
Rekonstruksi dan Validasi Data Permeabilitas Relatif Untuk Proses *History Matching* Dalam Simulasi Reservoir Pengembangan Lapangan X

Novia Rita¹, Andre Pratama Putra¹, Tomi Erfando¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

Abstrak

Sebelum suatu model reservoir digunakan, terlebih dahulu dilakukan *history matching* atau menyesuaikan kondisi model dengan dengan kondisi reservoir. Salah satu parameter yang perlu disesuaikan adalah permeabilitas relatif. Untuk melakukan rekonstruksi nilai permeabilitas relatifnya dibutuhkan data SCAL (*Special Core Analysis*) dari sampel *core*. Langkah awal rekonstruksi adalah dengan melakukan normalisasi data permeabilitas relatif (k_r) dan saturasi air (S_w) dari data SCAL yang berasal dari tiga sampel *core*. Setelah dilakukan normalisasi, dilakukan denormalisasi data permeabilitas relatif yang akan dikelompokkan berdasarkan jenis batuan. Setelah dilakukan *history matching* menggunakan *black oil simulator*, data denormalisasi tersebut belum sesuai dengan kondisi aktual. Selanjutnya digunakan persamaan *Corey* untuk rekonstruksi kurva permeabilitas relatifnya. Hasil dari persamaan tersebut didapat bahwa nilai k_{ro} dan k_{rw} jenis batuan 1 sebesar 0,25 dan 0,09 kemudian nilai k_{ro} dan k_{rw} untuk jenis batuan 2 sebesar 0,4 dan 0,2. Nilai permeabilitas dari persamaan *Corey* digunakan untuk melakukan *history matching*, hasilnya didapat kecocokan (*matching*) dengan keadaan aktual. Berdasarkan hasil simulasi, nilai produksi minyak aktualnya adalah 1.465.650 bbl sedangkan produksi dari simulasi adalah 1.499.000 bbl. Artinya persentase perbandingan aktual dan simulasinya adalah 1,14% yang dapat dikatakan cocok karena persentase perbedaannya di bawah 5%.

Kata Kunci: Denormalisasi, *History matching*, Normalisasi, Permeabilitas relatif, simulasi reservoir

Alamat email korespondensi penulis: noviarita@eng.uir.ac.id

PENDAHULUAN

History matching adalah suatu proses atau pekerjaan yang sangat penting dalam simulasi reservoir untuk skenario pengembangan suatu lapangan. *History matching* bertujuan untuk memperoleh kondisi model yang sesuai dengan kondisi aktual dengan perbedaan yang tidak signifikan (Tavassoli, 2004).

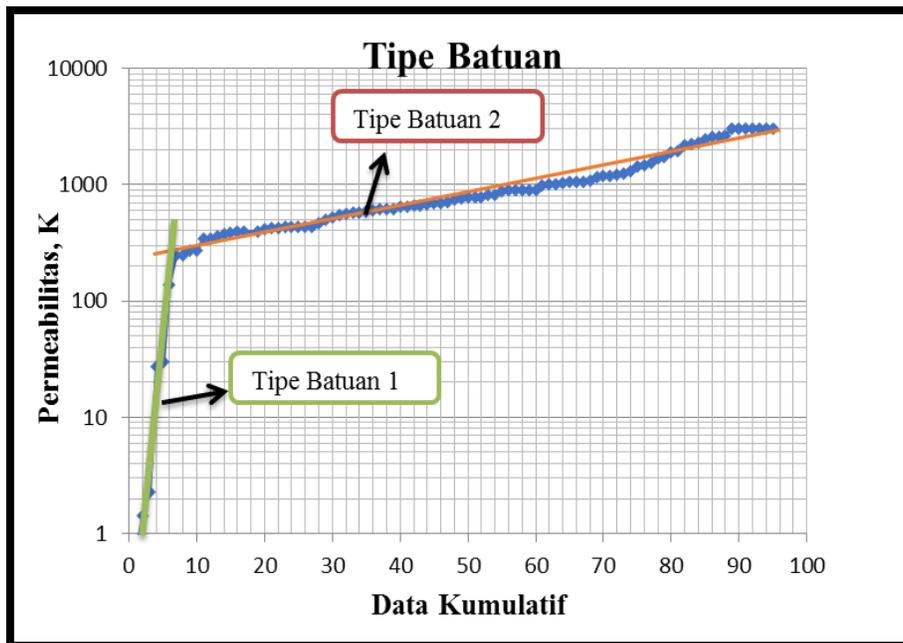
Dalam proses *history matching* ada beberapa parameter yang dapat mempengaruhinya, salah satunya adalah data permeabilitas relatif. Permeabilitas relatif merupakan bagian penting hampir diseluruh perhitungan aliran fluida di reservoir yang utama data tersebut digunakan untuk mencocokkan, memprediksi dan optimalisasi kemampuan reservoir minyak dan gas melalui simulasi (Mosavat, 2013). Permeabilitas relatif ini dapat digunakan dalam proses *history matching* laju alir produksi (*production rate*), laju alir produksi yang akan dicocokkan adalah laju alir produksi fluida, minyak dan air. Data permeabilitas relatif akan divalidasi dan direkonstruksi sampai laju alir produksi fluida, minyak dan air simulasi sesuai atau *matching* dengan laju alir produksi fluida, minyak dan air. Validasi dan rekonstruksi data permeabilitas relatif dalam proses *history matching* pada pengembangan lapangan X menggunakan simulator reservoir.

METODE PENELITIAN

Penentuan kurva permeabilitas relatif dapat ditentukan melalui data *Special Core Analysis* (SCAL) dari hasil uji *core* di laboratorium (Fanchi, 2001; Edinov et al, 2009). *Core* yang digunakan diambil langsung dari formasi reservoir pada lapangan X sehingga dapat menggambarkan kondisi aktua di lapangan. Pengelompokan jenis atau sifat batuan dapat diperoleh dari hasil penyebaran permeabilitas yang telah dimodelkan dalam model *static reservoir simulator*. Hasil penyebaran harga permeabilitas tersebut kemudian digambarkan antara permeabilitas dan kumulatif data harga permeabilitas, seperti yang ditunjukkan pada gambar 1. Melalui grafik tersebut kemudian dibuat pengelompokan jenis batuan (*rock type*) yang berdasarkan selang permeabilitas dan fungsi dari harga *connate water saturation* (Swc) maka diperoleh pengelompokan menjadi 2 jenis batuan sebagai berikut:

Tabel 1 Pengelompokan jenis batuan

Jenis Batuan	Nilai Swc	Nilai Permeabilitas (dM)
Tipe 1	< 20%	0-320
Tipe 2	> 20%	320-3000

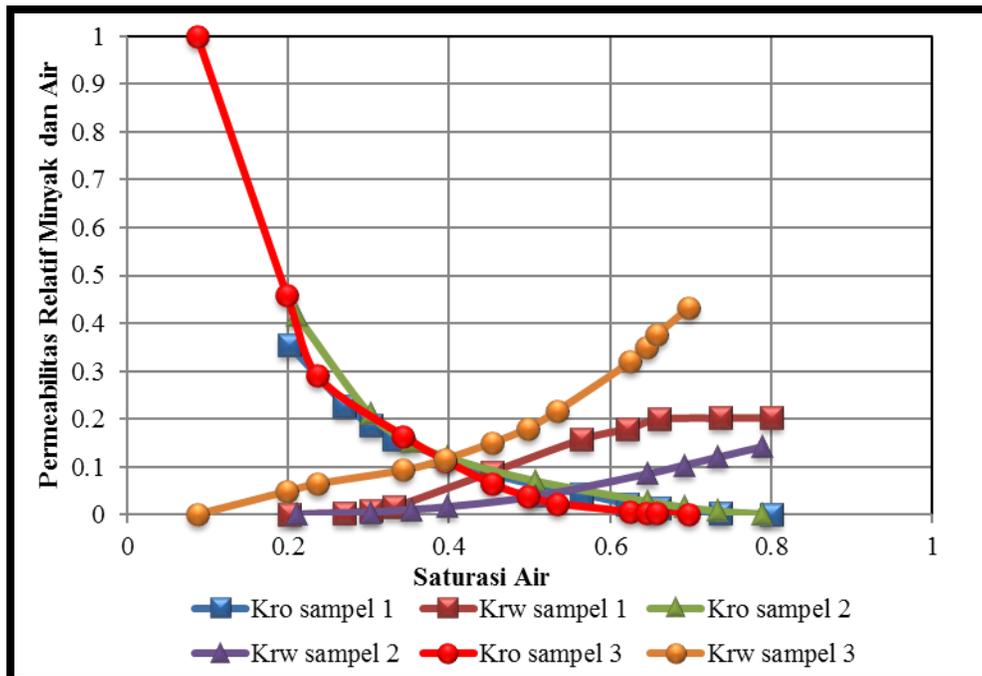


Gambar 1 Pengelompokan Jenis Batuan

Kajian parameter permeabilitas batuan reservoir di lapangan X dilakukan berdasarkan data analisis laboratorium SCAL dari percontohan inti batuan yang diperoleh dari sumur X. Hasil yang diperoleh adalah berupa data permeabilitas relatif untuk fluida minyak dan air pada beberapa harga Swc. Tabel 1 dan gambar 2 adalah data permeabilitas relatif batuan hasil pengukuran SCAL laboratorium, untuk sistim minyak - air yang masing-masing diperoleh dari 3 sampel (*core plug*) dari X yang telah dipilih secara bervariasi terhadap kedalaman, yaitu: 539 meter, 565 meter, dan 531 meter.

Tabel 2 Data 3 Sampel Core

Indikator	Sampel 1	Sampel 2	Sampel 3
ID	X1	7A	21
K	3847	2661	706
<u>ko@Swc</u>	1364,8	1108,4	569
Por	0,294	0,304	0,274
Swc	0,2005	0,2115	0,087
Sor	0,2005	0,2115	0,303



Gambar 2 Grafik Permeabilitas Relatif Sampel Core Lapangan X Sebelum Normalisasi

Metode yang digunakan adalah normalisasi – denormalisasi sejumlah kurva Kr terhadap S dari suatu formasi. Normalisasi merupakan perubahan kepada kondisi normal dari data yang bervariasi dengan menentukan kurva Kr terhadap S rata-rata yang representative untuk suatu reservoir atau formasi dari sejumlah analisis contoh *core analysis*.

Untuk keperluan simulasi reservoir, terlebih dahulu harus dilakukan normalisasi terhadap data permeabilitas relatif batuan hasil pengukuran laboratorium. Sehingga didapatkan kurva-kurva yang dapat mewakili berbagai macam variasi harga S_{wc} yang terdapat di dalam reservoir dengan dari persamaan (Tarek, 2001):

$$S_w * = \frac{(S_w - S_{wc})}{(1 - S_{wc} - S_{or})} \quad K_{rw} * = \frac{(K_{rw})}{(K_{rw}@S_{or})} \quad K_{ro} * = \frac{(K_{ro})}{(K_{ro}@S_{wc})}$$

Data permeabilitas relatif yang ada akan direkonstruksi menggunakan Metode Corey (1954), sehingga akan didapatkan suatu kurva permeabilitas baru yang akan digunakan dalam proses *history matching*

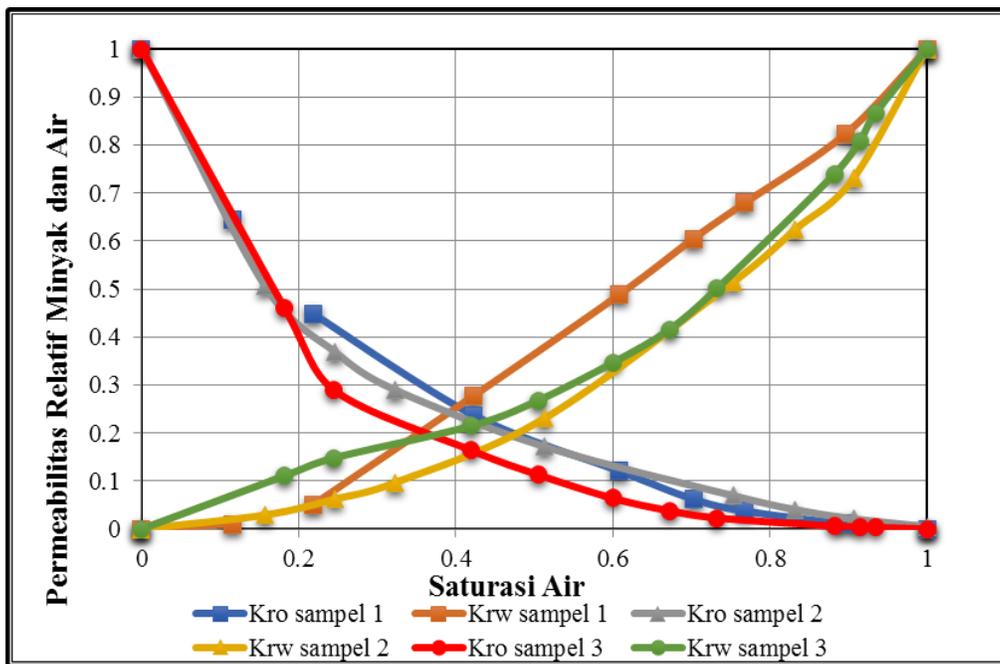
pada Lapangan X. Rekonstruksi kurva permeabilitas relatif menggunakan metode Corey adalah dengan persamaan berikut :

$$K_{ro} = K_{ro} S_{wmin} \left[\frac{S_{wmax} - S_w - S_{orw}}{S_{wmax} - S_{wi} - S_{orw}} \right] C_o$$

$$K_{rw} = K_{rw} S_{omin} \left[\frac{S_w - S_{wcr}}{S_{wmax} - S_{wcr} - S_{orw}} \right] C_w$$

HASIL DAN PEMBAHASAN

Data permeabilitas relatif penting untuk diketahui karena dapat menganalisis kemampuan batuan reservoir untuk mengalirkan fluida lebih dari satu fasa. Untuk itu yang harus kita lakukan adalah mengumpulkan data-data yang didapat dari SCAL (*Speciacore analysis*). Kemudian data tersebut direkonstruksi, Sistem rekontruksi merupakan suatu metode yang digunakan untuk mempersiapkan data-data yang diperoleh melalui perhitungan. Proses perhitungan tersebut bisa berupa proses normalisasi data maupun korelasi data. Hal ini dilakukan jika data kurang stabil atau kurang memadai. Untuk kasus lapangan X metode normalisasi perlu dilakukan karena dalam satu lapangan memiliki 3 sampel *core* yang belum representatif dalam menggambarkan kondisi karakter reservoir yang sesungguhnya. Untuk melakukan normalisasi data perlu ditinjau jumlah fasa yang ada dalam reservoir. Dari data yang diperoleh berdasarkan hasil SCAL didapat sistem fluida dua fasa yaitu sistem minyak-air. Data SCAL yang terdiri dari 3 sampel *core* sebelum dilakukan proses normalisasi yang dapat dilihat pada gambar 2.



Gambar 3 Grafik Normalisasi Permeabilitas Relatif Sampel *Core* Lapangan X

Gambar 2 menjelaskan tentang hubungan kurva-kurva Kr vs Sw sebelum dilakukan proses normalisasi sulit untuk menentukan harga Kr rata-rata pada lapangan X karena bervariasinya harga atau nilai Kr vs Sw sehingga sulitnya menentukan titik ujung maka perlunya normalisasi data agar diperolehnya data-

data yang representatif. Proses normalisasi dilakukan untuk setiap sampel *core* yang dapat dilihat pada gambar 3. Setelah dilakukan normalisasi untuk setiap sampel *core*, maka untuk menentukan kerangka sebelum melakukan rekonstruksi kurva relative permeabilitas penentuan nilai Kr rata-rata merupakan satu hal yang harus dilakukan, karena penentuan harga Kr rata-rata dapat merepresentasikan nilai rata-rata dari 3 buah hasil normalisasi sampel *core* pada lapangan X.

Kurva-kurva permeabilitas yang digunakan dalam studi ini tidak mempunyai susunan yang sama dimana harga permeabilitas relatif dan harga saturasi bervariasi. Oleh karena itu perlu dilakukan penyeragaman sebelum dilakukan analisis. Bentuk yang dinormalkan dipilih karena sebelum proses normalisasi ini berkenaan dengan sukarnya menentukan titik ujung dari kurva permeabilitas relatif terhadap saturasi, seperti gambar 3.

Setelah itu kita tentukan kurva permeabilitas relative rata-rata yang mewakili dari ketiga sampel. Seperti yang ditunjukkan pada gambar 4. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa didapatkan satu nilai Kr rata-rata dari 3 buah sampel yang telah dinormalisasi (ditunjukkan dengan garis hijau-kuning pada gambar 4). Nilai rata-rata inilah yang nantinya di jadikan sebagai kerangka dalam pembentukan kurva rekonstruksi permeabilitas relatif, dimana persamaan untuk setiap *trendline*:

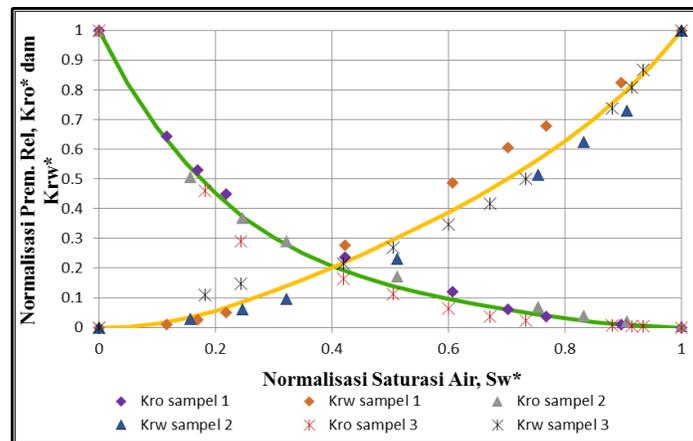
	Coefficient Data Krw	Coefficient Data Kro
a	1,656973	2,07799
b	-3,05197	-6,01129
c	2,507039	6,816956
d	-0,11955	-3,88119
e	0,001394	0,999519

Untuk sistem minyak (Kro)

$$y = 2,07799 (sw^*)^4 - 6,01129 (sw^*)^3 + 6,816956 (sw^*)^2 - 3,88119 (sw^*) + 0,999519$$

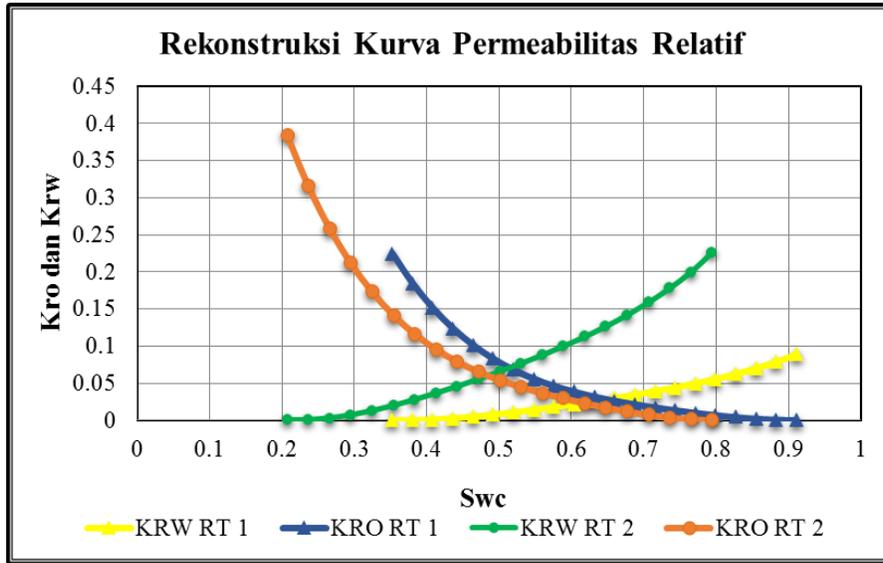
Untuk sistem air (Krw)

$$y = 1,656973 (sw^*)^4 - 3,05197 (sw^*)^3 + 2,507039 (sw^*)^2 - 0,11955 (sw^*) + 0,001394$$

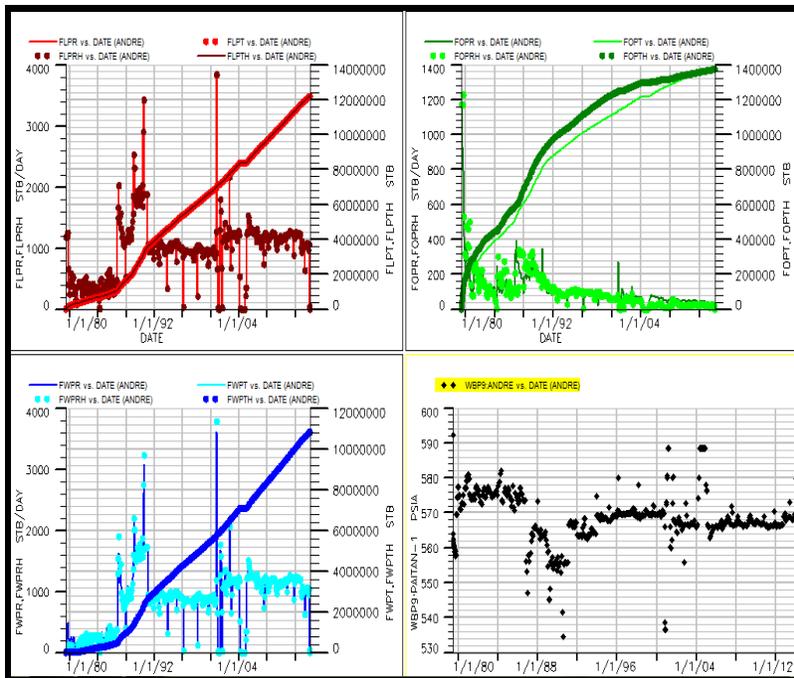


Gambar 4 Grafik Normalisasi dan Penentuan Kr rata-rata kurva Permeabilitas Relatif

Menggunakan persamaan pada trendline dalam gambar di atas, maka dibentuklah sebuah kurva relative permeabilitas yang baru / rekonstruksi data relative permeabilitas berdasarkan pembagian tipe batuan pada reservoir lapangan X dengan mengacu kepada nilai endpoint pada lapangan ini. Sehingga didapatkan nilai kurva permeabilitas relatif untuk setiap Tipe batuan nya seperti gambar berikut:



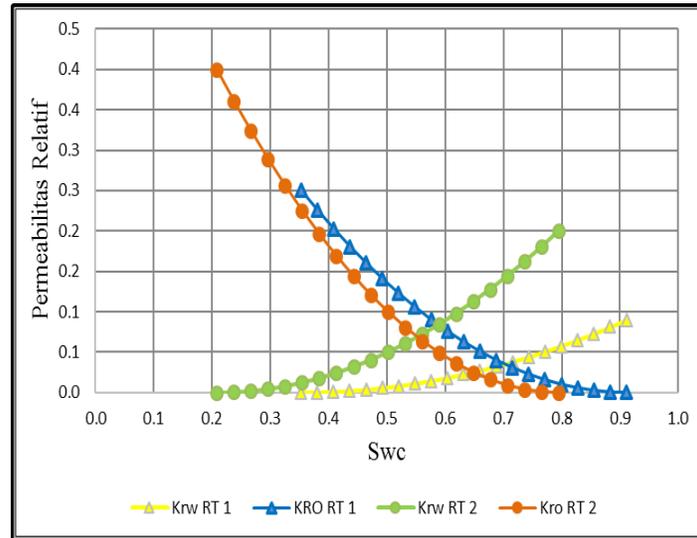
Gambar 5 Rekonstruksi Kurva Permeabilitas Relatif



Gambar 6 History Matching dengan Data Kurva Permeabilitas Relatif Normalisasi

Validasi Permeabilitas Relatif

Dengan menggunakan normalisasi dan rekonstruksi kurva relative permeabilitas dari 3 data *core* tersebut, maka hasil simulasi antara total komulatif minyak dan air pada lapangan X masih terdapat perbedaan di atas 5%. Ini mengindikasikan bahwa perbandingan volume aktual dan simulasi masih terlalu jauh berbeda, di mana standar *history matching* tersebut adalah di bawah 5% seperti pada gambar 6.



Gambar 7 Kurva Permeabilitas Relatif Metode Corey

Proses *history matching* selanjutnya adalah dengan cara melakukan rekontruksi kurva permeabilitas relatif hasil denormalisasi menggunakan Metode Corey (Gambar 7), sehingga didapatkan kurva permeabilitas relatif yang baru dan akan digunakan sebagai kurva permeabilitas relatif di dalam model simulasi reservoir.

Tabel 3 Rekontruksi Permeabilitas Menggunakan metode Corey

Tipe batuan	Sw	Sebelum		Sesudah	
	So	Kro	Krw	Kro	Krw
RT1	0,352305	0,224534	0,100190	0.25	0.09
	0,088897				
RT2	0,207582	0,383947	0,226102	0.4	0.20
	0,205192				

Dengan menggunakan kurva permeabilitas yang telah di rekontruksi menggunakan metode Corey tersebut hasil simulasi antara total minyak pada lapangan X adalah sebesar 1% (Gambar 4.14). Ini mengindikasikan bahwa perbandingan volume aktual dan simulasi telah *matching*, karena telah memenuhi standar *history matching* di bawah 5%.

KESIMPULAN

Kurva permeabilitas relatif fungsi saturasi pada lapangan X dapat ditentukan dengan metode normalisasi dan de-normalisasi. Kurva permeabilitas relatif dari hasil rekontruksi 3 sampel data *core*

lapangan X belum menghasilkan *history matching* minyak yang baik. Di mana persentase perbandingan volume minyak aktual dan simulasi sebesar 9% sementara persentase harus di bawah 5% agar dapat dikatakan *matching*. Setelah menggunakan metode *corey* untuk merekonstruksi ulang kurva permeabilitas relatif sehingga didapatkan persentase perbandingan volume minyak aktual dan simulasi sebesar 1%. Sehingga dapat dikatakan bahwa antara volume minyak aktual dan simulasi telah *matching* karena perbandingannya di bawah 5%.

DAFTAR PUSTAKA

Eyidinov, D., Gao, G., Li, G., & Reynolds, A. C. (2009). Simultaneous Estimation of Relative Permeabilitas and Porosity/Permeabilitas Fields by *History Matching* Production Data. *Journal of Canadian Pteroleum Technology*, v. 48, p. 13. Doi:10.2118/167654-MS

Fanchi, J. R. (2001). *Principle of Applied Reservoir Simulation* (2nd ed.). Huston, Texas: Gulf Publishing Company. Doi:10.2118/165445-MS.

Mosavat, N., Torabi, F., & Zarivnyy, O. (2013). *Developing New Corey-Based Water/Oil Relative Permeability Correlations fo Heavy Oil Systems*. Paper presented at SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Alberta, Canada 11-13 June.

Tarek, A. (2001). *Reservoir Engineering* (2nd ed.). Huston, Texas: Gulf Publishing Company.

Tavassoli, Z., Carter, J. N., King, P. R. (2004). Errors in *History Matching*. *SPE Journal*. 352. doi:10.2118/86883-PA.

LAMPIRAN

Tabel 4 Data Permeabilitas Relatif Sampel 1

Sw	krw	kro
0,2005	0	0,3548*
0,2701	0,0033	0,2285
0,3025	0,0085	0,188
0,3315	0,016	0,159
0,4539	0,0902	0,084
0,5644	0,158	0,043
0,6211	0,18	0,0221
0,6603	0,2003	0,0133
0,7373	0,2028	0,00388
0,7995	0,2028**	0

Tabel 5 Data Permeabilitas Relatif Sampel 2

Sw	krw	kro
0,2115	0	0,4165*
0,302	0,0048	0,211
0,3536	0,0103	0,1536
0,3975	0,0159	0,1208
0,5074	0,038	0,0715
0,6465	0,085	0,0288
0,6918	0,103	0,0167
0,7344	0,12	0,0088
0,7885	0,1415**	0,00208

Tabel 6 Data Permeabilitas Relatif Sampel 3

Sw	krw	kro
0,087	0	1*
0,198	0,048	0,46
0,236	0,064	0,29
0,343	0,093	0,164
0,395	0,116	0,113
0,453	0,15	0,064
0,497	0,18	0,038
0,534	0,217	0,023
0,625	0,32	0,006
0,645	0,35	0,0041
0,657	0,375	0,0033
0,697	0,433**	0