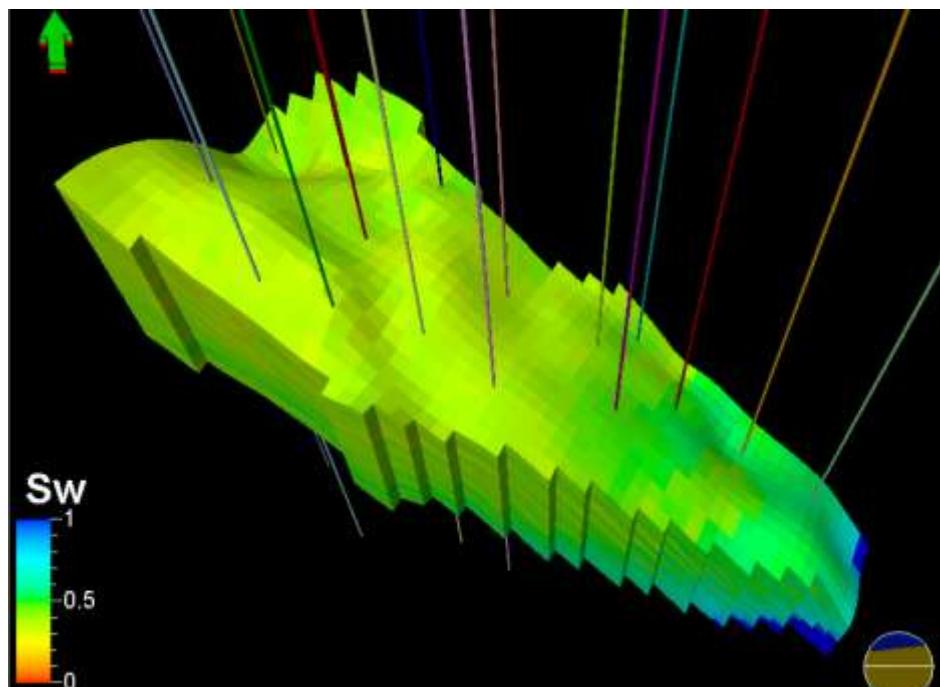
5. Membuat *property* Sw_i dengan menggunakan hubungan J-function vs. Sw pada Gambar V.13. Terdapat dua persamaan J-function yang pambagiannya berdasarkan permeabilitas core yang membentuknya.

$$J(S_w)_1 = 0.0116 S_w^{-5.027} \quad (23)$$

$$J(S_w)_2 = 0.0166 S_w^{-2.261} \quad (24)$$

$J(S_w)_1$ berasal dari sampel core dengan permeabilitas rata-rata 2.25 md dan $J(S_w)_2$ berasal dari sampel core dengan permeabilitas rata-rata 97.5 md, Pers. 23 kemudian digunakan untuk permeabilitas model dibawah 50 md, Pers. 24 digunakan untuk permeabilitas diatas 50 md. Rumus yang digunakan untuk membuat property didalam Petrel adalah sebagai berikut.

- Region1=If(PERMX>50, 1, 0)
- Sw_by_Pc=If(Pc_lab=0,1 , If(Region1=0, 0.412*Pow(J_Lab, -0.199), 0.209*Pow(J_Lab, -0.3815)))

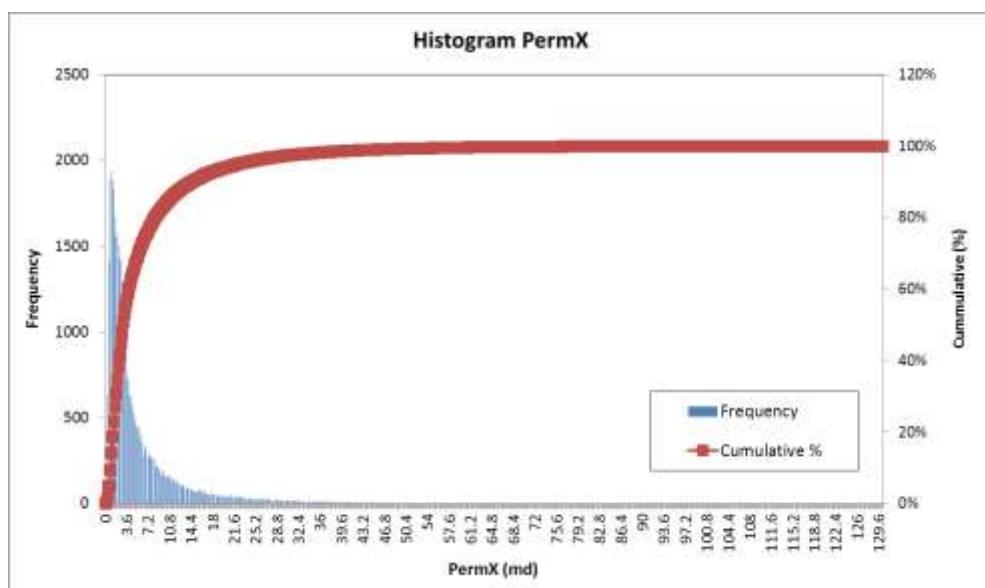


Gambar IV.20. – Distribusi Swi di Petrel.

Distribusi Swi di Eclipse menggunakan keyword "EQUIL" yang pada prinsipnya hampir sama dengan perhitungan Swi di Petrel yaitu dengan menggunakan data tekanan kapiler, hanya saja tekanan kapiler di Eclipse menggunakan nilai permeabilitas rata-rata dari seluruh grid di model, sementara di Petrel menghitung

Swi di setiap grid dan menggunakan data permeabilitas dari masing-masing grid tersebut.

Untuk menghasilkan sebaran Swi Eclipse yang lebih detil, maka dilakukan segmentasi permeabilitas x atau y dari model dengan keyword "SATNUM". Permeabilitas dibagi menjadi 4 segmen (region) yang pembagiannya menggunakan frekuensi kumulatif seperti yang diperlihatkan pada Gambar IV.21 dibawah ini. Sementara hasil segmentasinya ditabulasikan pada Tabel IV.16.



Gambar IV.21. Histrogram permeabilitas x dari model.

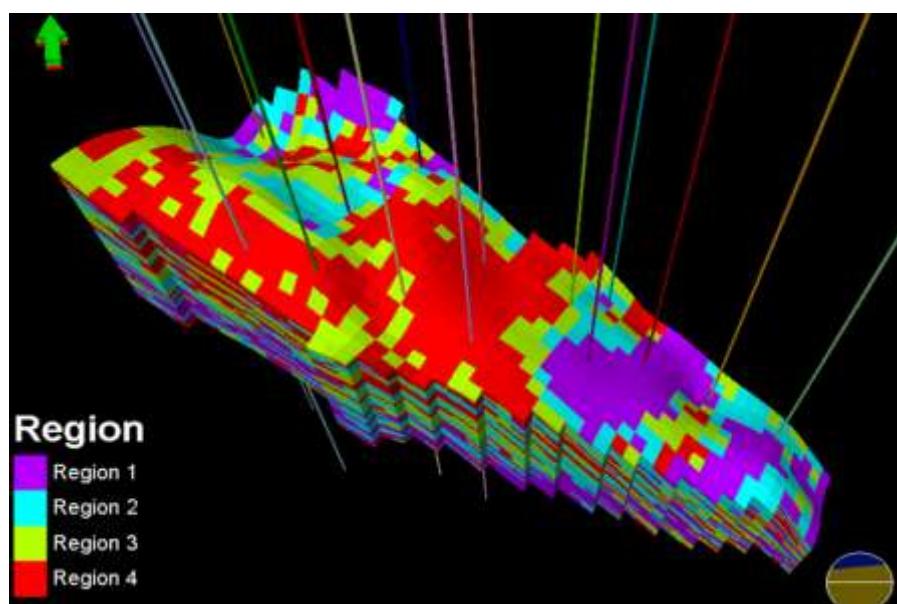
Tabel IV.16. Segmentasi permeabilitas x dari model.

Region	Data kumulatif	Selang Kx (md)	Kx rata-rata (md)	Porositas rata-rata
1	25%	0 - 1.5	0.922	0.113
2	50%	1.5 - 3	2.209	0.140
3	75%	3 - 6.8	4.524	0.160
4	100%	6.8 - 124.5	16.879	0.193

Dengan data permeabilitas dan porositas rata-rata dari Tabel IV.16, tekanan kapiler dapat dihitung untuk masing-masing region dengan menggunakan hubungan J-function vs. Sw pada Gambar IV.13 dan Pers. Leverett J-function.

Persamaan J-function vs. Sw yang dipakai adalah Pers. 23, karena permeabilitas rata-rata untuk masing-masing region masih dibawah 50 md.

Visualisasi segmentasi diperlihatkan pada Gambar IV.22 dimana nilai permeabilitas menaik dari region 1 ke 4, sementara hasil perhitungan tekanan kapiler untuk masing-masing region ditabulasikan pada Tabel IV.17 dan diplot pada Gambar IV.23. Akhirnya sebaran Sw_i di Eclipse diperlihatkan pada Gambar IV.24.



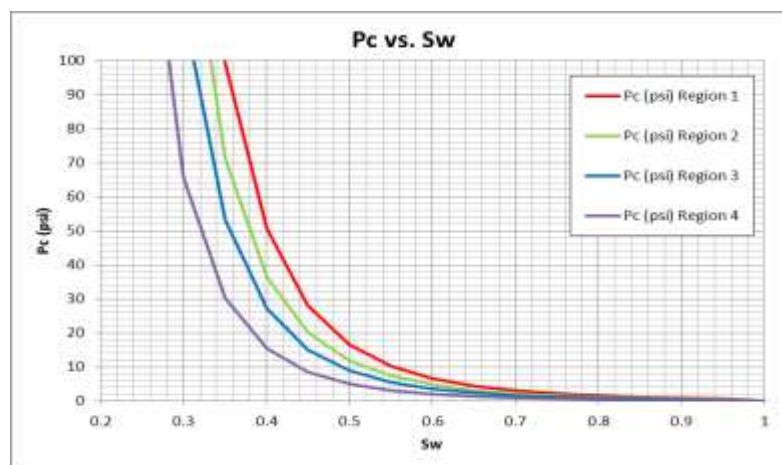
Gambar IV.21. Segmentasi permeabilitas dengan menggunakan selang permeabilitas pada Tabel IV.16.

Tabel IV.17. Hasil perhitungan P_c untuk masing-masing region.

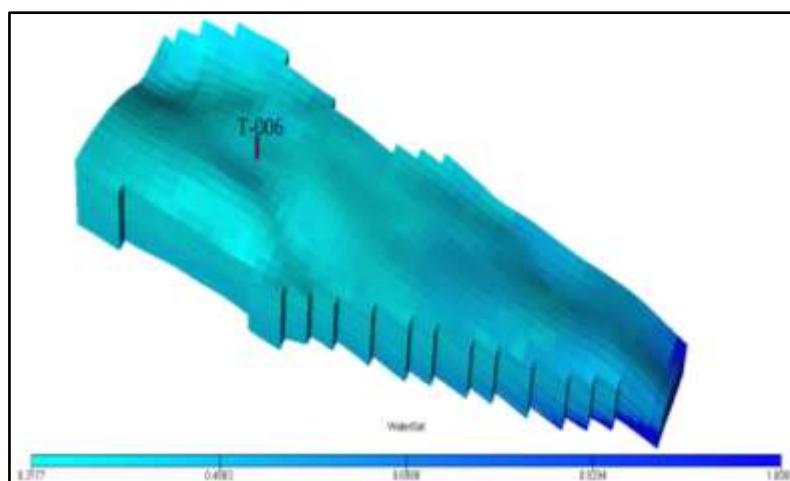
Sw	Pc (psi)			
	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
0.30	215.448	154.707	115.615	65.732
0.35	99.266	71.280	53.269	30.285
0.40	50.731	36.429	27.224	15.478
0.45	28.063	20.151	15.059	8.562
0.50	16.524	11.865	8.867	5.041
0.55	10.234	7.348	5.492	3.122
0.60	6.608	4.745	3.546	2.016
0.65	4.419	3.173	2.371	1.348
0.70	3.045	2.186	1.634	0.929
0.75	2.152	1.545	1.155	0.657

Tabel IV.17. Hasil perhitungan P_c untuk masing-masing region (lanjutan).

S_w	P_c (psi)			
	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
0.80	1.556	1.117	0.835	0.475
0.85	1.147	0.824	0.616	0.350
0.90	0.861	0.618	0.462	0.263
0.95	0.656	0.471	0.352	0.200
1	0	0	0	0



Gambar IV.23. Tekanan kapiler vs. S_w untuk masing-masing region.



Gambar IV.24. Distribusi Swi di Eclipse.

Hasil perhitungan *initial oil in place* (IOIP) dari Petrel dan Eclipse berturut-turut adalah 22.0 dan 22.8 MMstb. Perbedaan 0.8 MMstb atau 3.6% sudah cukup kecil, maka perhitungan IOIP dianggap "match". Nilai tersebut merupakan hasil dari

rangkaian uji coba "matching" yang telah dilakukan, parameter yang dilakukan penyesuaian adalah pembuatan region-region tekanan kapiler (pembuatan SATNUM di Eclipse) berdasarkan sebaran data permeabilitas. Penggunaan 4 region tekanan kapiler memberikan hasil yang lebih "match" jika dibandingkan dengan 1 atau 2 region saja (Tabel IV.18).

Tabel IV.18. Perbandingan IOIP Eclipse pada penggunaan jumlah region yang berbeda.

Jumlah region	IOIP Eclipse (MM stb)	Beda dengan IOIP Petrel (%)
1 region	23.4	6.4
2 region	23.0	4.5
4 region	22.8	3.6

IV.4. History Matching

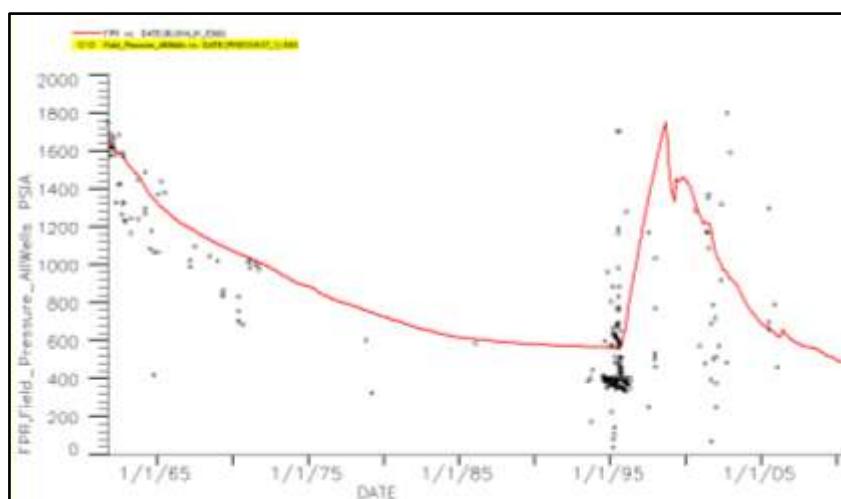
Usaha *history matching* dilakukan untuk meng selaraskan model reservoir dengan kondisi lapangan yang sebenarnya. Data sejarah yang di "match" adalah data tekanan, laju alir produksi minyak, laju alir produksi air dan *gas-oil ratio* (GOR).

Produksi lapangan X dimulai sejak November 1961, data produksi yang tersedia mulai dari November 1961 sampai dengan Mei 2010. Diketahui bahwa tidak terdapat *gas cap* dan *aquifer*, sehingga mekanisme pendorong utama-nya adalah *solution gas drive*. Untuk menambah *pressure support*, pada Agustus 1995 dilakukan *waterflood* sampai dengan sekarang, jadi mekanisme pendorong utama sejak Agustus 1995 adalah injeksi air dari *waterflood*.

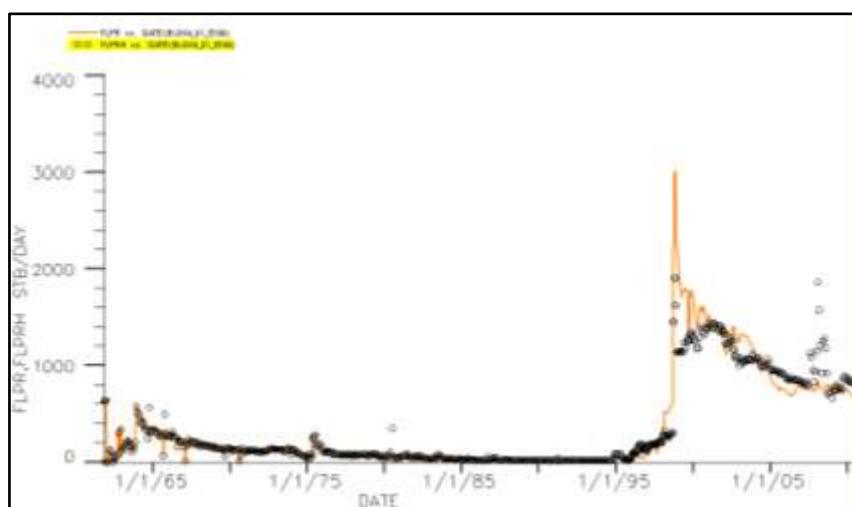
History matching dilakukan dengan mengacu kepada laju produksi minyak (ORAT), ORAT dipilih karena pada pelaksanaannya lebih mudah daripada LRAT. Beberapa penyesuaian input dilakukan dalam proses *matching*, seperti dengan mengedit *solution gas ratio* (Rs) pada PVT, permeabilitas relatif gas pada SCAL, transmissibility grid dan laju alir injeksi. Laju alir injeksi dikali dengan faktor 0.9 (0.1 bagiannya dianggap *loss*) dengan tujuan *matching watercut* (WC) dan *water breakthrough*.

Data sejarah produksi gas hanya tersedia dari Agustus 2005, diperkirakan pengukuran laju produksi gas kurang akurat dan cenderung *under estimate*. Produksi pada tahun-tahun tersebut telah menggunakan pompa yang menyebabkan gas bisa terproduksi dari annulus sumur, gas yang terproduksi dari annulus ini biasanya tidak tercatat atau langsung dibakar (*flare*) untuk mengurangi *back pressure* di annulus sumur, hal inilah yang dapat mengakibatkan pengukuran produksi gas menjadi lebih kecil.

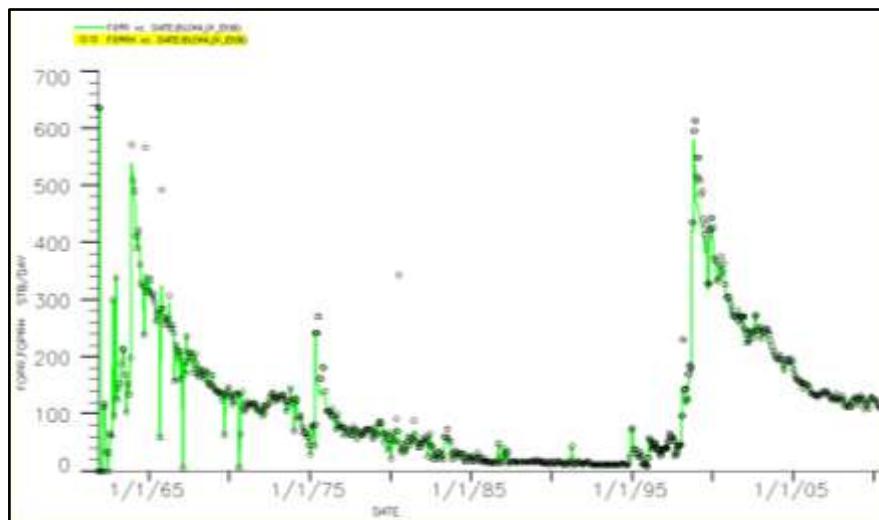
Hasil dari *history matching* data lapangan diperlihatkan dengan Gambar IV.25 sampai dengan IV.31. Sementara *history matching* sumuran dapat dilihat pada Lampiran.



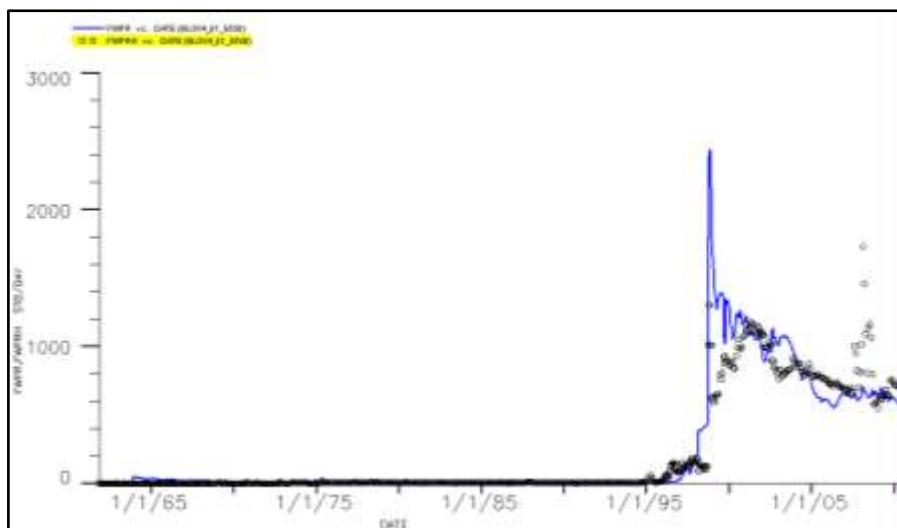
Gambar IV.25. *History matching* tekanan lapangan.



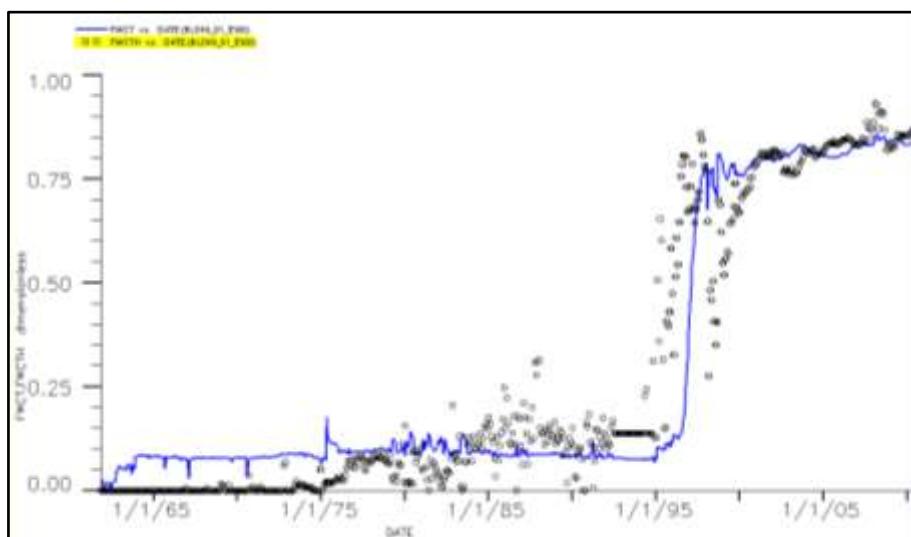
Gambar IV.26. *History matching* laju produksi liquid lapangan.



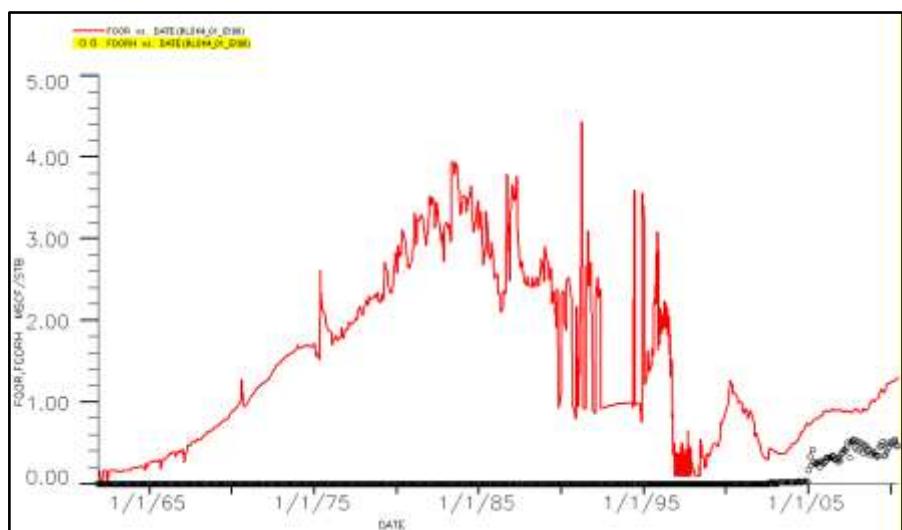
Gambar IV.27. *History matching laju produksi minyak lapangan.*



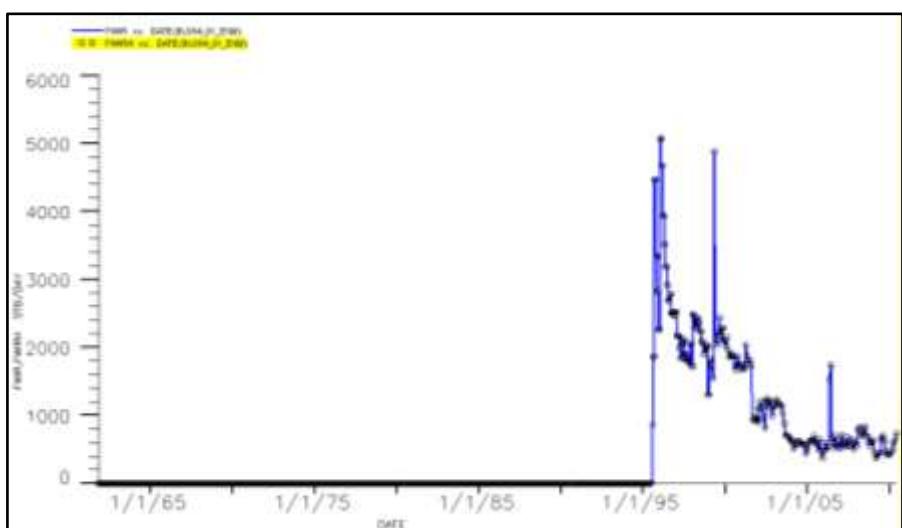
Gambar IV.28. *History matching laju produksi air lapangan.*



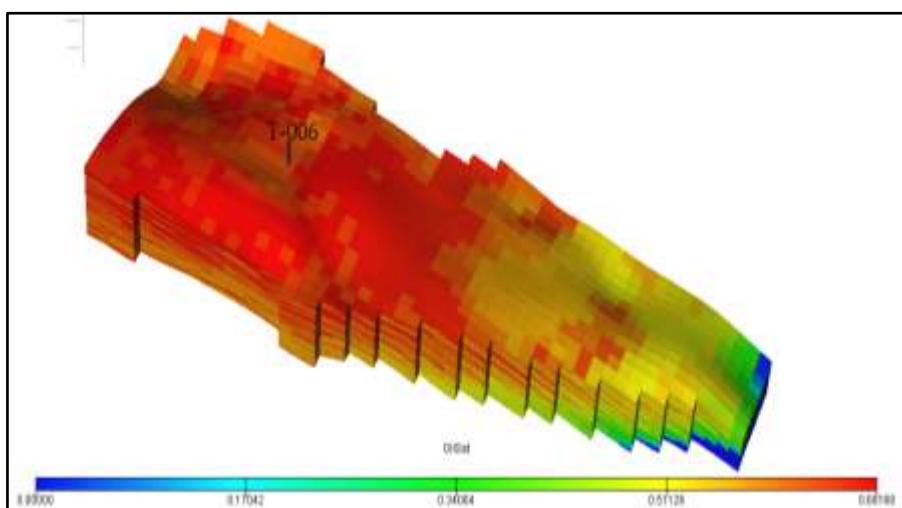
Gambar IV.29. *History matching water-cut (WC) lapangan.*



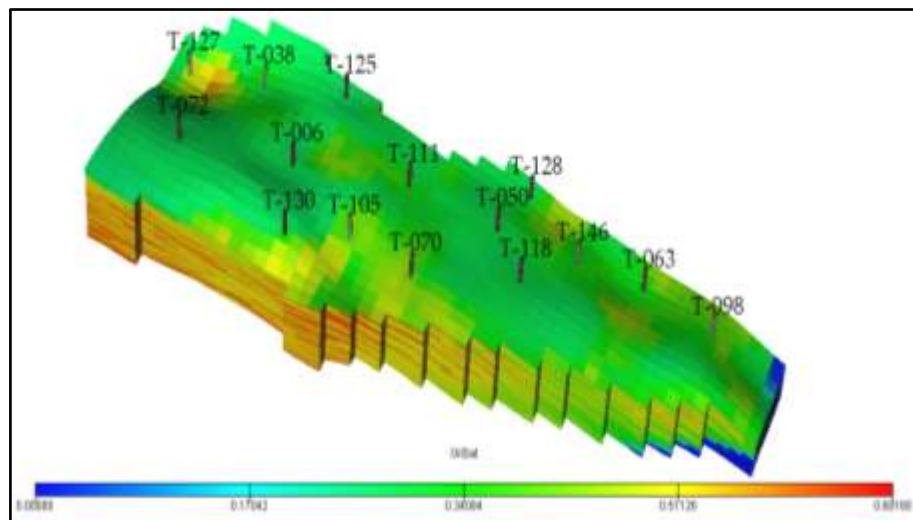
Gambar IV.30. *History matching GOR lapangan.*



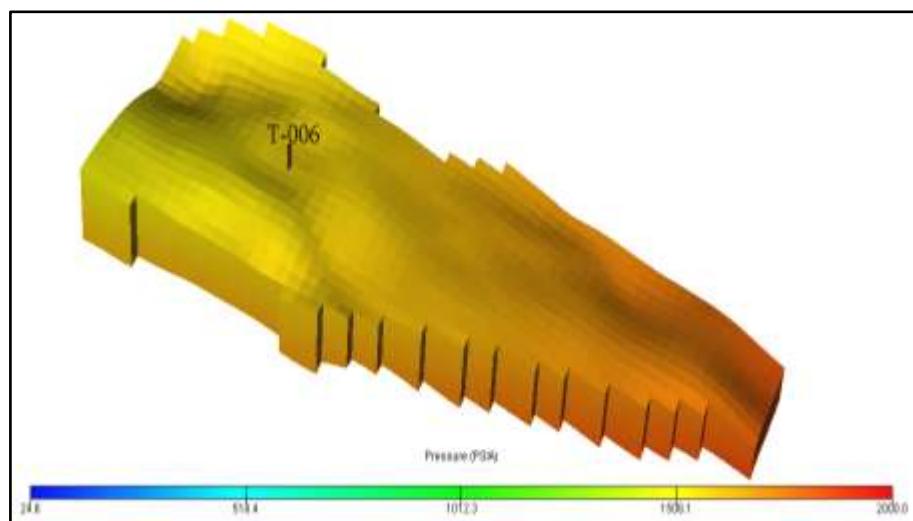
Gambar IV.31. *History matching laju injeksi air lapangan.*



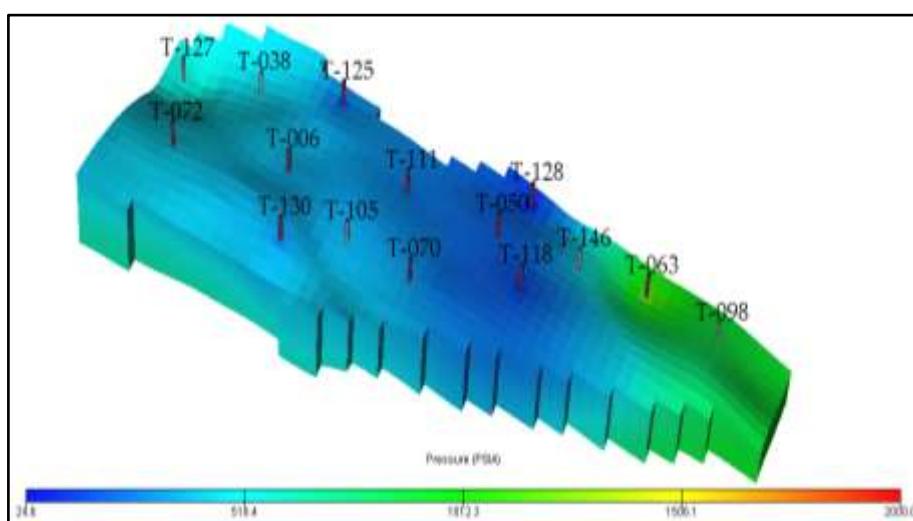
Gambar IV.32. *Saturasi minyak awal.*



Gambar IV.33. Saturasi minyak akhir setelah *history matching*.



Gambar IV.34. Tekanan reservoir awal.



Gambar IV.35. Tekanan reservoir akhir setelah *history matching*.

Untuk menggambarkan hasil *history matching* secara kuantitatif, dilakukan dengan membandingkan produksi kumulatif minyak dan air antara hasil simulasi dengan data sejarah. Dari Tabel IV.18, produksi kumulatif minyak dari output simulasi lebih besar 3% dari data sejarahnya, sementara produksi kumulatif airnya lebih besar 6.9%.

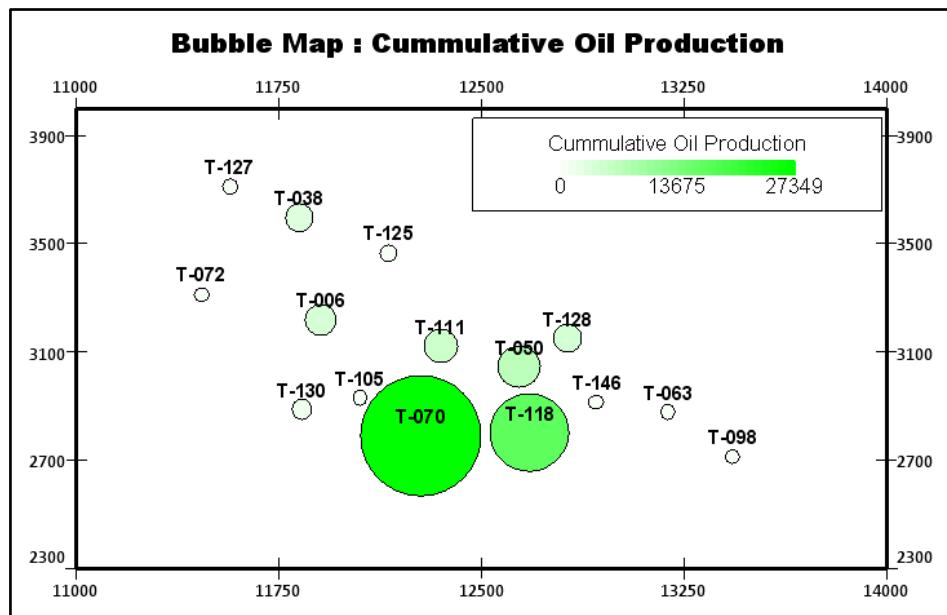
Tabel IV.19. Perbandingan produksi kumulatif minyak dan air antara output model dengan data sejarah produksi.

Parameter	Output Simulasi	Data Sejarah	Beda (%)
Produksi kumulatif minyak (stb)	2,109,275	2,174,857	3.0%
Produksi kumulatif air (stb)	4,061,121	3,800,550	6.9%

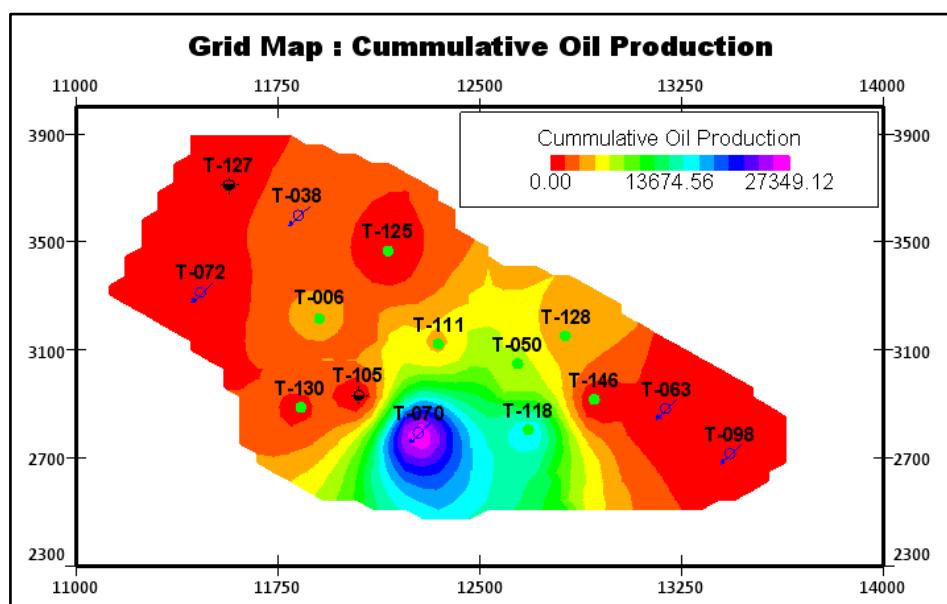
IV.5. Evaluasi model reservoir

Evaluasi dilakukan dengan membandingkan antara data produksi sumur dengan *property* batuan seperti permeabilitas, porositas dan NTG. Data produksi minyak dan air kumulatif disajikan dalam bentuk *bubble* dan *grid map*, adapun perata-rataan pada *grid map* menggunakan teknik "Nearest Neighbor". Gambar IV.36, IV.37, IV.38 dan IV.39 secara berturut-turut adalah *bubble map* produksi kumulatif minyak, *grid map* produksi kumulatif minyak, *bubble map* produksi kumulatif air dan *grid map* produksi kumulatif air. Software "Oil Field Manager" (OFM) digunakan dalam penelitian ini untuk memudahkan dalam membuat *bubble map* dan *grid map*.

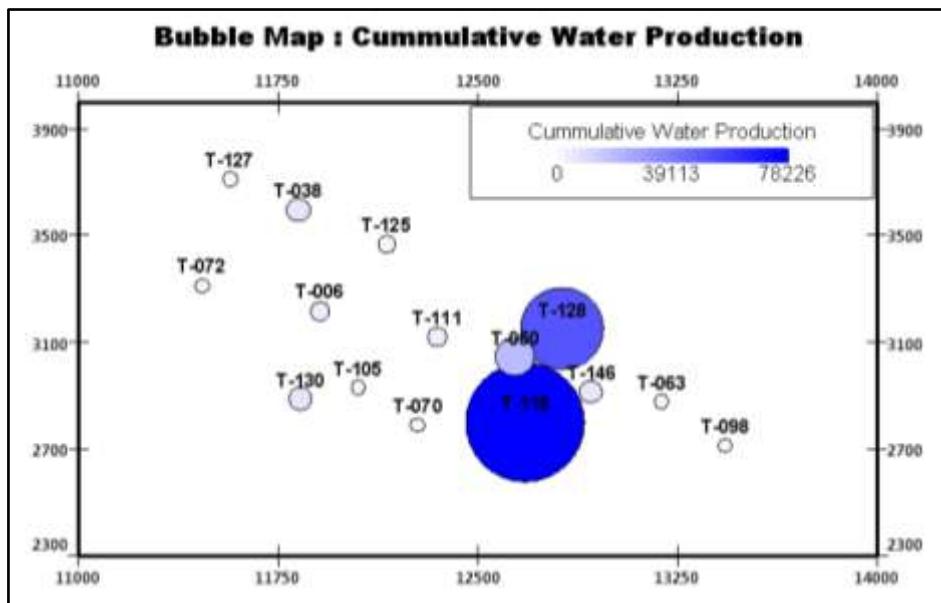
Peta permeabilitas arah X dan volume pori diperlihatkan oleh Gambar IV.40 dan Gambar IV.41. Dalam hal ini volume pori mewakili *property* dari porositas, NTG dan *thickness*.



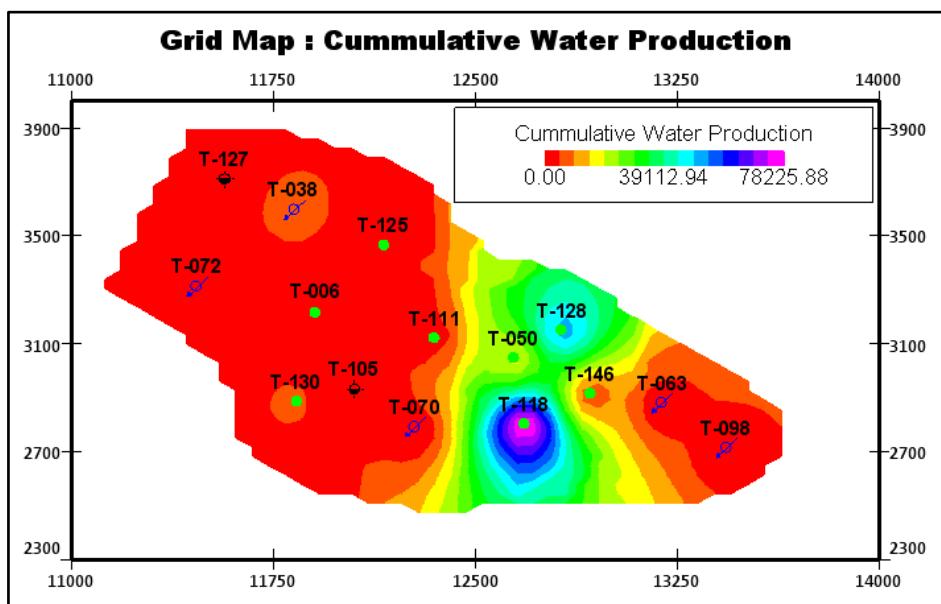
Gambar IV.36. *Bubble map* produksi minyak kumulatif.



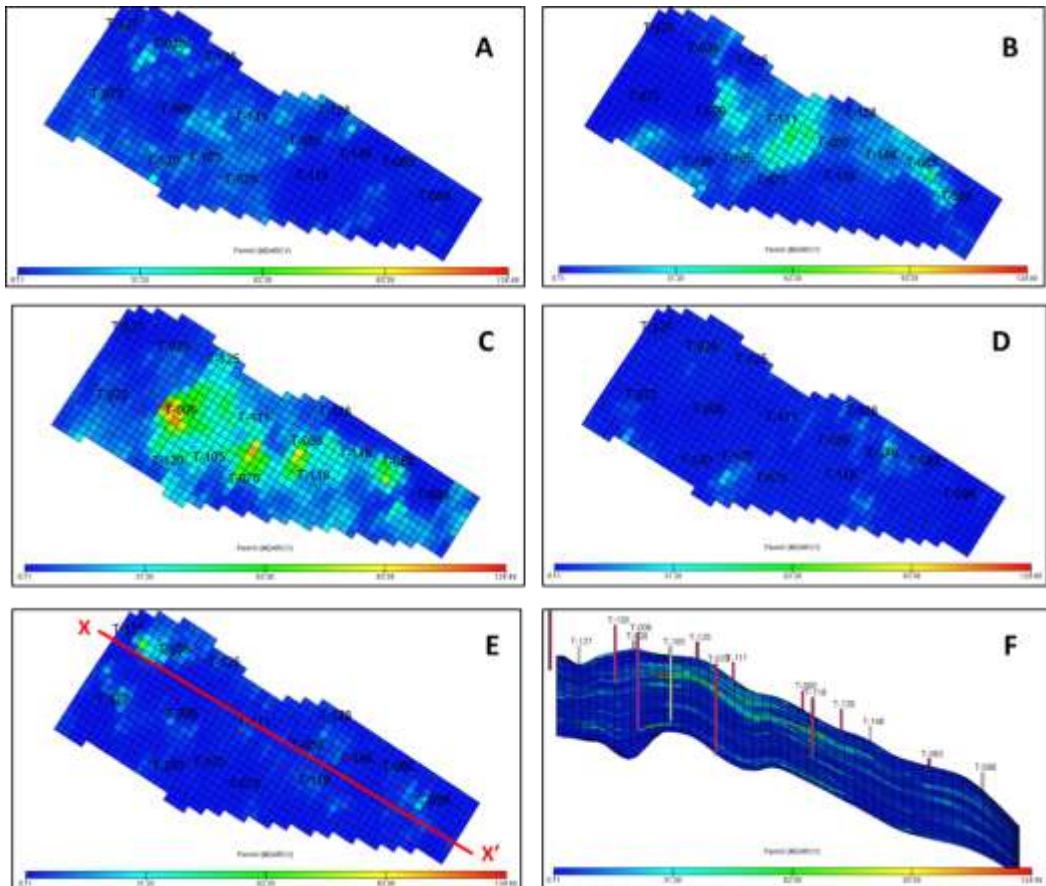
Gambar IV.37. *Grid map* produksi minyak kumulatif.



Gambar IV.38.*Bubble map* produksi air kumulatif.



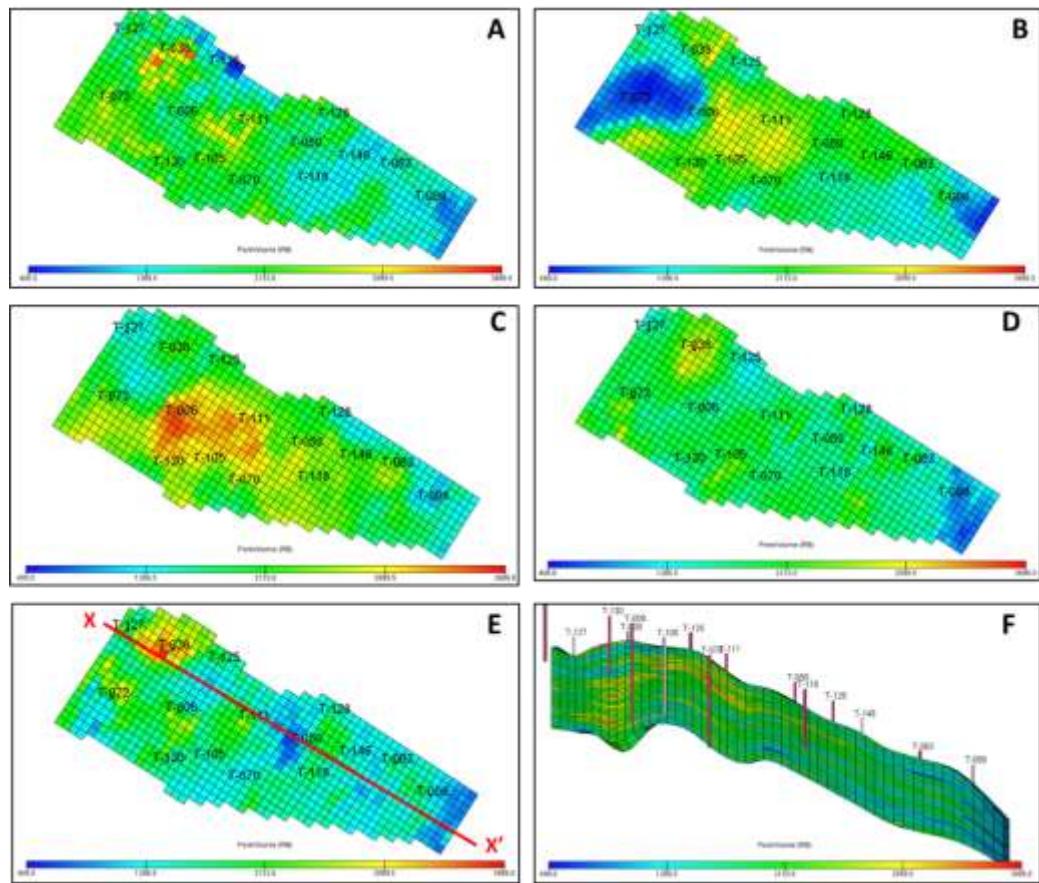
Gambar IV.39.*Grid map* produksi air kumulatif.



Gambar IV.40. Sebaran permeabilitas arah x: (A) Layer 1; (B) Layer 5; (C) Layer 10; (D) Layer 20; (E) layer 30; (F) Penampang X-X'.

Sebaran permeabilitas pada Gambar IV.40 menunjukkan bahwa area yang dengan permeabilitas yang lebih besar berada pada *layer* 5 sampai dengan 17 dan secara lateral menyebar ditengah-tengah model. Permeabilitas di *layer* 20 sampai 35 (*layer* terakhir) sangat rendah (*tight*), sehingga pada beberapa sumur tidak diperforasi.

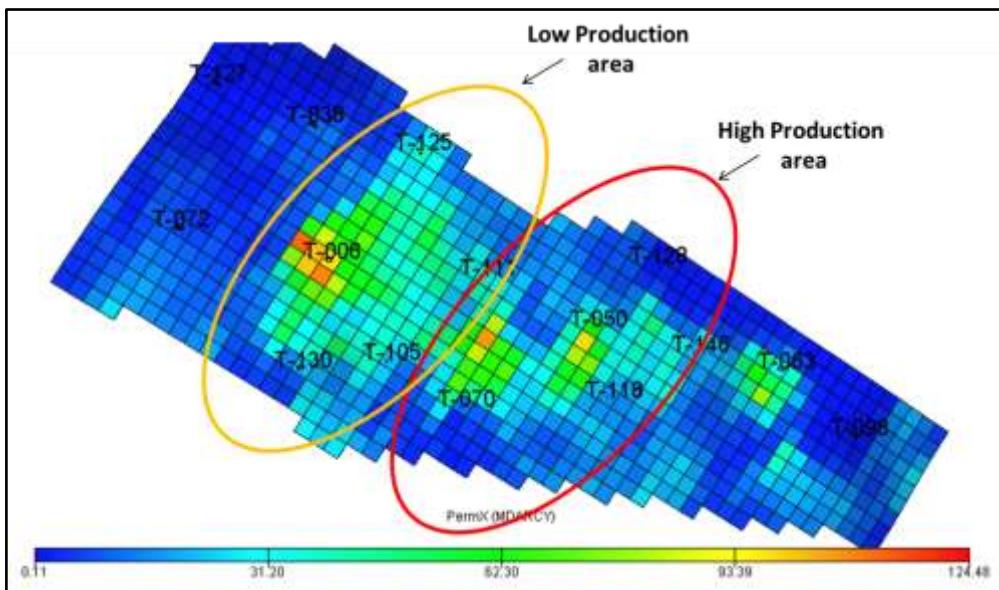
Distribusi permeabilitas sangat berkaitan dengan distribusi saturasi minyak mula-mula, karena tekanan kapiler yang digunakan untuk menentukan saturasi disebarluaskan berdasarkan besar kecilnya permeabilitas. Semakin tinggi permeabilitas maka semakin tinggi juga saturasi minyak mula-mula nya. Sehingga pola penyebaran saturasi minyak mula-mula akan serupa dengan pola penyebaran permeabilitas.



Gambar IV.41. Sebaran volume pori: (A) Layer 1; (B) Layer 5; (C) Layer 10; (D) Layer 20; (E) layer 30; (F) Penampang X-X'.

Secara sepintas sebaran volume pori pada Gambar IV.41 menyerupai sebaran permeabilitas, tetapi perbedaan volume pori tidak se-ekstrim pada permeabilitas. Volume pori pada *layer* 20 sampai 35 masih memiliki nilai yang cukup baik.

Membandingkan performa produksi terhadap data batuan akan lebih mudah dengan menggunakan sebaran permeabilitas di *layer* 10, karena pada *layer* ini terdapat perbedaan permeabilitas yang cukup signifikan.

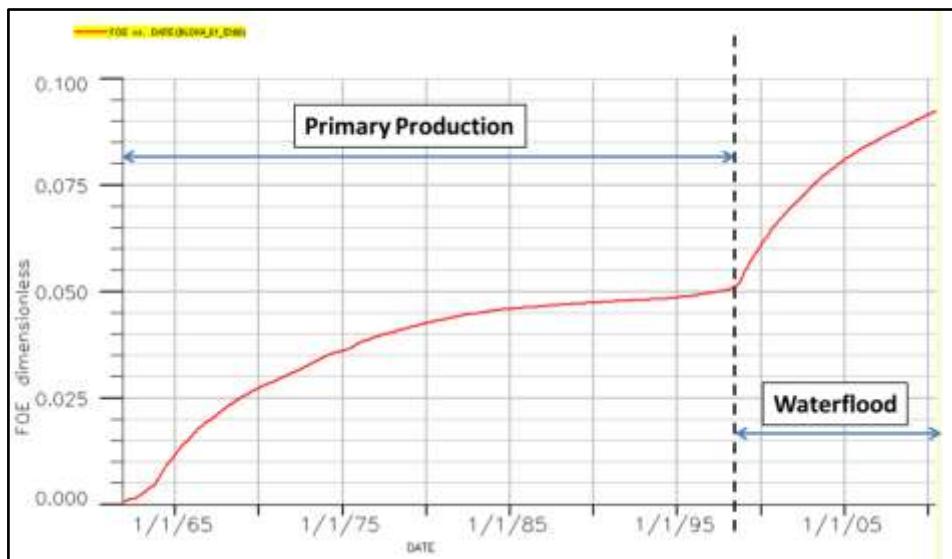


Gambar IV.42. Peta permeabilitas x layer 10.

Gambar IV.42 menunjukkan adanya ketidaksesuaian antara data produksi dengan permeabilitas, daerah dengan produksi kumulatif minyak & air yang rendah (lingkaran jingga) ternyata memiliki permeabilitas yang tergolong tinggi dimana sebaran nilainya mirip dengan sebaran permeabilitas didaerah yang berproduksi tinggi (lingkaran merah).

Perlu dilakukan analisa lebih lanjut untuk mengkonfirmasi angka permeabilitas pada lingkaran jingga tersebut, sebagai contoh dengan melakukan *pressure transient test*(pressure build-up atau pressure drawdown) sumur-sumur didalam area tersebut. Permeabilitas yang dihasilkan dari *pressure transient test* dapat digunakan untuk meng-*crosscheck* atau mengkoreksi nilai permeabilitas pada model.

Faktor perolehan minyak (*oil recovery factor*) tergolong sangat rendah walaupun sesudah *waterflood*, yaitu hanya 9% setelah berproduksi selama kurun waktu 48 tahun (Gambar IV.43). Penyebab utama dari rendahnya faktor perolehan minyak ini diperkirakan karena permeabilitas reservoir yang tergolong rendah (6 md).



Gambar IV.43. Faktor perolehan minyak.