

Pengembangan Lapangan “Y” Menggunakan Simulasi Reservoir

Lia Yunita

Staf Pengajar Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Proklamasi 45 Yogyakarta
CoresponngAuthor. Email : ylia47@yahoo.com

Lapangan “Y” ditemukan melalui sumur pengeboran eksplorasi PMS 01 yang dibor pada 18 April 1980 dan diselesaikan pada 31 Juli 1980. Hal ini menyebabkan timbulnya pemikiran bagaimana strategi untuk mengembangkan lapangan guna meningkatkan *recovery factor*. Dalam menyelesaikan permasalahan ini dilakukan simulasi reservoir. Simulator yang digunakan adalah *CMG-GEM* yang dibuat oleh *Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada*. Simulator tersebut adalah simulator jenis komposisional.

Langkah awal dalam tahap simulasi adalah pengumpulan, persiapan, dan pengolahan data. Pengumpulan data meliputi data geologi, batuan, fluida, ekuilibrium dan data produksi. Proses inialisasi merupakan tahapan setelah memasukkan data yaitu proses pengondisian model supaya selaras dengan kondisi awal reservoir yaitu dengan menyelaraskan OGIP hasil perhitungan simulator dengan perhitungan volumetrik. Proses inialisasi menghasilkan harga OGIP simulasi sebesar 23.03 Bscf dan untuk perhitungan volumetrik adalah 23.07 Bscf, hal ini menunjukkan perbedaan kurang dari 1 %. Perbedaan yang sangat kecil tersebut memperlihatkan bahwa hasil simulasi sudah sangat memadai. Validasi data juga dilakukan dengan proses *history matching* (penyelarasan). Proses penyelarasan data produksi (laju produksi terhadap waktu dan kumulatif produksi terhadap waktu) dan tekanan menghasilkan kurva yang selaras.

Peramalan perilaku produksi reservoir dilakukan dengan membuat beberapa skenario produksi. Ada usulan tiga skenario, yaitu Skenario A, reservoir diproduksi oleh satu sumur PMS 01 dengan membuka perforasi pada zona 12 dan zona 15 (*base case*), Skenario B, reservoir diproduksi oleh PMS 01 dengan membuka perforasi pada zona 12, zona 15 dan zona 16. Skenario C, reservoir diproduksi oleh dua sumur yaitu sumur PMS 01 (zona 12, zona 15 dan zona 16) dan sumur PMS 03 (zona 12, zona 15 dan zona 16). Berdasarkan skenario yang dilakukan diperoleh kumulatif produksi terbesar pada skenario C sebesar 16.2 Bscf atau dengan *recovery factor* sebesar 70.22 %.

Kata kunci : OGIP, Recovery Factor, Perforasi

I. Pendahuluan

Dalam rencana pengembangan lapangan migas dengan menggunakan simulasi reservoir didasarkan pada perilaku reservoir pada waktu yang lalu, sekarang dan yang akan datang. Perkembangan teknologi yang sangat pesat mendorong para ahli untuk membuat perangkat lunak Komputer yang digunakan sebagai alat simulasi reservoir, diantaranya adalah *CMG (Computer Modelling Group)* yang dibuat oleh *Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada*.

Lapangan “Y” diketemukan melalui sumur pengeboran eksplorasi PMS 01 yang dibor pada 18 April 1980 dan diselesaikan pada 31 Juli 1980. Lapangan “Y” mulai diproduksi pada tanggal 4 November 2003 sampai 31 Desember 2006, tercatat belum dikembangkan dengan baik dengan kumulatif produksi gas sebesar 2.28 Bscf dan *recovery factor* sebesar 9.9 % Hal ini menyebabkan timbulnya pemikiran bagaimana strategi untuk mengembangkan lapangan guna meningkatkan *recovery factor*.

Simulasi reservoir didefinisikan sebagai proses pemanfaatan model buatan yang menggambarkan kelakuan reservoir yang sebenarnya, sehingga dapat digunakan untuk mempelajari, mengetahui ataupun memperkirakan

kinerja aliran fluida pada sistem reservoir tersebut. Sifat-sifat suatu model diasumsikan menggambarkan keadaan reservoir. Model yang digunakan dapat berupa model fisik atau matematik.

Pemilihan model simulasi reservoir didasarkan pada kebutuhan atau hasil yang diinginkan sebagai keluaran, karena dengan penggunaan simulasi yang tepat akan menjadikan simulasi yang dilakukan efektif dan efisien. Simulasi reservoir dalam perkembangannya terdapat tiga jenis :

a. *Black Oil Simulation*

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

b. *Thermal Simulation*

Simulasi ini banyak digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulasi thermal banyak digunakan untuk studi injeksi uap panas dan

Pengembangan Lapangan “Y” Menggunakan Simulasi Reservoir

pada proses perolehan minyak tahap lanjut (*in situ combustion*).

c. *Compositional Simulation*

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

Persamaan – Persamaan Dasar Simulasi Reservoir

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

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

Penelitian dilaksanakan dengan menggunakan simulator CMG. *CMG(Computer Modelling Group) 2006* adalah program simulasi reservoir yang dibuat oleh *Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada*. Program simulasi ini digunakan untuk melakukan simulasi reservoir. Program ini dapat digunakan untuk reservoir satu fasa, dua atau multi fasa dan juga dapat digunakan untuk membuat simulasi dengan dua dimensi atau tiga dimensi. *CMG* memiliki tiga jenis simulator yaitu *IMEX*, *GEM*, dan *STARS*.

Simulator *IMEX* digunakan untuk kondisi isothermal, aliran simultan dari minyak, gas dan air yang berhubungan dengan viskositas, gaya gravitasi dan gaya kapiler. Istilah *Black Oil* melambangkan bahwa fasa hidrokarbon dipandang sebagai satu jenis cairan homogen dan tidak ditinjau dari komposisi kimianya. Komposisi fasa dianggap konstan walaupun kelarutan gas dalam minyak dan air diperhitungkan.

Simulator *GEM* digunakan untuk simulasi reservoir dengan jenis *compositional* dimana komposisi cairan atau gas diperhitungkan terhadap perubahan tekanan. Simulasi jenis ini banyak digunakan untuk studi perilaku reservoir yang berisi *volatile-oil* dan *gas condensate*.

Simulator *STARS* digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulasi ini juga banyak digunakan untuk studi injeksi uap panas (*steam flood*) dan pada proses perolehan minyak tahap lanjut dengan metode *in-situ combustion*.

Pada simulator *CMG* juga terdapat simulator *WINPROP* yaitu *equation of state* untuk multifasa. *WINPROP* dapat digunakan untuk menganalisa kelakuan fasa fluida reservoir pada sistem gas dan juga minyak, dan digunakan untuk membuat properti komponen untuk simulator komposisional *GEM*, simulator *Black Oil IMEX*, dan simulator *thermal STARS*. *WINPROP* biasanya digunakan dalam pembuatan properti komponen yang akan digunakan sebagai data input pada simulator komposisional *GEM*.

Secara garis besar program simulasi pada *CMG* terdiri dari tujuh bagian utama, yaitu : *Technologies Launcher, ModelBuilder, GridBuilder, Simulator (IMEX, GEM, STARS), Results Graph dan Results 3D*

II. Metodologi

1. Persiapan Data.
Data-data yang disiapkan diantaranya :
 - Data geologi.
 - Data fluida
 - Data batuan
 - Data produksi
2. Pembuatan Model Simulasi.
Pembuatan model reservoir didasarkan pada peta top struktur, isoporositas, isopermeabilitas dan isopach yang didapatkan dari hasil studi geofisika dan geologi.
3. Inisialisasi.
Inisialisasi dilakukan untuk mengetahui apakah kondisi tekanan dan jumlah cadangan awal model yang dibuat sudah sama dengan kondisi awal reservoir. Hal ini dapat diketahui dengan cara membandingkan hasil perhitungan *OGIP* dari simulator dengan hasil perhitungan *OGIP* secara volumetrik.
4. Penyelarasan (*History Matching*).
Penyelarasan dilakukan dengan cara memodifikasi parameter-parameter yang sifatnya dinamis tanpa mengubah hasil dari proses inisialisasi sehingga tercapai keselarasan tekanan dan laju produksi antara model dengan data tekanan dan data produksi lapangan yang ada
5. Perencanaan Pengembangan Sumur.
Model simulasi ini dijadikan dasar pengambilan keputusan dalam rencana

pengembangan reservoir “X” ditinjau dari aspek reservoirnya.

III. Hasil dan Pembahasan

Simulasi reservoir yang dilaksanakan pada lapangan “Y” dilakukan dengan menggunakan simulator CMG-GEM. Proses simulasi reservoir melalui tahapan sebagai berikut : persiapan data, pembuatan model dan grid, inialisasi, *history matching* dan prediksi.

1. Persiapan Data

Parameter statik dan sifat batuan reservoir berdasarkan analisis konvensional perconton batuan dilakukan. Sifat fisik fluida reservoir dibuat dengan bantuan perangkat lunak *Winprop*. Sifat fisik fluida reservoir akan digunakan sebagai input didalam simulator berupa komposisi gas. Data equilibrium ini digunakan untuk inialisasi model. Data equilibrium dapat tetap atau bervariasi tergantung dari reservoir. Data yang dipakai antara lain kedalaman datum dan tekanan pada datum serta kedalaman *Water Oil Contact (WOC)* dan *Gas Oil Contact (GOC)*. Data ini diperoleh dari hasil test sumur dan peta geologi. Data sumur dan produksi akan digunakan dalam proses penyesuaian (*history matching*).

2. Pembuatan Model dan Grid

Data yang telah diperoleh sebelumnya pada proses persiapan data kemudian dimasukkan sebagai input pada simulator untuk pembuatan model reservoir. Pemasukkan data dapat dilakukan dengan berbagai cara antara lain : import data, manual ataupun digitasi.

3. Inialisasi

Reservoir gas di Lapangan “Y” yang dikembangkan dan disimulasikan adalah Zona-12, Zona-15 dan Zona 16. Pada tahap awal simulasi (inialisasi) dilakukan penyesuaian antara data tekanan awal (P_i) dengan tekanan awal hasil simulasi.

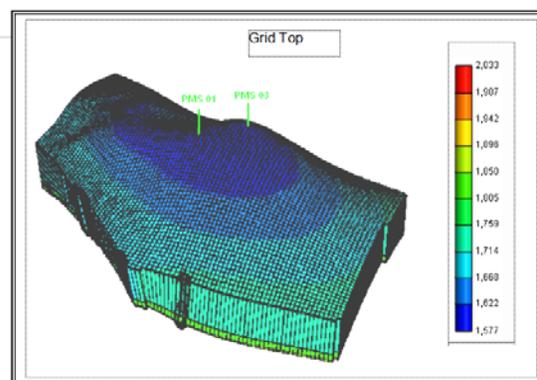
4. History Matching

Pada proses *history matching* apabila hasil grafik simulasi yang didapat tidak selaras dengan grafik *history* (aktual), maka perlu dilakukan penyesuaian antara hasil model simulasi dengan hasil aktual. Penyesuaian ini dapat dilakukan dengan mengubah parameter yang bersifat dinamis, parameter yang dapat dimodifikasi untuk penyesuaian laju produksi pada penelitian ini adalah kurva permeabilitas relatif. Perubahan kurva permeabilitas relatif diharapkan dapat menghasilkan keselarasan produksi antara model matematik dengan aktual tanpa merubah apa yang dihasilkan pada proses inialisasi. Sedangkan proses penyesuaian pada tekanan dilakukan modifikasi terhadap permeabilitas absolut.

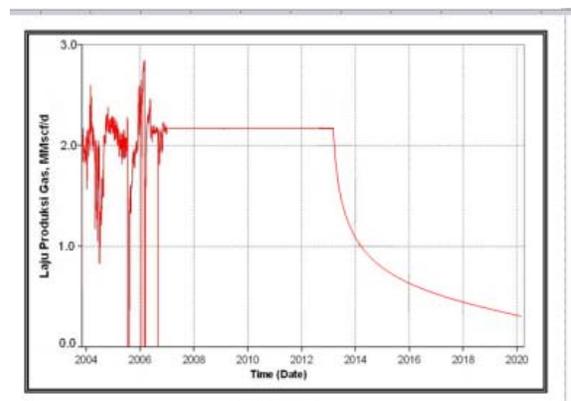
5. Prediksi

Setelah proses penyesuaian berhasil, langkah selanjutnya adalah peramalan. Pada perencanaan pengembangan lapangan “Y” ini diharapkan dapat menghasilkan *Recovery Factor* lebih dari 50 %. Ada 3 kasus yang dikembangkan terhadap lapangan “Y”, yaitu : Skenario A. Reservoir diproduksi oleh satu sumur, yaitu sumur *existing* PMS 01 (*base case*), Skenario B. Reservoir diproduksi oleh satu sumur, yaitu sumur *existing* PMS 01, dengan membuka perforasi pada zone-16. Sumur diproduksi melalui tiga perforasi, yaitu zona 12, zona 15 dan zona 16, Skenario C. Reservoir diproduksi oleh dua sumur, yaitu sumur *existing* PMS 01 (Skenario B) dan sumur usulan PMS 03.

Hasil-hasil



Gambar 1. Model Simulasi Lapangan “Y”

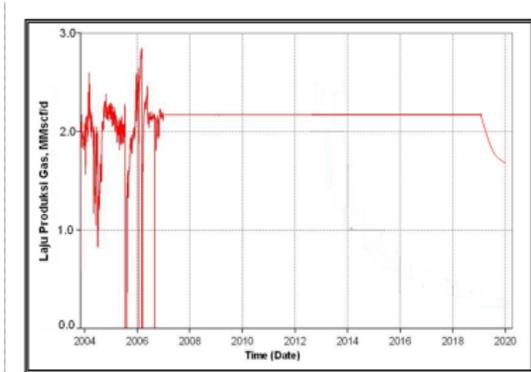


Gambar 2. Laju Produksi Gas Skenario I

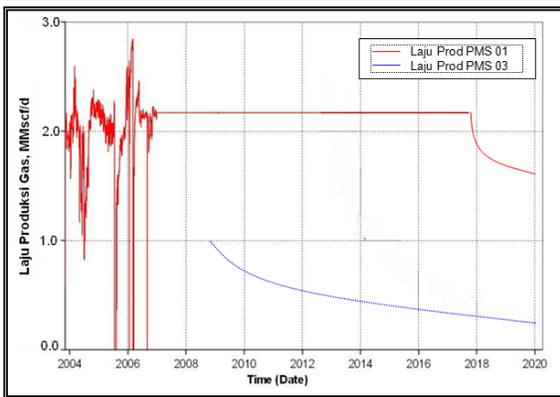
Untuk meningkatkan *Recovery Factor* dari lapangan tersebut maka diusulkan rencana pengembangan lapangan dengan membuka perforasi semua zona pada sumur yang ada atau penambahan sumur baru. Masalah ini dapat diatasi dengan suatu simulasi reservoir, yang diharapkan dapat menjadi model dari reservoir lapangan

Pengembangan Lapangan “Y” Menggunakan Simulasi Reservoir

dengan segala perilakunya. Penggunaan simulasi reservoir ini dapat digunakan sebagai alat pengambil keputusan bagaimana pengembangan lapangan yang paling optimal dan paling ekonomis.



Gambar 3. Laju Produksi Gas Skenario II



Gambar 4. Laju Produksi Gas Skenario III

Pada penelitian ini pemodelan reservoir gas di lapangan “Y” menggunakan perangkat lunak simulator reservoir komposisional *CMG-GEM* dengan sistem reservoir *Single Porosity*. Proses simulasi reservoir gas di Lapangan “Y” dimulai dengan tahapan sebagai berikut : persiapan data, pembuatan model dan grid, inialisasi, *history matching* dan prediksi. Pembuatan model, pada kasus ini model dibangun berdasarkan hasil interpretasi dari perangkat lunak *PETREL*.

Analisa PVT dilakukan sebelum pembuatan model simulasi reservoir, dengan menggunakan simulator *WINPROP*. Simulator tersebut akan menghasilkan gambaran mengenai sifat-sifat fluida reservoir berdasarkan komposisi fluida melalui diagram P-T.

Data permeabilitas relatif diperoleh dengan korelasi, karena pada lapangan ini belum dilakukan *SCAL (Special Core Analysis)*. Hubungan permeabilitas relatif gas dan saturasi gas

didasarkan pada korelasi yang umum digunakan yaitu korelasi *STONE 2*.

Langkah selanjutnya proses inialisasi, proses ini bertujuan untuk menyelaraskan terhadap OGIP dan tekanan awal reservoir. Parameter yang dirubah untuk mendapatkan hasil inialisasi yang baik adalah: *Volume Modifier* dan kurva *Pc vs Sw*, hasil inialisasi telah dilakukan dengan baik, hal ini terlihat dari sedikitnya perbedaan (<1%) dari kedua OGIP tersebut. Tahap selanjutnya yaitu *history matching* (penyelarasan), tahap ini bertujuan untuk menyelaraskan model reservoir yang telah dibangun dengan laju produksi (air dan gas) yang telah diproduksi. *History matching* pada penelitian ini dilakukan running selama tiga tahun produksi. Parameter yang dimodifikasi untuk mendapatkan hasil penyelarasan laju produksi adalah kurva permeabilitas relatif. Data produksi aktual merupakan data produksi sumur PMS 01. Pada *history matching* ini, menghasilkan keselarasan yang cukup baik.

Tahapan terakhir dari proses simulasi yaitu prediksi, tujuannya untuk mengetahui atau melihat perilaku reservoir yang disimulasi pada masa yang akan datang dengan berbagai alternatif skenario pengembangan. Peramalan dilakukan terhadap sumur PMS 01 dengan membuka perforasi pada zona 16 dan menambah sumur usulan (PMS 03). Hasil peramalan dalam usaha pengembangan lapangan gas yang diharapkan adalah untuk mendapatkan *recovery factor* yang tinggi dalam jangka waktu dua belas tahun sesuai dengan masa kontrak yang telah disepakati.

Skenario A, reservoir diproduksi oleh satu sumur, yaitu sumur *existing* PMS 01 (*base case*), bila diproduksi akan menghasilkan *recovery factor* sebesar 38.14 % atau dengan produksi kumulatif sebesar 8.8 Bscf. Pada skenario A, zona 12 dengan *recovery factor* sebesar 90.09 %, *recovery factor* zona 15 sebesar 87.19 % dan zona 16 sebesar 6.49 %.

Skenario B, reservoir diproduksi oleh satu sumur, yaitu sumur *existing* PMS 01, dengan membuka perforasi pada zona 16. Sumur diproduksi melalui tiga perforasi, yaitu zona 12, zona 15 dan zona 16. Dari skenario B menghasilkan *recovery factor* sebesar 54.18 % atau dengan produksi kumulatif sebesar 12.5 Bscf. *Recovery factor* zona 12 sebesar 90.09 %, zona 15 sebesar 87.19 % dan zona 16 sebesar 32.60 %.

Skenario C, reservoir diproduksi oleh dua sumur, yaitu sumur *existing* PMS 01 (Skenario B) dan sumur usulan PMS 03. Pada skenario C ditambahkan satu buah sumur usulan PMS 03 pada tanggal 4 Juni 2008 dengan membuka perforasi pada zona 15 dan zona 16 dan menghasilkan

recovery factor sebesar 70.22 % atau dengan produksi kumulatif sebesar 16.2 Bscf. *Recovery factor* zona 12 sebesar 90.09 %, zona 15 sebesar 96.17 % dan zona 16 sebesar 56.31 %.

....., “*TAC Ranya Energi Pamanukan Selatan*”, 2006.

....., “*Practical Reservoir Simulation*” Chevron Extended Application Reservoir Simulator User Handbook, Chevron Tech, Co., 1996.

IV. Kesimpulan

1. Jumlah cadangan gas awal (OGIP) dari perhitungan dengan metode volumetrik adalah sebesar 23.03 Bscf , sedangkan hasil dari proses inialisasi dengan simulator adalah sebesar 23.07 Bscf. Harga OGIP antara kedua metode ini terdapat perbedaan < 1 %.
2. Pada akhir produksi, tanggal 31 Desember 2006, produksi kumulatif gas mencapai 2.28 Bscf dengan *recovery factor* sebesar 9.9 %
3. Prediksi berbagai skenario, sebagai berikut :
4. Skenario yang memberikan *recovery factor* tinggi adalah skenario C dengan *recovery factor* sebesar 70.22 %

V. Daftar Pustaka

Ahmed, Tarek H., “*Hydrocarbon Phase Behavior*” Gilf Publishing Company, Houston, Texas, 1989.

Amyx, J.,W Bass, DW. Jr., Whiting, R, L., “*Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*”, Mc Graw Hill Books Company, New York, Toronto, London, 1960.

Crichlow, H..B, “*Modern Reservoir Engineering A Simulation Approach*”, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1977.

Craf, B.C ang Hawkins, M.. F. “*Applied Petroleum Reservoir Engineering*” Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1959.

Craig, J.R., F.F., Geffen, T.M. Morse R.A. “*Enhanced Oil Recovery*”, SPE Textbook Series Volume 6, Texas,1998.

Koesumadinata, R.P.,*Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid I dan II, Edisi Kedua, Jurusan Teknik Perminyakan ITB, Bandung,1980.

Lee, W.J., “*Applied Reservoir Simulation Industry School*” Simulation Course Handbook, Texas A&M University, June, 1995.

Mattax, C.C and Dalton, R.L., “*Reservoir Simulation*” Society of Petroleum Engineers Inc, Texas, 1990.

....., “*Advance Compositional Reservoir Simulation Version 2006*” GEM User Guide Computer Modelling Group. Ltd.,2006.