

Skenario Pengembangan Untuk Meningkatkan *Recovery Factor* Pada Lapangan TR Lapisan X Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir

Oleh :

Muhamad Taufan Azhari, Maman Djumantara, MT¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

SARI

Simulasi reservoir merupakan bagian dari ilmu teknik perminyakan, khususnya teknik reservoir dimana model komputer digunakan untuk memprediksikan aliran fluida melalui media yang bersifat *porous*. Proses suatu simulasi reservoir dimulai dengan beberapa langkah, yakni preparasi data, pembangunan model beserta *grid*, inisialisasi, penyelarasan data produksi dengan simulasi (*history matching*), serta prediksi *performance* produksi model yang disimulasikan. Proses inisialisasi dilakukan untuk menyesuaikan nilai OOIP atau total hidrokarbon awal yang mengisi reservoir dengan nilai OOIP awal pada model static.

Untuk mendapatkan peramalan kinerja produksi yang akurat, rencana pengembangan Lapangan TR Lapisan X dilakukan dengan memprediksikan kinerja reservoir untuk berproduksi selama 30 tahun (sampai dengan Januari 2044). Pengembangan yang direncanakan pada penelitian ini berjumlah 4 skenario, yang terdiri dari skenario 1 (*Base Case*), skenario 2 (*Base Case + Reopening* sumur yang non-aktif), skenario 3 (skenario 2 + *Infill* sumur produksi), skenario 4 (Skenario 2 + *infill* sumur injeksi pola 5 *spot*).

ABSTRACT

Reservoir simulation is an area of reservoir engineering in which computer models are used to predict the flow of fluids through porous media. Reservoir simulation process starts with several steps; data preparation, model and grid construction, initialization, history matching and prediction. Initialization process is done for matching OOIP or total initial hydrocarbon which fill reservoir with hydrocarbon control volume with volumetric method.

To aim the best encouraging optimum data, these development scenarios of TR Field Layer X will be predicted for 30 years (from 2014 until January 2044). Development scenarios in this study consist of 4 scenarios : Scenario 1 (Base Case), Scenario 2 (Base Case + Reopening non-active wells), Scenario 3 (scenario 2 + infill production wells), Scenario 4 (Scenario 2 + 5 spot pattern of infill injection wells).

Keywords: reservoir simulation, reservoir simulator, history matching

PENDAHULUAN

Dalam pengembangan lapangan minyak, simulasi reservoir memegang peranan penting. Dengan memodelkan reservoir yang mewakili karakteristik reservoir dapat diketahui kinerja reservoir dalam berbagai skenario pengembangan. Simulasi reservoir pada prinsipnya adalah suatu usaha yang dilakukan untuk memodelkan/mewakili kondisi reservoir yang sebenarnya melalui *software* pada komputer, sehingga dapat diprediksi kinerja reservoirnya. Adapun proses simulasi tersebut terdiri dari pengintegrasian metode-metode matematis dengan berbagai data yang diperlukan, seperti data geologi, data geofisika, data petrofisik, dan data produksi).

Adapun secara lebih spesifik, simulasi reservoir dilakukan untuk memprediksikan kinerja reservoir secara lebih menyeluruh dengan berbagai kondisi sumur dan skenario produksi sehingga akan diperoleh perkiraan yang baik terhadap rencana/tahapan pengembangan selanjutnya pada suatu lapangan.

Pada penelitian kali ini, Penulis menggunakan simulasi reservoir untuk mendapatkan skenario paling optimal yang sekiranya dapat diimplementasikan pada lapangan "TR" pada masa yang akan datang, dimana Penulis melalui penelitian ini sekaligus membahas permasalahan yang mungkin terjadi pada usaha pengembangan lapangan yang bersangkutan.

TUJUAN

Simulasi reservoir dilakukan dengan tujuan untuk membangun sebuah model reservoir yang dapat merepresentasikan kondisi aliran pada reservoir, termasuk sifat-sifat batuan dan fluida reservoir yang sebenarnya. Metode simulasi ini digunakan untuk mengevaluasi simulasi reservoir yang telah dilakukan sebelumnya dengan harapan dapat memperbaiki keakuratan model reservoir yang digunakan dengan penambahan data produksi. Dari hasil simulasi dapat dilakukan evaluasi, skenario pengembangan manakah yang paling efektif digunakan pada suatu lapangan.

RUMUSAN MASALAH

Permasalahan yang akan muncul dalam penelitian ini yang pertama-tama adalah mengenai kelengkapan data-data yang diperlukan untuk diolah dan selanjutnya diinput ke dalam simulator, seperti data-data SCAL, PVT, produksi. Kemudian mengenai besarnya OOIP awal, serta proses penyesuaian antara data sejarah produksi dengan simulasi, yang dikenal sebagai proses *history matching*.

TEORI DASAR

Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir terdiri dari berbagai tahapan, yang dimulai dengan proses pembuatan model hingga prediksi kinerja produksi berdasarkan skenario yang akan ditentukan selanjutnya.

Pembuatan Model Reservoir

Pembuatan model geologi-reservoir dilakukan secara sistematis yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang optimal untuk mensimulasikan reservoir sesuai dengan tujuan dan tahapan yang diprioritaskan dalam simulasi. Pedoman untuk membuat suatu model geologi-reservoir mencakup beberapa bagian, antara lain:

1. Peta geologi dan seismic untuk pemodelan.
2. Petrofisik
3. Pembuatan/desain model grid
4. *Fracture* dan pembuatan model grid *dual porosity*.
5. *Scale-up well log*.
6. Variogram.
7. *Facies* dan pemodelan
8. Pemodelan distribusi porositas.
9. Penentuan permeabilitas dan pemodelan.
10. Validasi property.
11. Coarse model

Pengolahan Data Reservoir

Hasil simulasi reservoir sangat ditentukan oleh kelengkapan data-data yang tersedia serta bagaimana dalam pengolahan data-data tersebut terutama pengolahan data-data reservoir. Tujuan dari pengolahan data-data reservoir ini adalah untuk memaksimalkan data-data yang terbatas dengan pengolahan data secara detail sehingga akan menghasilkan model simulasi reservoir yang sesuai dengan kondisi reservoir yang sebenarnya. Pengolahan data-data reservoir tersebut sangat berkaitan dengan kelengkapan data dan format untuk laporan studi POD yang harus disiapkan, bagaimana cara menganalisa data dan melakukan proses perhitungan. Dalam pengolahan data-data reservoir terdiri dari:

1. Penentuan *rock region*.
2. Data SCAL (*Special Core Analysis*) yang terdiri dari: data input, end point data SCAL, dan normalisasi juga rekonstruksi kurva relatif permeabilitas.
3. Data PVT, tekanan, dan temperatur.
4. Data produksi.

Selain itu, perlu diketahui jenis reservoir yang akan dimodelkan. Umumnya jenis reservoir terbagi menjadi tiga jenis berdasarkan fluida yang akan diproduksi, yaitu reservoir gas, minyak, dan kondensat. Reservoir gas dapat disertai adanya zona *aquifer* atau tidak. Simulasi cukup dengan menggunakan model satu fasa pada sistem reservoir gas tanpa *aquifer*. Reservoir minyak yang hanya terdapat perpindahan massa minimal antara minyak dengan gas terasosiasi dapat ditangani dengan menggunakan jenis simulator *black-oil*, sedangkan reservoir minyak dengan adanya zona *aquifer* akan membutuhkan model dua fasa.

Inisialisasi

Sebelum proses *history matching*, model reservoir diinisialisasi untuk mengecek dan menetapkan kondisi kesetimbangan awal reservoir dan menentukan *initial volume in place* dari reservoir. Harga OOIP (*Original Oil in Place*) dihitung selama proses inisialisasi model reservoir ini dan digunakan sebagai parameter acuan pada saat proses *history matching* produksi.

Penyelarasan (*History Matching*)

History Matching dilakukan dengan bertujuan untuk memvalidasi kemampuan produksi dari model dengan data sejarah lapangan. Pada proses ini yang digunakan sebagai acuan adalah laju alir produksi, artinya dengan menetapkan bahwa laju alir produksi yang dimasukkan ke dalam model simulasi adalah sama dengan laju alir produksi aktualnya yaitu dari data sejarah produksi lapangan. Selanjutnya laju alir produksi minyak, laju alir produksi air, tekanan, *gas oil ratio*, dan *water cut* harus diselaraskan (*match*) dengan data lapangan yang sebenarnya.

Banyak faktor yang dapat dilakukan agar tercapai hasil *history matching*, akan tetapi hanya beberapa parameter yang dapat dirubah selama proses *history matching* itu sendiri, antara lain:

1. *Aquifer*: volume, *property*, metode.
2. *Transmissibility*.
3. *Rock Region* dan bentuk kurva permeabilitas relatif.
4. Kompresibilitas.
5. Distribusi hidrokarbon.
6. Data sumuran: PI, BHP, *skin factor*.
7. Batas fluida (*contact*): OWC, GOC, atau GWC.

Production Forecast

Setelah proses *history matching* selesai, maka dapat diasumsikan bahwa model dan karakteristik reservoir hasil simulasi telah menggambarkan kondisi reservoir yang sebenarnya. Tujuan utama dari prediksi/peramalan produksi reservoir adalah untuk memperkirakan kinerja reservoir dengan menjalankan beberapa skenario pengembangan. Hasil dari peramalan produksi ini merupakan *performance* dari reservoir itu sendiri di masa yang akan datang.

Terdapat beberapa skenario pengembangan yang dapat dilakukan pada studi simulasi reservoir. Peramalan produksi yang dilakukan dibatasi sampai dengan waktu tertentu pada suatu lapangan produksi. Contoh skenario pengembangan untuk suatu lapangan, antara lain:

1. *Existing wells*
Skenario ini memprediksikan produksi suatu lapangan dengan meneruskan produksi dari sumur-sumur yang sudah ada saja.
2. *Infill drilling*
Skenario ini bertujuan untuk memperluas daerah pengurasan dengan menambahkan sumur produksi pada daerah hidrokarbon yang belum terkurus untuk meningkatkan perolehan minyak berdasarkan potensial area yang tersisa setelah *history matching*.

Selain beberapa contoh skenario seperti yang telah disebutkan sebelumnya, terdapat beberapa contoh skenario lain seperti dilakukannya *workover*, injeksi, dan lain-lain.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Simulasi Reservoir Lapangan TR

Tahap awal yang dilakukan sebelum melakukan simulasi pada Reservoir Lapangan TR adalah mempersiapkan data-data yang diperlukan untuk keperluan simulasi itu sendiri. Data – data yang diperlukan antara lain seperti yang telah disebutkan pada bagian sebelumnya, yang meliputi data geologi, data karakteristik batuan reservoir, data karakteristik fluida reservoir, data sejarah produksi, dan data sejarah tekanan sumur. Lalu semua data yang telah didapatkan dimasukkan kedalam sebuah reservoir simulator untuk kemudian didapatkan sebuah model reservoir. Berdasarkan hasil simulasi, isi minyak awal di tempat (OOIP) berkisar antara 13.8 MMSTB, tidak jauh berbeda dengan perhitungan awal isi minyak ditempat secara volumetrik yaitu sebesar 13.5 MMSTB. Perbedaan OOIP dengan perhitungan simulasi dengan hasil perhitungan OOIP secara volumetrik adalah sebesar 2.2%. Dengan melihat presentase perbedaan yang kurang dari 4%, maka OOIP hasil *running* simulasi (model) dianggap sudah layak untuk dijalankan dalam proses penyelarasan selanjutnya.

Dari hasil *running* data pada simulasi, didapatkan bahwa sejarah produksi dengan perhitungan dari model tidak cocok/*match*, maka penyelarasan sejarah produksi dilakukan dengan merubah data SCAL (*Special Core Analysis*) untuk menyesuaikan laju alir produksi gas dan air yaitu dengan merubah harga parameter k_{rg} atau harga k_{rw} . Jika keselarasan antara data *output* dari simulasi dengan data sejarah produksi telah tercapai, maka model selanjutnya akan dianggap *valid* karena sudah cukup baik merepresentasikan profil/keadaan dari reservoir yang sebenarnya sehingga model tersebut nantinya dapat digunakan untuk memprediksikan kinerja reservoir untuk masa yang akan datang.

Pengembangan Lapangan TR Lapisan X dilakukan setelah model reservoir sudah selaras dengan kondisi sebenarnya. Pada tugas akhir ini rencana pengembangan Lapangan TR Lapisan X dilakukan dengan memprediksikan kinerja reservoir untuk berproduksi selama 30 tahun (sampai dengan Januari 2044). Pengembangan yang direncanakan pada penelitian ini berjumlah 4 skenario, yang terdiri dari skenario 1 (*Base Case*), skenario 2 (*Base Case + Reopening* sumur yang non-aktif), skenario 3 (skenario 2 + *Infill* sumur produksi), skenario 4 (Skenario 2 + *infill* sumur injeksi pola 5 *spot*).

Laju produksi minyak dari keempat skenario prediksi yang dilakukan, relatif sama pada setiap skenarionya yaitu pada awal dilakukannya skenario

prediksi laju produksi minyak meningkat dan seiring berjalannya waktu laju produksi minyak relatif menurun hingga akhir waktu prediksi 30 tahun kedepan yaitu hingga tahun 2044. Kenaikan *Recovery factor* yang diperoleh oleh masing-masing hasil skenario didalam simulasi adalah sebesar 1.8%, 11.76%, 14.87%, dan yang terakhir sebesar 12.4%. Peningkatan laju produksi minyak yang paling besar dari masing – masing skenario adalah pada skenario III, yang disebabkan oleh dilakukannya penambahan sumur-sumur infill serta adanya kontribusi injeksi air dari sumur-sumur injeksi di sekitarnya.

Inisialisasi

Proses inisialisasi merupakan pengkajian ulang data yang dimasukan kedalam simulator, yaitu menyesuaikan data yang dimasukan kedalam simulator dengan keadaan awal atau penyeselarasan perhitungan simulasi reservoir dengan data aktual. Dalam hal ini menyetarakan jumlah minyak ditempat (*Oil in Place*) hasil simulasi dengan jumlah minyak ditempat (*Oil in Place*) hasil perhitungan volumetrik.

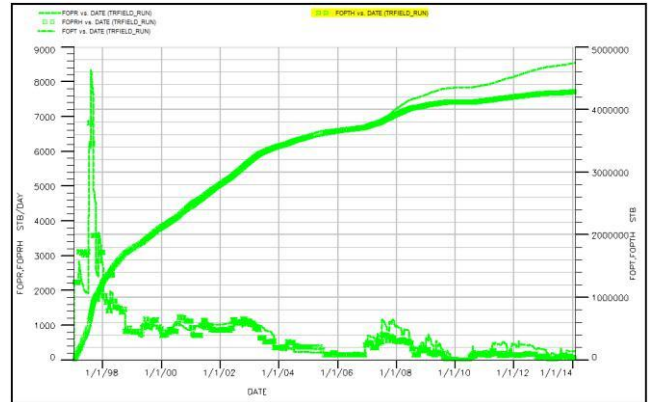
Tabel 1
Perbandingan Hasil Inisialisasi Cadangan Secara Volumetrik Dan Simulasi

LAPISAN	VOLUMETRIK	SIMULASI	PERBEDAAN
X	13.5 MMSTB	13.8 MMSTB	2.2 %

History Matching

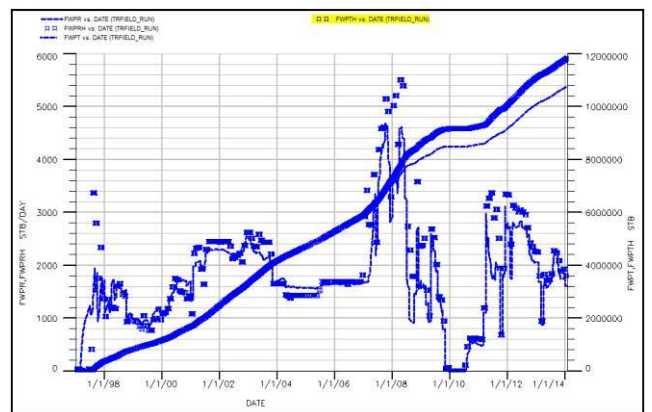
History matching merupakan proses penyeselarasan antara model simulasi dengan kondisi aktual yang didasarkan pada data parameter terukur selama periode waktu tertentu dengan cara memodifikasi parameter yang bersifat dinamis agar tercipta keselarasan. Parameter yang dimodifikasi untuk mendapatkan hasil penyeselarasan yang diharapkan adalah permeabilitas relatif dan transmissibilitas.

Salah satu cara melakukan penyeselarasan sejarah produksi adalah membandingkan laju alir fluida dari model dengan sejarah produksi reservoir. Gambar 1 adalah perbandingan laju alir fluida minyak dari model dengan sejarah produksi minyak Lapangan TR Lapisan X



Gambar 1
Hasil Penyeselarasan Laju Alir Minyak Lapangan TR Lapisan X

Dari proses penyeselarasan untuk field oil production rate Gambar 1 menampilkan perbandingan produksi kumulatif dari model dengan sejarah produksi kumulatif minyak. Terlihat produksi kumulatif model masih lebih kecil dari sejarah produksi. Hal ini diperkirakan disebabkan produksi air dari model terlalu tinggi melebihi sejarah produksi air.



Gambar 2
Hasil Penyeselarasan Laju Alir Air Lapangan TR Lapisan X

Prediksi Performance Produksi

Pada dasarnya Lapangan X ini membagi skenario utama menjadi 5. Beberapa kasus pengembangan yang digunakan pada sebagai berikut :

1. Skenario I = Base Case

Pada tahapan skenario ini, dilakukan peramalan produksi dan performance reservoir selama 30 tahun ke depan, dimana peramalan tersebut dilakukan tanpa adanya penambahan aktifitas lain pada sumur, atau dengan kata lain, hanya sebatas diproduksi. Melalui skenario ini didapatkan besarnya kumulatif produksi minyak (N_p) sebesar 5 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar 1.8%.

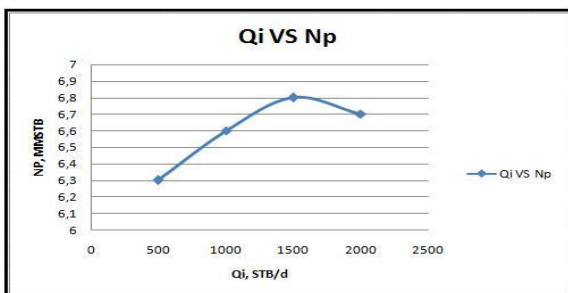
2. Skenario II = Skenario I + *Reopening*

Pada skenario ini, dilakukan peramalan kinerja pengurusan reservoir dengan membuka kembali sumur-sumur yang berstatus non-aktif pada saat terakhir *history matching*. Sumur yang dihidupkan kembali adalah 2 sumur produksi (R-1 dan R-2) dan 4 sumur injeksi (T-7, T-8, T-9 dan T-10). Kumulatif produksi minyak pada skenario ini didapatkan sebesar 6.37 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar 11.76%.

3. Skenario III = Skenario II + sumur-sumur infill

Dalam skenario ini hal yang dilakukan adalah peramalan *performance* produksi dari semua sumur yang ada pada lapangan TR Lapisan X (Skenario II) dengan menambahkan sumur-sumur infill produksi sebanyak 5 sumur, yaitu sumur TRP-1, TRP-2, TRP-3, TRP-4 dan TRP-5. Penentuan lokasi sumur infill difokuskan pada daerah dengan nilai saturasi minyak yang masih tinggi, selain itu dilihat juga dari distribusi porositas dan permeabilitas yang ada. Pada skenario III ini, penentuan *rate* injeksi dilakukan dengan melakukan *sensitivity* terhadap laju/*rate* injeksi yang selanjutnya dilakukan plot antara Q_i VS N_p untuk penentuan laju alir yang kontribusinya maksimal, *rate* injeksi maksimum pada skenario ini adalah 1500 STB/d. *Rate Optimum* inilah yang digunakan sebagai *rate* di sumur injeksi skenario III ini. Melalui skenario ini didapatkan besarnya kumulatif produksi minyak dengan laju injeksi 1500 STB/d adalah sebesar 6.8 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar 14.87%.

Tabel 2
Sensitivitas Q_i VS N_p Skenario III

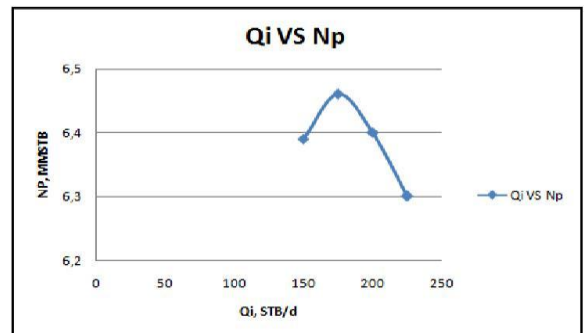


Q_i STB/d	NP MMSTB
500	6.3
1000	6.6
1500	6.8
2000	6.7

4. Skenario IV = Skenario II + Injeksi pola 5-Spot

Pada skenario ini hal yang dilakukan adalah peramalan *performance* produksi dari semua sumur yang ada pada lapangan TR Lapisan X (Skenario II) dengan dilakukan penerapan injeksi pola 5-Spot (penambahan infill sumur injeksi baru) pada kondisi/pola sumur injeksi yang lama. Dalam hal ini sumur injektor tambahan untuk membuat pola 5-Spot berjumlah 15 sumur (TRI-11, TRI-12, TRI-13, TRI-14, TRI-15, TRI-16, TRI-17, TRI-18, TRI-19, TRI-20 dan TRI-21). Penentuan pola 5-Spot difokuskan pada sumur-sumur produksi pada daerah dengan nilai saturasi minyak yang masih tinggi, selain itu dilihat juga dari distribusi porositas dan permeabilitas yang ada. Pada skenario IV ini, penentuan *rate* injeksi dilakukan dengan melakukan *sensitivity* terhadap laju/*rate* injeksi yang selanjutnya dilakukan plot antara Q_i VS N_p untuk penentuan laju alir yang kontribusinya maksimal, *rate* injeksi maksimum pada skenario ini adalah 175 STB/d. *Rate Optimum* inilah yang digunakan sebagai *rate* di sumur injeksi skenario IV. Melalui skenario ini didapatkan besarnya kumulatif produksi minyak dengan laju injeksi 175 STB/d adalah sebesar 6.46 MMSTB, dengan *recovery factor* sebesar 12.4%.

Tabel 3
Sensitivitas Q_i VS N_p Skenario IV



Q_i STB/d	NP MMSTB
150	6.39
175	6.46
200	6.4
225	6.3

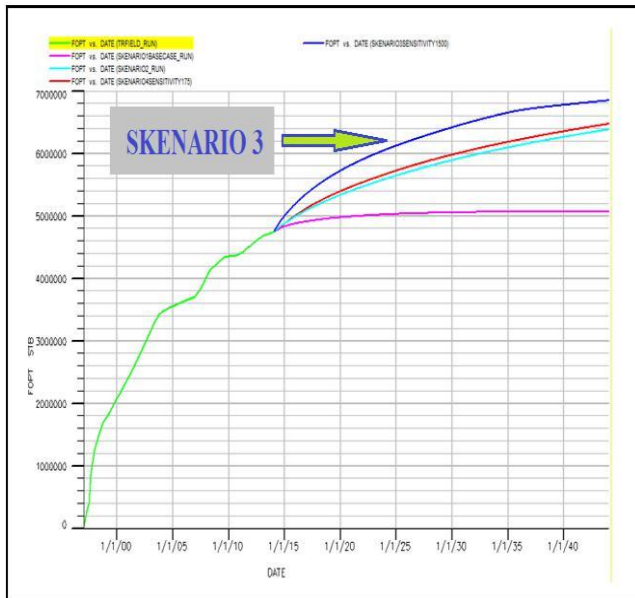
Pada tabel 3 berikut ini menunjukkan hasil dari semua skenario dan RF yang di dapat dari masing-masing skenario yang telah dilakukan.

Tabel 5.3
Hasil Perbandingan Skenario Lapangan TR Lapisan X

Skenario	Np Skenario (MMSTB)	RF Skenario (%)	ΔNp (MMSTB)	ΔRF (%)	NP INCREMENTAL	RF INCREMENTAL
1	5	36.2	0.25	1.8	-	-
2	6.37	46.16	1.62	11.76	1.37	9.87
3	6.8	49.27	2.05	14.87	1.8	13.07
4	6.46	46.8	1.71	12.4	1.46	10.6

OOIP SIMULASI	13.8 MMSTB
NP @ JAN 2014	4.75 MMSTB
RF @ JAN 2014	34.4 %

Gambar 3 dibawah merupakan grafik gabungan produksi kumulatif minyak dari semua skenario yang dilakukan.



Gambar 5.11
Hasil Forecasting Field Oil Kumulatif Skenario I, II, III dan IV

Berdasarkan prediksi yang dilakukan, maka dapat diketahui berdasarkan besarnya recovery factor bahwa skenario ketiga merupakan skenario yang paling optimal dalam hal pertimbangan opsi pengembangan lapangan. Adapun dasar pemilihan skenario ketiga sebagai skenario paling optimal dalah berdasarkan nilai RF (Recovery Factor) yang tertinggi di antara opsi-opsi skenario lainnya.

KESIMPULAN

Kesimpulan yang dapat ditarik dari studi simulasi pada tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Berdasarkan kumulatif produksi minyak sejumlah 4.35 MMSTB (Januari 2014), dengan OOIP sebesar 13.5 MMSTB, maka faktor perolehan (RF) untuk Lapangan TR Lapisan X sebesar 32 %, sehingga Lapangan TR Lapisan X masih potensial untuk dikembangkan lebih lanjut.
2. Jumlah cadangan minyak (OOIP) hasil perhitungan dengan metoda volumetrik sebesar 13.5 MMSTB, sedangkan hasil simulasi sebesar 13.8 MMSTB. Harga OOIP antara kedua metoda ini terdapat perbedaan sebesar 2.2 (< 5%).
3. *History matching* sudah dapat di katakan berhasil dengan selarasnya laju produksi data dan laju produksi simulator.
4. Penentuan *rate* injeksi maksimum pada skenario III dan skenario IV ditentukan berdasarkan sensitivitas Qi versus Np.
5. Skenario yang optimum adalah skenario III, dengan deskripsi Base Case + Infill sumur produksi, dengan NP sebesar 6.8 MMSTB dan RF sebesar 49.27%.

DAFTAR PUSTAKA

1. **Amyx, J. W., Bass, D. M., and Whiting, R. L.** "Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties", McGraw Hill Book Co., 1960.
2. **Aziz, Khalid,**"Petroleum Reservoir Simulation", Alberta, Canada, 1979.
3. **Craft, B. C., Hawkins, M. F.** "Applied petroleum reservoir engineering", Louisiana State University, 1991
4. **Crichlow, Henry B.,** "Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach", New Jersey. United States of America. 1977.
5. **Dake, L. P.,** "Fundamental reservoir engineering", Netherlands, 1978.
6. **Eridani. Mutia,** "Tugas Akhir Simulasi Reservoir untuk mengoptimalkan perolehan Minyak pada Lapangan "ME" di Sumatera bagian selatan", Universitas Trisakti, Jakarta 2010.
7. **Mattax, Calvin,C. dan Robert L. Dalton.** "Reservoir Simulation", SPE Monograph, Richardson, Texas. 1990
8. **Rose, Stephen C., dkk.** "The Design Engineering Aspects of Waterflooding", SPE Monograph, Richardson, Texas. 1985
9. **Sumantri, R.,** "Teknik Reservoir I", Universitas Trisakti, Jakarta 1996.
10. **Willhite, G. Paul,** "Waterflooding", SPE Textbook Series, Richardson, Texas, 1986.