Perkiraan Produksi Minyak Sumuran Dengan Simulasi Single Well Model

by Suranto Am

Submission date: 11-Sep-2018 05:58AM (UTC+0700)
Submission ID: 999783924
File name: 1_suranto_Prosiding_Nas_2009.pdf (1.15M)
Word count: 3384
Character count: 18163

PERKIRAAN PRODUKSI MINYAK SUMURAN DENGAN SIMULASI "*SINGLE WELL MODEL*"

Oleh :
Suranto
Staf Pengajar Jurusan Teknik Perminyakan
UPN "Veteran" Yogyakarta

Abstrak

Salah satu alat yang digunakan untuk melihat potensi sumur, adalah dengan well test analisis. Well test analisis cakupan kegiatannya meliputi drill steam test (DST), pressure build up (PBU), multi rate test, termasuk injection test dan fall of test (digunakan untuk sumur injeksi). Khusus untuk melihat potensi sumur kebanyakan digunakan drill steam test (sumur yang baru dibor) dan pressure build up (sumur yang sudah berproduksi). Analisa dari suatu test bersifat statik dan bukan merupakan suatu fungsi waktu, sehingga hasil dari suatu welltest analysis tidak bisa mengkorelasikan kondisi yang akan datang.

Salah satu cara yang bisa memberikan kondisi yang akan datang adalah dengan simulasi reservoir. Dengan memanfatkan data dari analisa welltesting, hasil interpretasi log dan data pendukung lainnya maka dapat dibuat model sumuran "single well model". Simulasi reservoir ini merupakan pendekatan numerik, dimana variabel yang bisa diperkirakan meliputi, laju produksi liquid dan minyak, tekanan reservoir, tekanan dasar sumur (bottom hole pressure) dan distribusi saturasi fluida secara vertikal disekitar lubang sumur.

Dari simulasi yang telah dilakukan memberikan, cadangan minyak mula-mula (OOIP) sebesar 2 MMSTB dan gas sebesar 805 MMSCF. Setelah dilakukan sensitivitas terhadap besarnya perforasi dan besarnya rate produksi, yaitu 400 STBPD, 600 STBPD dan 800STBPD, maka skenario yang memberikan recovery faktor yang paling tinggi adalah pada laju produksi minyak 800 STBPD. Semua skenario diproduksikan dari tahun 2009 hingga tahun 2015.

Abtract

One of tools used for well potential is weltest anlysis. Weltest analysis consists of drill stem test (DST), pressure build up (PBU), multi rate test included injection test, and fall of test. Specially to know well potential, it mostly uses drill stem test (DST) for new bore hole and pressure buld up (PBU) for produce well. A well test analysis is static and not time function, so that summary of well test analysis does not correlate to time.

One of methode to predict the future rate is reservoir simulation. By using weltest analysis, log interpretation and other supporting data, it can be built single well model. Reservoir simulation is numeric metode which its predicted variables are liquid and oil production rate, reservoir pressure, bottom hole pressure, and vertical distribution of fluid saturation around well bore.

Simulation result shows that Original Oil In Place (OOIP) is 2 MMSTB and gas is 805 MMSCF. After performing sensitivity to value of perforation and production rate, i.e. 400 STBPD, 600 STBPD, and 800 STBPD, the scenario gives the highest recovery factor for 800 STBPD of oil production rate. All scenarios are produced between 2009 and 2015.

1. Pendahuluan

Suatu sumur minyak dapat diketahui kemampuan berproduksinya melalui identifikasi potensi sumur melalui penilaian formasi. Penilaian formasi terdiri dari logging dan welltest analisis. Ada beberapa bagian dalam welltest, meliputi pressure build up, drow down, multi rate test dan sebagainya. Untuk melihat potensi sumur umumnya dilakukan pressure bulid up test, meskipun tidak menutup kemungkinan dengan test yang lain.

Suatu rangkain test build up biasanya terdiri dari beberapa build up, yang masing-masing dapat dianalisa dan menghasikan suatu karakterisitik reservoir. Tetapi perlu diingat bahwa tidak

semua fase build up meghasilkan suatu pengukuran yang baik. Untuk itu perlu adanya suatu seleksi, dimana test build up yang dipilih dapat mewakili reservoir yang dianalisa. Untuk itu perlu adanya pemahaman yang baik mengenai lubang sumur, termasuk ada tidaknya ikan, pengaruh perubahan fasa fluida, pengaruh patahan, fracture, dan lain sebagainya. Pengetahuan tentang lapangan, dan riwayat sumur sangat perpengaruh terhadap analisa suatu pressure build up test.

Setelah penilaian formasi dapat diinterpretasi yang terdiri dari logging dan welltest, maka langkah berikutnya adalah mempreksi laju produksi minyak untuk waktu yang akan datang. Ada beberapa metode untuk memprediski ini, salah satunya adalah dengan simulasi single well model.

2. Metodologi

Potensi suatu sumur minyak dapat diketahui dengan weltest analysis. Perkiraan-perkiraan semacam ini hanya diketahui pada satu waktu saja, yaitu pada saat test berlangsung. Dengan analisa PBU, dapat diketahui seperti tekanan reservoir (P*), permeabilitas efektif minyak (Kro), faktor skin (S), dan kondis reservoir, misalnya bounded atau tidak. Langkah yang lebih jauh adalah membuat 'single well model '. Dari hasil analisa PBU tersebut kemudian dibuat simulasi sumur tunggal.

Pemodelan dilakukan secara matematik, dengan bantuan simulator reservoir CMG. Model satu sumur ini kemudian dipredisi sesuai dengan waktu yang ditentukan. Dengan demikian dapat diketahui kenerja reservoir yang akan datang dan laju produksi minyakyang akan datang.

3. Perencanaan Model Reservoir

Model reservoir merupakan elemen pokok dalam simulasi reservoir, dimana model tersebut merepresentasikan konstruksi dan kondisi dari reservoir yang akan disimulasikan. Perencanaan suatu model reservoir dilakukan secara sistematik atau berurutan, yang disertai dengan analisa terhadap parameter-parameter terkait, sehingga didapatkan model yang representatif untuk mensimulasikan reservoir sesuai dengan tujuan dan prioritas simulasi. Proses perencanaan model meliputi :

- ☐ Pemilihan, jenis dan dimensi model
- ☐ Pemilihan sistem, ukuran grid dan koordinat

3.1 Pemilihan Model

Pemilihan model dipengaruhi oleh beberapa parameter teknis, antara lain adalah jenis reservoir, geometri dan dimensi reservoir, data yang tersedia, serta tahapan proses recovery yang akan dimodelkan. Selain itu, pemilihan model juga mempertimbangkan sumber daya manusia, kemampuan teknologi (komputer) serta pertimbangan besarnya investasi biaya yang digunakan.

Secara umum jenis reservoir terdiri dari tiga jenis, yaitu gas, minyak dan kondensat. Reservoir gas dapat disertai adanya aquifer, atau bisa juga tanpa aquifer. Pada sistem reservoir gas tanpa aquifer, simulasi cukup dengan menggunakan model satu fasa (single-phase model). Reservoir minyak yang hanya terdapat perpindahan massa minimal antara minyak dengan gas terasosiasi dapat ditangani dengan simulator black-oil, sedangkan reservoir minyak dengan adanya aquifer akan membutuhkan model dua fasa.

3.2. Jenis Model

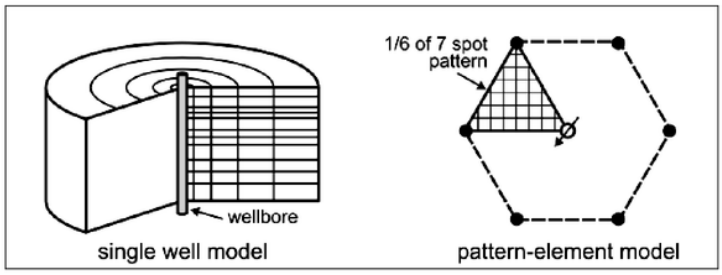
Berdasarkan pendekatan studinya, model yang digunakan pada simulasi dapat dibedakan menjadi 2 jenis, yaitu :

- Model Aktual

  Merupakan model yang merepresentasikan deskripsi geologi dan karakteristik reservoir secara lengkap. Model jenis ini biasanya digunakan untuk penanganan suatu lapangan, baik yang bersifat khusus, seperti halnya penanganan suatu masalah produksi, maupun dalam cakupan yang lebih luas, seperti untuk memperkirakan recovery serta parameter manajemen reservoir yang lain. Pada model aktual, tersedianya data produksi memungkinkan untuk memvalidasi model sehingga akan meningkatkan akurasi hasil simulasi.

- Model Konseptual

  Merupakan model sederhana, dengan karakteristik yang cenderung seragam. Data yang digunakan pada model ini biasanya merupakan data hipotetis. Model jenis ini digunakan untuk studi sederhana yang sifatnya umum, seperti halnya studi sensitivitas perubahan berbagai parameter terhadap kinerja. Model konseptual tidak memerlukan suatu validasi yang detail, karena model tersebut dibuat dengan asumsi-asumsi yang bersifat umum dan disesuaikan dengan tujuan simulasi.



Gambar 1.
Jenis Model Berdasarkan Cakupannya

Sedangkan berdasarkan cakupannya, *single well model* dapat dikategorikan menjadi 2 jenis (seperti yang terlihat pada Gambar 1), yaitu :

- Single-Well Model

  Merupakan model satu sumur yang dibuat dalam koordinat radial, digunakan untuk mempelajari performance dari suatu sumur. Contoh : studi kecenderungan coning sumur produksi.

- Pattern-Element Model

  Merupakan model bagian dari suatu pola penyapuan, yang digunakan untuk mengoptimalkan model reservoir yang digunakan, dengan asumsi homogenitas karakteristik secara horizontal. Contoh : studi effisiensi penyapuan pada pengurasan berpola pada proyek waterflood.

3.3. Dimensi Model

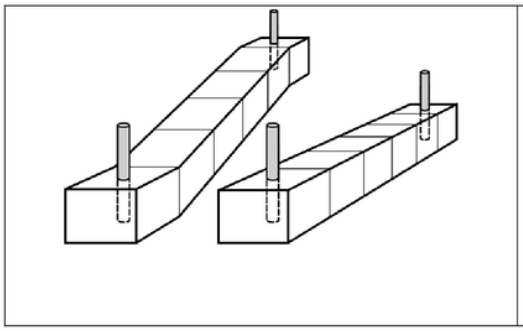
Dimensi model yang dapat digunakan pada simulasi reservoir ada empat, yaitu mulai dari model 0-dimensi yang paling sederhana, model 1-dimensi, model 2-dimensi sampai model 3-dimensi yang paling kompleks.

Model 0-dimensi menunjukkan bahwa sifat-sifat reservoir tidak mengalami perubahan, merupakan reservoir yang homogen, isotropik dan seragam. Contoh simulator dengan model 0-dimensi yang terkenal adalah persamaan material balance.

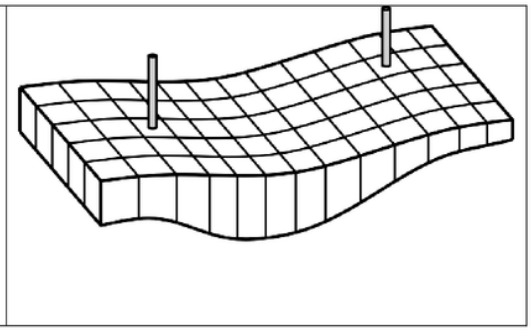
Model 1-dimensi biasanya digunakan pada simulasi pilot project, ataupun pada bagian dari reservoir yang lurus dan sederhana. Gambar 2, menunjukkan model 1-dimensi pada resorvoir datar dan model yang disesuaikan untuk reservoir dengan kemiringan.

Model 1-dimensi dapat digunakan pada kondisi-kondisi sebagai berikut :

- Simulasi per-bagian dari reservoir
- Simulasi dengan tujuan khusus, seperti line drive behavior, miscible flooding, simulasi pilot-flood project, dan sebagainya.



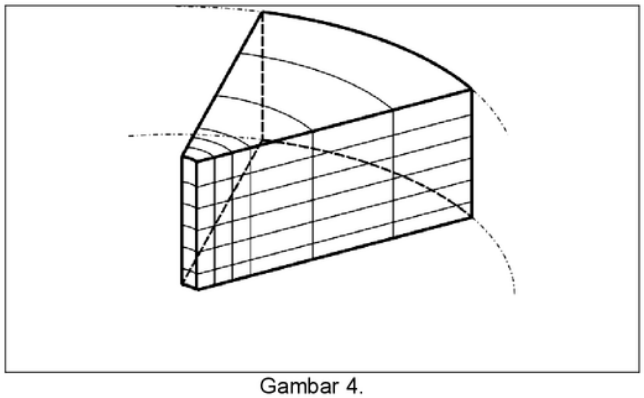
Gambar 2.
Model 1-Dimensi (reservoir miring dan datar)



Gambar 3.
Model 2-Dimensi Horizontal

Model simulator 2-dimensi merupakan pilihan terbaik untuk simulasi dengan cakupan yang luas dan dipengaruhi oleh perubahan parameter areal. Gambar 3, menunjukkan model reservoir yang umum dengan 2-dimensi horizontal. Model reservoir 2-dimensi horizontal digunakan dalam simulasi struktur multi-well dengan ukuran besar, simulasi reservoir sistem multi-unit, penentuan sifat-sifat heterogenitas batuan, analisa migrasi fluida melalui lease-line, kondisi variasi vertikal sifat fluida yang tidak dominan, serta dalam pemilihan pola operasi yang optimum untuk secondary recovery maupun

pressure maintenance. Model 2-dimensi juga dapat berupa model radial yang khusus digunakan untuk studi simulasi single well, seperti pada Gambar 4.

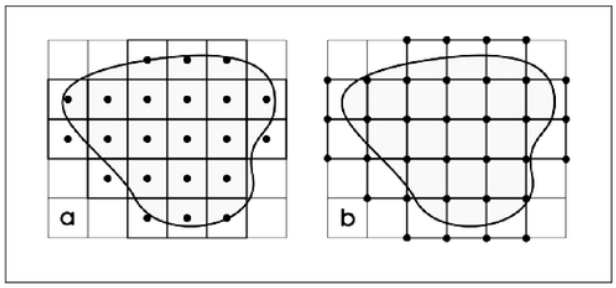


Gambar 4.
Model 2-Dimensi Radial

3.4. Sistem Grid

Sistem grid yang dapat digunakan pada model simulasi adalah sebagai berikut :

- **Block Centered**, dimana parameternya dihitung pada pusat cell (Gambar 5a).
- **Lattice**, dimana parameternya dihitung pada perpotongan garis (Gambar 5b)



Gambar 5.
Sistem Grid
a. block centered, b. lattice (corner-point)

3.5. Koordinat Grid

Berdasarkan bentuknya, jenis grid dibedakan menjadi 5 jenis, yaitu :

- ☐ Cartesian grid,
- ☐ Curvilinear grid,
- ☐ Radial grid, dan
- ☐ Locally-refined cartesian grid.

Cartesian Grid

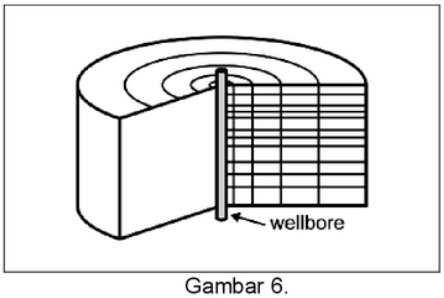
Grid jenis ini dibentuk oleh garis-garis horizontal dan vertikal yang membentuk bujur sangkar, dan merupakan jenis grid yang paling umum digunakan dalam pemodelan reservoir.

Curvilinear Grid

Grid ini digunakan untuk menyesuaikan model dengan batas reservoir, adanya patahan serta untuk mengikuti arah pola aliran fluida, terutama pada reservoir miring, atau adanya perbedaan kedalaman antara sumur injeksi dan produksi.

Radial Grid

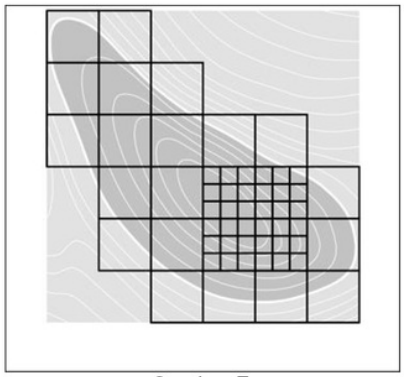
Grid jenis ini (Gambar 6) biasanya digunakan pada simulasi single-well, untuk memperkirakan kinerja sumur, terjadinya coning, mengetahui pengaruh komplesi serta memperkirakan karakteristik permeabilitas ditempat dengan pressure build-up.



Gambar 6.
Radial Grid

Locally-refined Cartesian Grid

Grid jenis ini (Gambar 7) di bentuk dengan membuat fine grid pada bagian-bagian tertentu dari coarse grid. Hal ini dilakukan untuk mempercepat proses simulasi yaitu dengan memperkecil jumlah sel yang disimulasikan, tanpa mengorbankan akurasi pada bagian-bagian tertentu yang merupakan prioritas dari simulasi.

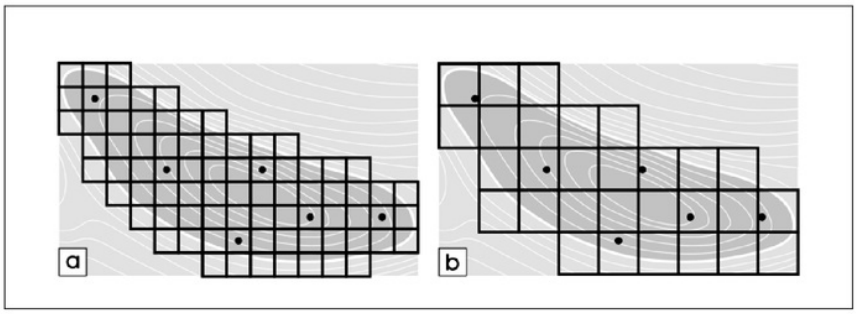


Gambar 7.
Locally-refined Cartesian Grid

3.5. Ukuran Grid

Pemilihan ukuran grid merupakan hal yang kruisial dalam pembuatan model. Ukuran grid akan berkaitan dengan semua aspek dari model yang dibuat. Ukuran grid juga akan berpengaruh secara langsung dengan jumlah sel, semakin kecil ukuran grid maka semakin banyak jumlah sel yang menyusun model.

Berdasarkan ukurannya, grid dapat dibedakan menjadi 2 jenis, seperti yang terlihat pada Gambar 8., yaitu coarse grid (grid kasar) dan fine grid (grid halus)

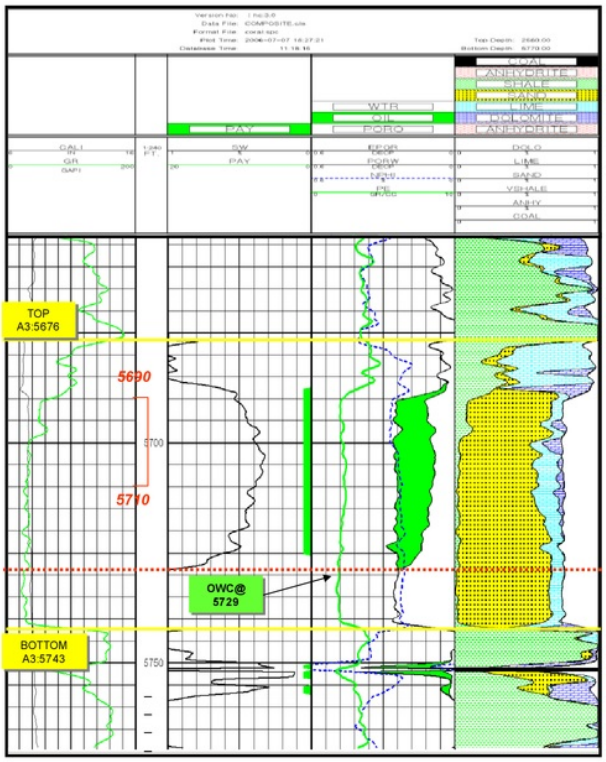


Gambar 8.
Jenis Ukuran Grid pada Model Simulasi
(a) coarse grid, (b) fine grid

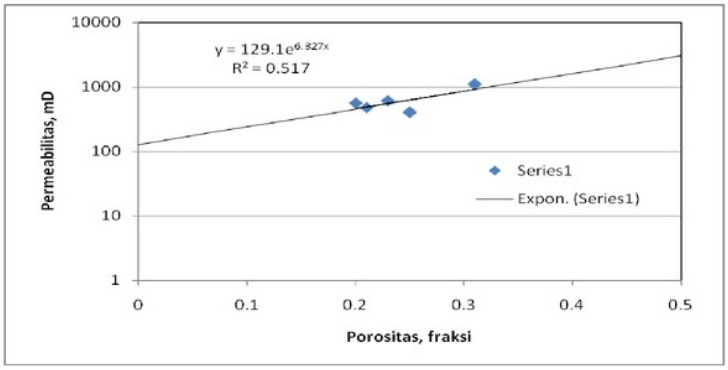
4. Data yang Digunakan

Pembuatan singe well model ini, menggunakan data dari interpretasi log, hasil interpretasi welltesting, core, sifat fisik batuan dan sifat fisik fluida reservoir. Pada Gambar 9 adalah merupakan hasil dari interpretasi log sumur T2, Gambar 10 adalah hubungan porostas dan permeabilitas dari hasil coring lapangan tersebut, Gambar 11 permeabilitas relatif dari reservoir tersebut dan gambar 12

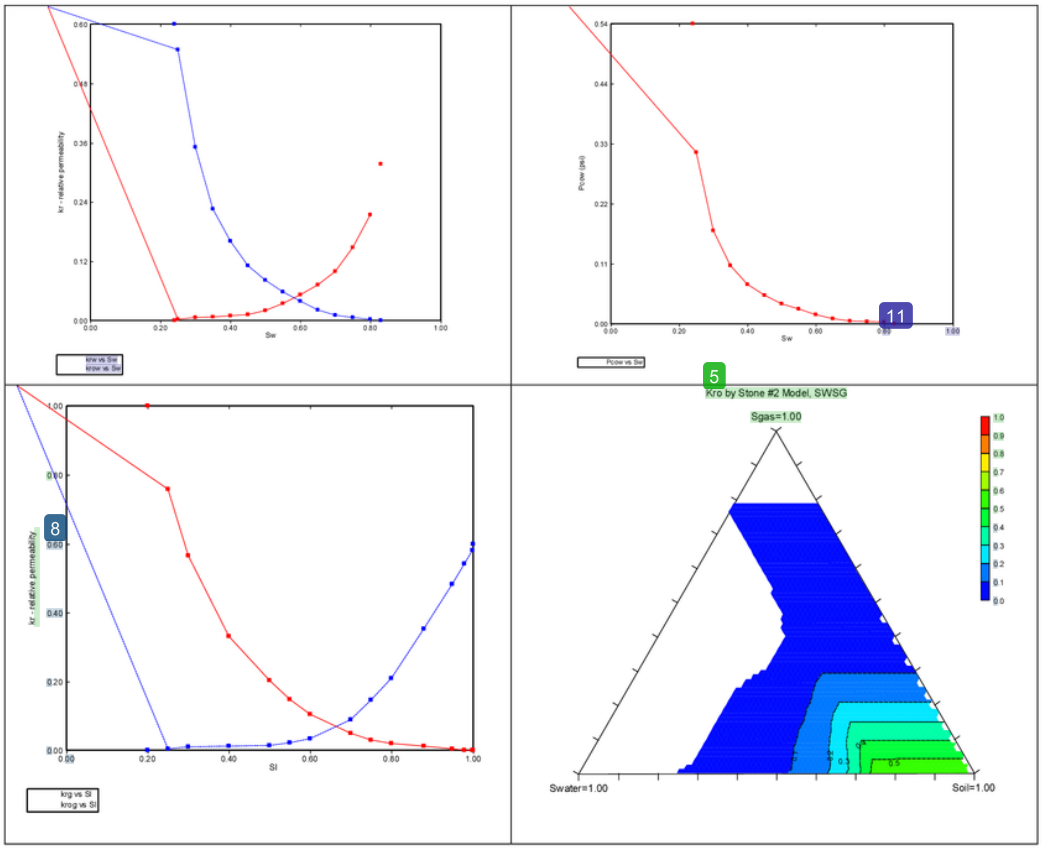
adalah sifat fisik dari fluida reservoir. Tabel 1 merupakan data ringkasan dari interpretasi weltesting dan data pendukung lainnya.



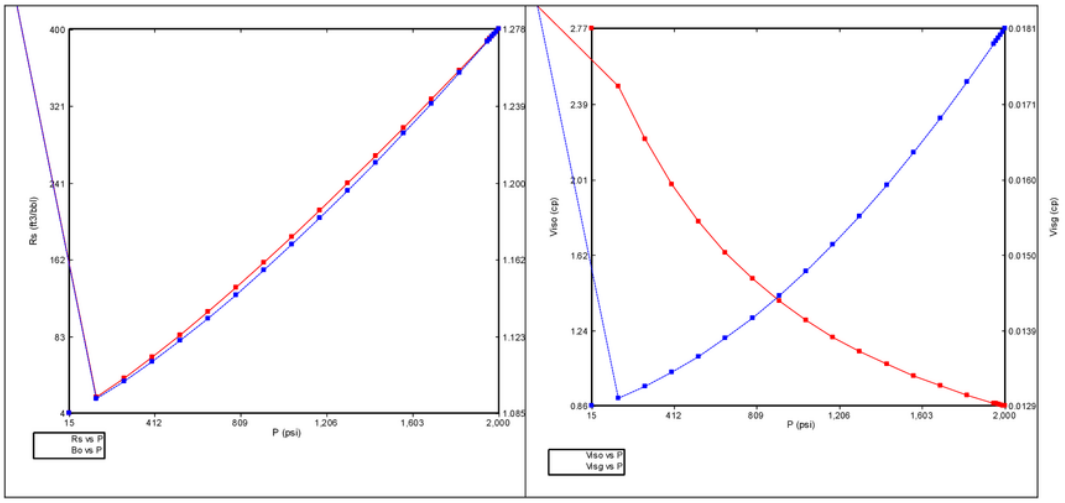
Gambar 9.
Hasil interpretasi log pada sumur T2



Gambar 10.
Hubungan antara porositas dan permeabilitas



Gambar 11. Permeabilitas Relatif Vs saturasi dan Permeabilitas relatif tiga fasa



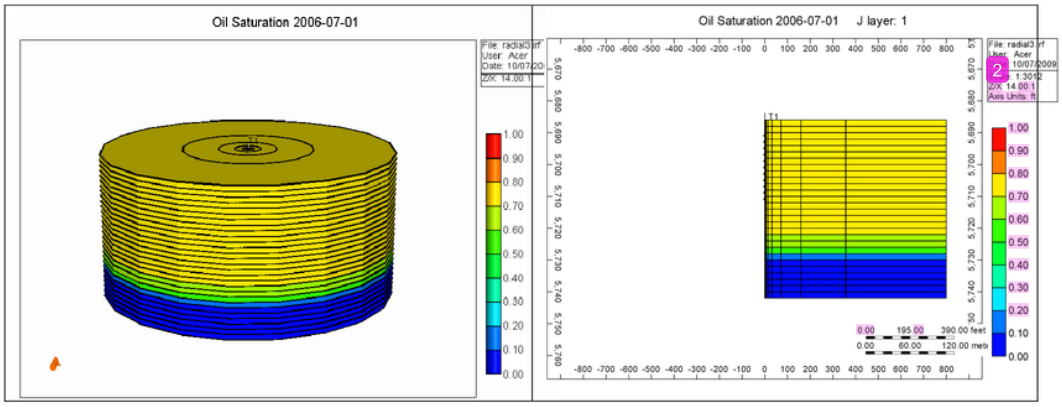
Gambar 12. Karakter sifat fisik fluida reservoir

Tabel 1 Data ringkasan dari analisa welltest dan pendukung lainnya

No.	Variabel	Nilai
1	Tekanan Reservoir (psi)	2000
2	Temperatur (°F)	230
3	°API minyak	30,5
4	Denstas gas (udara = 1)	0.85
5	Permeabilitas absolut mD	500
6	Porositas (fraksi)	23
7	Compresibilitas batuan (1/psi)	1,5e-4
8	re (ft)	800

5. Hasil dan Pembahasan

Dari serangkaian data yang telah disebutkan di sub bab 5, maka langkah berikutnya adalah pembuatan model. Gambar 13 adalah hasil initialisasi single well model yang telah dibuat. Dari initialisasi ini maka didapatkan cadangan minyak secara volumetris sebesar 2 MMSTB, gas 805 MMSCF dan air 2 MMSTB.



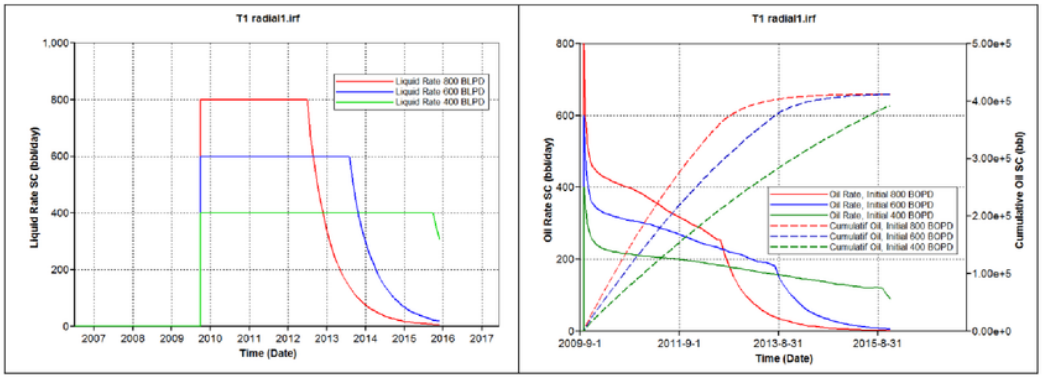
Gambar 13 Hasil Initialisasi dari single well model sumur T1

Mengingat sumur masih baru dan masih tahap perencanaan, maka dalam model ini tidak dilakukan history matching. Tahap perencanaan ini dilakukan dengan memproduksikan sumur dari tanggal 1/10/2009 hingga 1/10/2015 dengan bottom hole pressure minimal 250 psi. Adapun skenario yang buat adalah sebagai berikut :

1. Sumur diproduksikan dengan liquid rate konstan sebesar 800 BOPD, 600 BOPD dan 400 BOPD dengan letak perforasi sama.

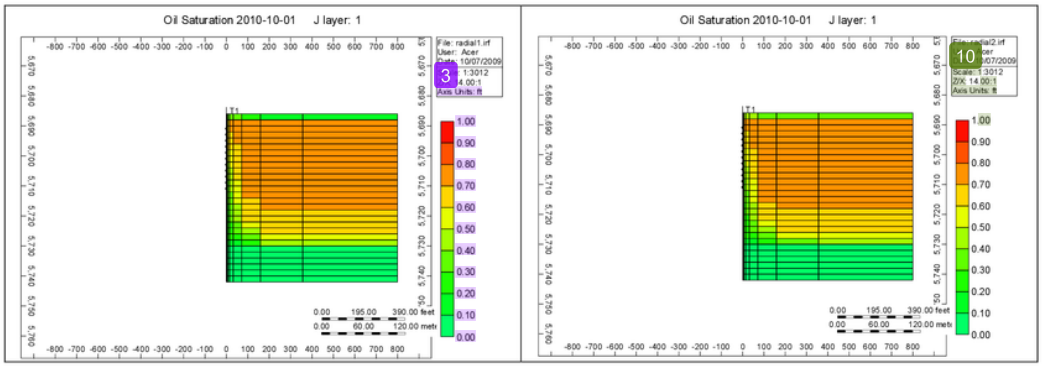
2. Sumur diproduksikan dengan 800 BOPD dan 600 BOPD dengan letak perforasi yang berbeda.
3. Skenario 2, tetapi pada bulan 10/2010, perforasi di tutup bagian bawah, dan rate liquid dinaikkan dari 800 BOPD Menjadi 1000 BOPD dan 600 BOPD menjadi 800 BOPD.

Gambar 14 adalah hasil dari skenario 1. Dari gambar terlihat bahwa laju produksi awal sebesar 800 BOPD merupakan alternatif yang terbaik jika dibandingkan dengan laju produksi yang lebih rendah.

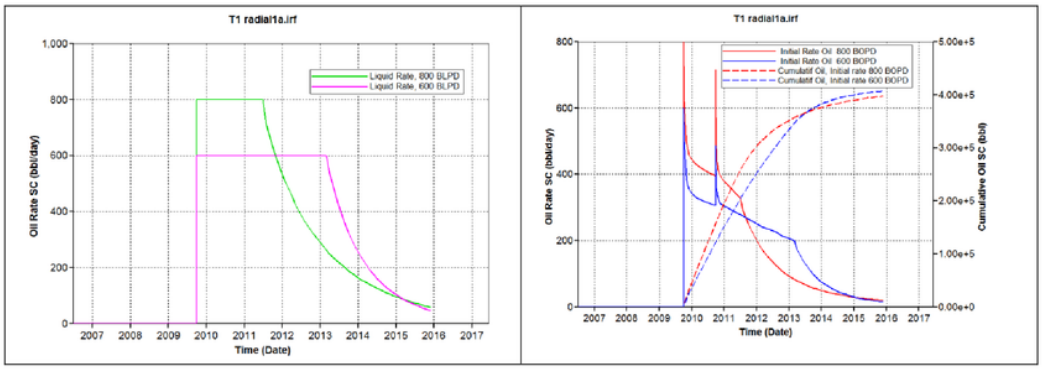


Gambar 14. Hasil skenario 1

Skenario 2, perforasi dipersempit ke atas karena setelah produksi selama satu tahun saturasi air sudah naik keatas seperti yang terlihat pada gambar 15. Dengan ditutupnya perforasi bagian bawah, maka laju produksi minyak dapat meningkat untuk sesaat (Gambar 16).

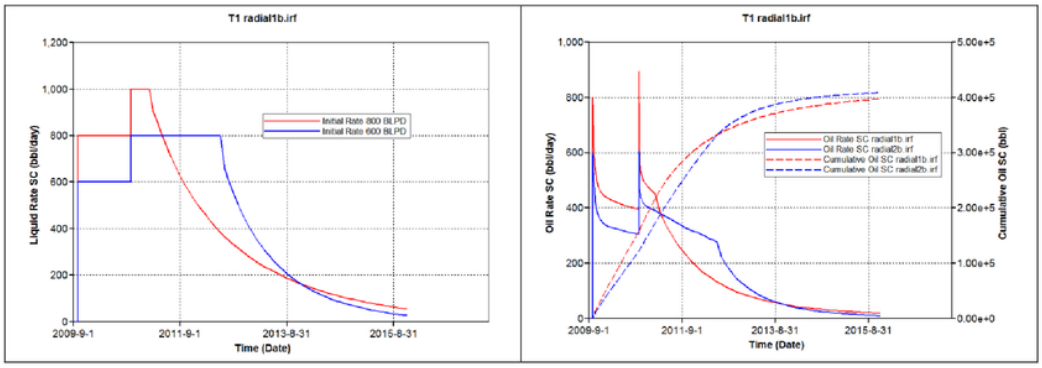


Gambar 15. Distribusi saturasi minyak secara vertikal untuk rate 800 BLPD dan 600 BLPD.



Gambar 16. Hasil dari skenario 2

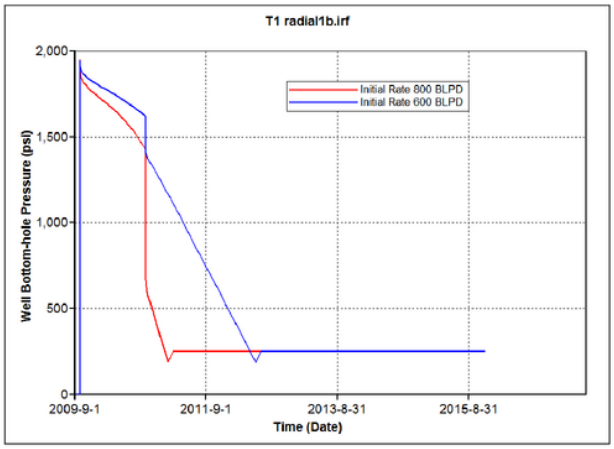
Hasil dari skenario 2 dapat dilihat bahwa sampai batas waktu yang telah ditentukan, ternyata laju produksi awal sebesar 600 BOPD mempunyai recovery faktor yang lebih tinggi bila dibandungkan dengan laju produksi awal minyak sebesar 800 BOPD. Walaupun demikian dengan laju produksi awal minyak sebesar 800 BOPD mempunyai kumulatif yang lebih besar dari pada laju poduksi awal sebesar 600 BOPD. Oleh sebab itu untuk kasus yang seperti ini tergantung dari kebijaksanaan perusahaan kira-kira alternatif mana yang lebih menguntungkan.



Gambar 17. Hasil dari skenario 3

Skenario 3 terlihat bahwa recovery faktor yang terbaik adalah pada laju laju produksi awal 600 BLPD. Meskipun pada tanggal 1/10/2010 dilakukan peningkatan produksi, namun karena tekanan reservoir sudah turun (seperti terlihat pada Gambar 17) maka peningkatan tersebut tidak bisa berjalan lama.

Dari skenario 1 hingga skenario 3, maka ringkasannya dapat dilihat di Tabel 2. Kalau dilihat dari akhir periode produksi, yaitu tanggal 1/12/2015 maka recovery faktor tidak jauh berbeda. Sehingga yang membedakan adalah pada laju roduksi harian dari masing-masing skenario.



Gambar 18. Hubungan antara Bottom Hole Pressure dengan Waktu pada laju produksi 800 BLPD dan 600 BLPD

Tabel 2. Ringkasan dari Skenario 1 hingga Skenario 3

Skenario ke	Perencanaan	Kumulatif Produksi (20015)	R F (%)
1	➢ Laju Awal 800 BLPD ➢ Laju Awal 600 BLPD ➢ Laju Awal 400 BLPD	411684 STB 411684 STB 392377 STB	20,58 20,58 19,61
2	➢ Laju Awal 800 BLPD ➢ Laju Awal 600 BLPD (keduanya peforasi dipersempit)	397415 STB 406786 STB	19,87 20,34
3	➢ Laju Awal 800 BLPD ➢ Laju Awal 600 BLPD (Laju produksi dirubah di 1/10/2010)	397287 STB 408074 STB	19,86 20,40

6. Kesimpulan

Dari uraian tersebut diatas maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Hasil initialisasi model menghasilkan cadangan minyak sebesar 2 MMSTB, gas 805 MMSCF dan air 2 MMSTB. Cadangan air bisa sama dengan minyak karenanya ada kolom air sebagai aquifer.
2. Hasil dari masing-masing skenario mempunyai nilai recovery faktor yang tidak jauh berbeda pada saat akhir periode produksi, yang menjadi perbedaan adalah laju produksi awal yang lebih tinggi, yaitu pada laju produksi 800 BOPD.
3. Skenario yang paling bagus kalau dilihat dari perolehan minyak di awal produksi, maka diambil skenario 1 dengan laju produksi 800 BLPD.

DAFTAR PUSTAKA

1. Ahmed, Tarek H., "*Reservoir Engineering Handbook*", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1989
2. Amyx, J.W., Bass, D.W.Jr., Whiting, R.L, "*Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties*", Mc Graw Hill Books Company, New York, Toronto, London, 1660
3. Aziz, K. and Settari, A., "*Petroleum Reservoir Simulation*", Elsevier Applied Science Publisher London and New York, 1979
4. Crichlow, H.B., "*Modern Reservoir Engineering A Simulation Approach*", Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1977
5. Dake, L.P., "*Fundamental Of Reservoir Engineering*", Elsevier Scientific Publishing Company, 1978
6. JR, William D. McCain, "*The Properties Of Petroleum Fluids*", Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1973.

Perkiraan Produksi Minyak Sumuran Dengan Simulasi Single Well Model

ORIGINALITY REPORT

7%	7%	4%	0%
SIMILARITY INDEX	INTERNET SOURCES	PUBLICATIONS	STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1	gede-siddiarta.blogspot.com Internet Source	1%
2	theses.ucalgary.ca Internet Source	1%
3	Farshad Tabasinejad. "Feasibility Study of In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs", Proceedings of First International Oil Conference and Exhibition in Mexico IOCEM, 08/2006 Publication	1%
4	www.slideshare.net Internet Source	1%
5	higherlogicdownload.s3.amazonaws.com Internet Source	1%
6	www.rgn.hr Internet Source	<1%
7	Roman Berenblyum. "Black Oil Streamline Simulator With Capillary Effects", Proceedings	<1%

	of SPE Annual Technical Conference and Exhibition ATCE, 10/2003 Publication	
8	www.repositorio.uff.br Internet Source	<1%
9	abahrumadi.blogspot.com Internet Source	<1%
10	L. Melzer. "The Origin and Resource Potential of Residual Oil Zones", Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition ATCE, 09/2006 Publication	<1%
11	etd.lib.metu.edu.tr Internet Source	<1%
12	biaya-skt-migas.blogspot.com Internet Source	<1%
13	www.neliti.com Internet Source	<1%
14	www.put.ac.ir Internet Source	<1%
15	www.itb.ac.id Internet Source	<1%
16	www.eprints.upnyk.ac.id Internet Source	<1%

Exclude quotes	On	Exclude matches	Off
Exclude bibliography	Off		