

# PENINGKATAN PRODUKSI LAPANGAN “M” DENGAN PENDEKATAN SIMULASI UNTUK MENENTUKAN SKENARIO PENGEMBANGAN MENGGUNAKAN METODE WATERFLOODING

Maria Irimina Widyastuti,<sup>1</sup> I Putu Suarsana,<sup>1</sup> Maman Djumantara

<sup>1</sup>)Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

## ABSTRAK

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, penyetaraan 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, maka dilakukan proses peramalan produksi selama 22 tahun ke depan (sampai dengan Desember 2035). Skenario pengembangan lapangan ini terdiri dari 5 buah scenario yang saling berbeda satu dengan yang lain. Skenario pengembangan yang pertama adalah scenario *base-case*, dilanjutkan dengan scenario kedua yaitu skenario 1 + KUPL (Kerja Ulang Pindah Lapisan), skenario ketiga yaitu skenario 1 + sumur-sumur infill, skenario ketiga yaitu skenario 1 + pola injeksi periferal dan yang terakhir adalah skenario kelima yaitu skenario 1 + pola injeksi *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, the plant of developments of this field was predicted for 22 years( until December 2035). The Scenario consisted of five different variation. First one is basecase, second scenario is scenario 1 + workover, third scenario would be scenario 1 + infill wells, fourth scenario is scenario 1 + peripheral injection, and the last fifth scenario is scenario 1 + 5-spot injection pattern wells. From all of the scenarios planned, recovery from from each scenario varied, the results are 31.05% for the first scenario, 31.53%, for the second one, 34.12%, for the third, 33.75% for the fourth scenario, and 37.04% for the fifth scenario which is the last one.

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 "M" pada masa yang akan datang, dimana Penulis melalui penelitian ini sekaligus membahas permasalahan yang mungkin terjadi pada usaha pengembangan lapangan yang bersangkutan.

## 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 trend pressure pada model tersebut. Dan yang terakhir adalah kesamaan 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 permodelan.
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 detil 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 terkuras 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 “M”

Tahap awal yang dilakukan sebelum melakukan simulasi pada Reservoir Lapangan “M” 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) secara field berkisar antara 180 MMSTB, tidak jauh berbeda dengan perhitungan awal isi gas ditempat secara volumetrik yaitu sebesar 173.17 MMSTB. Perbedaan OOIP dengan perhitungan simulasi dengan hasil perhitungan OOIP secara volumetrik adalah sebesar 3.9%. 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 krg atau harga krw. 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 M dilakukan setelah model reservoir sudah selaras dengan kondisi sebenarnya. Adapun skenario-skenario disusun dengan merencanakan peramalan performa produksi selama 22 tahun ke depan sejak akhir data sejarah produksi. Penentuan lama waktu peramalan produksi selama 22 tahun ke depan tersebut dilakukan dengan berdasarkan ketentuan kontrak Pertamina, yakni hingga tahun 2035. Adapun skenario-skenario yang akan diprediksi performa produksinya antara lain adalah Skenario I (Base-case), Skenario II (Base-case+Workover), Skenario III (Base-case + Infill Wells), Skenario IV (Base-case+peripheral Wells), dan Skenario V (Base-case+5-Spot Injection Wells).

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 22 tahun kedepan yaitu hingga tahun 2035. Peningkatan laju produksi minyak yang paling besar dari masing – masing skenario adalah pada skenario V, yang disebabkan oleh dilakukannya penambahan sumur-sumur infill sesuai dengan pola injeksi 5-spot 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 menyelaraskan jumlah minyak ditempat (Gas in Place) hasil simulasi dengan jumlah minyak ditempat (Gas in Place) hasil perhitungan volumetrik.

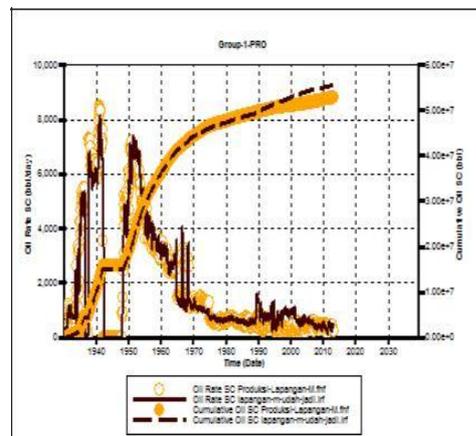
Tabel 1  
 Perbandingan Nilai Recovery Factor dari Berbagai Skenario Pengembangan Lapangan “M”

LAPANGAN	SKENARIO	OOP SIMULASI	RF @ DES CROFF @ DES CROFF SKENARIO @ DES		RF @ DES CROFF @ DES CROFF SKENARIO @ DES		RF @ DES CROFF @ DES CROFF SKENARIO @ DES	
			RF	%	RF	%	RF	%
1ST	BC				18.24	18.24	18.24	18.24
	BC+40			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+INFL	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+PERIPHERAL WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+5-SPOT INJECTION WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
2ND	BC				18.24	18.24	18.24	18.24
	BC+40			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+INFL	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+PERIPHERAL WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+5-SPOT INJECTION WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
3RD	BC				18.24	18.24	18.24	18.24
	BC+40			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+INFL	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+PERIPHERAL WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+5-SPOT INJECTION WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
SARUNGAN	BC				18.24	18.24	18.24	18.24
	BC+40			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+INFL	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+PERIPHERAL WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	
	BC+5-SPOT INJECTION WELLS			18.24	18.24	18.24	18.24	

**History Matching**

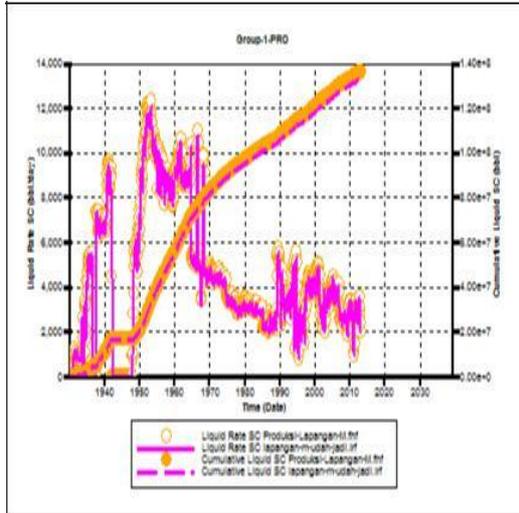
History matching merupakan proses penyeselarasan antara model simulasi dengan kondisi aktual yang didasarkan pada data parameter terukur selama periode waktu tertentu dengan cara memodifikasi parameter yang bersifat dinamis agar tercipta keselarasan. Parameter yang dimodifikasi untuk mendapatkan hasil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



Gambar 1  
 Hasil Penyeselarasan Laju Alir Minyak Lapangan “M”

Dari proses penyelarasan untuk field *oil production rate* Gambar 1 menampilkan perbandingan produksi kumulatif dari model dengan sejarah produksi kumulatif minyak. Terlihat produksi kumulatif model masih sudah hampir menyamai sejarah produksi. Hal ini dianggap sudah match karena perbedaannya di bawah 5%.



Gambar 2

Hasil Penyelarasan Laju Alir Liquid Lapangan “M”

### Prediksi Performance Produksi

Pada dasarnya Lapangan M 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 22 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 (Np) sebesar 55.87 MMSTB, dengan recovery factor sebesar 31.05%.
2. Skenario II = Skenario I + Kerja Ulang PindahLapisan  
 Pada skenario ini, dilakukan peramalan kinerja pengurusan reservoir dengan melakukan kerja pindah lapisan, dimana perhatian utama pada skenario ini adalah dengan melakukan optimasi sumur, yaitu dengan menutup sumur-sumur yang telah memiliki saturasi air lebih dari 0.5. Melalui proses ini, didapatkan kumulatif produksi minyak (Np) sebesar 56.74 MMSTB, dengan perolehan recovery factor sebesar 31.53%.
3. Skenario III = Skenario I + Sumur-Sumur Infill

Skenario ini mengusahakan peningkatan produksi dari lapangan X dengan melakukan pemboran sumur-sumur baru. Adapun pertimbangan pemilihan penambahan sumur-sumur baru tersebut adalah berdasarkan rasio Oil Per Unit Area (OPU), dimana semakin besar nilai OPU, maka semakin layak daerah tersebut dibor untuk dijadikan sumur-sumur baru. Melalui penambahan sumur-sumur baru, didapatkan kumulatif produksi minyak (Np) sebesar 61.4MMSTB, dengan perolehan recovery factor sebesar 34.12%.

#### 4. Skenario IV = Skenario I + Peripheral Pattern Wells

Skenario keempat ini merencanakan kerja peningkatan produksi dengan cara melakukan injeksi dengan pola periferal, dimana pada pola ini, sumur produksi berada di tengatengah sumur-sumur injeksi. Melalui skenario peningkatan ini, kemudian didapatkan kumulatif produksi minyak (Np) sebesar 60.74 MMSTB, dengan perolehan recovery factor sebesar 33.75%. Sama halnya seperti sekanrio sebelumnya, pada skenario ini, juga dilakukan analisa sensitivitas terhadap laju/ rate injeksi optimum, dimana didapatkan rate optimum injeksi sebesar 500 bbl/day.

#### 5. Skenario V = Skenario I + 5-Spot Pattern Wells

Skenario kelima ini merencanakan kerja peningkatan produksi dengan cara melakukan injeksi dengan pola 5-spot, dimana pada pola ini, sumur produksi berada di tengah-tengah sumur-sumur injeksi. Melalui scenario peningkatan ini, kemudian didapatkan kumulatif produksi minyak (Np) sebesar 66.65 MMSTB, dengan perolehan recovery factor sebesar 37.04%. Sama halnya seperti sekanrio sebelumnya, pada skenario ini, juga dilakukan analisa sensitivitas terhadap laju/ rate injeksi optimum, dimana didapatkan rate optimum injeksi 5-spot sebesar 500 bbl/day.

Tabel 3  
 Perbandingan Nilai *Recovery Factor* dari Berbagai Skenario Pengembangan Lapangan “M”

LAPANGAN	SKENARIO	OOP SIMULASI		NP @ DES 2007 @ DES 2010		NP @ DES 2007 @ DES 2010		NP @ DES 2007 @ DES 2010	
		MMSTB	%	MMSTB	%	MMSTB	%	MMSTB	%
1ST	BC			11.21	20.75	0.17	0.17		
	BC+40			12.29	23.08	0.29	0.39	0.08	0.13
	BC+INFL	11.34	18.4	20.40	39.01	7.94	1.68	0.17	2.75
	BC+PERFALINJECTION			12.29	23.08	0.29	0.39	0.08	0.13
	BC+SPOT/ATERMALLS			21.65	35.78	4.62	7.28	4.49	7.03
2ND	BC			8.84	10.78	0.09	0.11		
	BC+40			8.59	10.18	0.08	0.1	0.02	0.04
	BC+INFL	9.93	11.5	10.59	10.59	0.07	0.08	0.08	0.09
	BC+PERFALINJECTION			10.42	10.55	0.07	0.07	0.08	0.08
	BC+SPOT/ATERMALLS			20.31	24.44	4.59	5.55	4.47	5.69
3RD	BC			21.02	23.51	0.02	0.03		
	BC+40			21.05	23.61	0.02	0.04	0.01	0.01
	BC+INFL	16.1	20	30.47	33.6	0.01	0.03	0.03	0.03
	BC+PERFALINJECTION			21.05	23.51	0.02	0.03	0.01	0.01
	BC+SPOT/ATERMALLS			21.65	26.38	1.69	2.88	1.66	2.85
GABUNGAN	BC			55.07	31.95	0.03	0.16		
	BC+40			56.74	33.53	1.6	1.64	0.07	0.40
	BC+INFL	17.95	33.93	30.03	17.4	5.01	1.23	5.53	3.07
	BC+PERFALINJECTION			56.74	33.53	1.6	1.64	0.07	0.40
	BC+SPOT/ATERMALLS			60.55	37.04	1.69	3.45	1.78	3.59

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

**KESIMPULAN**

Berdasarkan penelitian yang dilakukan Penulis, maka dapat diambil kesimpulan yaitu sebagai berikut:

1. Besar cadangan (OOIP) Lapangan M secara volumetrik adalah sebesar 173.17 MMSTB, dimana besar cadangan yang didapatkan melalui simulasi adalah sebesar 180 MMSTB. Sehingga perbedaan / selisih di antara kedua perhitungan adalah sebesar 3.9%.
2. Proses penyesuaian data (*history matching*) dilakukan dengan menyesuaikan kumulatif produksi minyak, laju produksi liquid, laju produksi air dan tekanan.
3. Pengoptimasian pengembangan Lapangan M yang dilakukan berdasarkan simulasi reservoir dilakukan dengan menganalisa 5 skenario utama, yaitu:
  - i. Base Case,
  - ii. Base Case + KUPL

- iii. Base Case + Sumur-sumur Infill
  - iv. Base Case + Sumur-sumur Injeksi Peripheral
  - v. Base Case + Pola Injeksi 5-Spot
4. Skenario yang optimum adalah skenario 5, dengan deskripsi Base Case + Pola Injeksi 5-Spot, dengan RF sebesar 37.04%.

**DAFTAR PUSTAKA**

1. **Elly, Yuni Astuti**, "Evaluasi Peningkatan Pengurusan Minyak dengan Surfactant Flooding", Kolokium II UPN Veteran, Yogyakarta, 1987.
2. **Fanchi, J.R.**, 2001. Principles of Applied Reservoir Simulation, Gulf Professional Publishing, USA.
3. **H.K Van Pollen and Associates, Inc.**, "Fundamental of Enhanced Oil Recovery", Tulsa, Oklahoma, 1980.
4. **Siregar, Septoratto**, "Teknik Peningkatan Perolehan (Enhanced Oil Recovery)", Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2000.
5. **Siregar, Septoratto**, "Teknik Peningkatan Perolehan (Enhanced Oil Recovery)", Teknik Perminyakan ITB, Bandung, 2000.
6. **Sugihardjo, dkk.**, "Studi Peningkatan Perolehan Minyak dengan Pendekatan Alkali/Surfaktan/Polimer", Kel. Cad-Ras, PPPTMGB 'Lemigas', 1997.
7. **Sumantri, R.**, "Buku Teknik Reservoir", FTM-USAKTI, Jakarta, 1996.