

PERAMALAN PRODUKSI SUMUR “X” DILAPISAN RESERVOIR “Y” DENGAN SIMULASI RESERVOIR

Deddy Phitra Akbar, Mumin Priyono Tamsil, Sri Feni M
Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

Abstrak

Dalam industri perminyakan mengeksploitasi atau memproduksi minyak dan gas bumi dengan perolehan yang maksimum dari reservoir adalah tujuan dari setiap ahli perminyakan, akan tetapi dalam prosesnya terdapat beberapa hambatan sehingga produksi minyak dan gas tidak sesuai dengan yang diharapkan. Dengan demikian kita membutuhkan strategi kompleks yang tepat agar dapat memproduksi minyak dan gas secara optimum. Ada beberapa metode yang dapat membantu kita dalam menciptakan strategi kompleks yang baik. Salah satunya adalah metode Simulasi Reservoir. Simulasi reservoir merupakan metode membuat model reservoir berdasarkan model fisik maupun model matematik yang dapat memberikan ilustrasi dari bentuk model reservoir yang sesungguhnya, adapun tujuan inti dari simulasi reservoir dapat meramalkan atau memberikan gambaran tentang perilaku reservoir terhadap berbagai metode operasi produksi, adapun keakuratan dalam simulasi ini sangat bergantung pada data lapangan dan history matching, sedangkan tahapan kerja dalam melakukan simulasi reservoir meliputi preparasi data, matching (penyelarasan) dan prediksi.

Kata kunci: Simulasi Reservoir

Pendahuluan

Dalam industri perminyakan mengeksploitasi atau memproduksi minyak dan gas bumi dengan perolehan yang maksimum dari reservoir adalah tujuan dari setiap ahli perminyakan, akan tetapi dalam prosesnya terdapat beberapa hambatan yang dapat disebabkan dari karakteristik reservoir itu sendiri sehingga produksi minyak dan gas tidak sesuai dengan diharapkan

Dalam penulisan tugas akhir ini saya sebagai penulis memilih judul “Peramalan Produksi Sumur “x” dilapisan Reservoir “Y” dengan Simulasi Reservoir”. Dengan melakukan simulasi reservoir kita dapat mengetahui performance kinerja dari reservoir yang akan kita analisa, Dengan demikian kita dapat meramalkan faktor perolehan dari reservoir minyak berdasarkan data PVT, karakteristik batuan dan fluida reservoir. Serta dapat menentukan strategi kompleks yang tepat untuk mendapatkan faktor perolehan yang besar sesuai dengan karakteristik reservoir.

Problem Statement

Salah satu permasalahan yang ada yaitu dalam permodelan simulasi reservoir terdapat keterbatasan dalam input data. Oleh karena itu permodelan simulasi reservoir akan menggunakan data hasil analisa petrofisik dan core.

Teori Dasar

Simulasi Reservoir

Simulasi reservoir dengan metode numerik adalah metode yang dapat menggambarkan aliran multiphase dalam heterogenitas reservoir yang telah mempunyai jadwal produksi sehingga dapat digunakan untuk mempelajari, mengetahui ataupun memperkirakan kinerja aliran fluida pada sistem reservoir tersebut.

Model dalam simulasi reservoir dibagi menjadi tiga yaitu :

1. *Black Oil Simulation*

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

2. *Thermal Simulation*

Simulasi ini banyak digunakan untuk studi aliran fluida, perpindahan panas maupun reaksi kimia. Simulasi ini banyak digunakan untuk studi injeksi uap panas dan pada proses perolehan minyak tahap lanjut.

3. *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*.

Grid

Ukuran *grid* sangat mempengaruhi tingkat ketelitian perhitungan cadangan dan pergerakan fluida reservoir yang dilakukan simulator. Ukuran sel yang semakin kecil akan menghasilkan perhitungan yang dilakukan simulator semakin teliti. Dengan semakin kecil sel akan menambah jumlah sel keseluruhan sehingga akan membutuhkan waktu yang lebih lama pada saat dijalankan karena kerja simulator semakin berat. Penentuan ukuran *grid* yang baik perlu memperhatikan :

1. Dapat mengidentifikasi saturasi dan tekanan pada suatu posisi yang spesifik sesuai dengan kebutuhan studi
2. Dapat menggambarkan geometri, geologi dan *property* reservoir awal dengan jelas
3. Dapat menggambarkan saturasi dinamis dan profil tekanan cukup detail untuk mendapatkan hasil yang objektif
4. Pergerakan fluida pada model cukup pantas
5. Dapat sesuai dengan penyelesaian matematis simulator sehingga hasil aliran fluida akurat dan stabil

Inisialisasi

Inisialisasi merupakan pengkajian ulang data yang dimasukkan ke dalam simulator. Kekurangan data yang dimasukkan akan mengakibatkan proses inisialisasi tidak akan berjalan. Simulator akan menunjukkan data apa yang belum dimasukkan. Proses yang sudah berjalan dengan baik akan menghasilkan berupa reservoir semua kondisi awal, dan terutama adalah volume reservoir awal, baik minyak (*Original Oil in Place*), gas (*Original Gas in Place*) dan air. Perhitungan cadangan tersebut dapat dihitung dengan metode volumetrik dan *Material Balance*.

History Matching

History matching adalah pengujian kebenaran atau keakuratan dari model reservoir yang sudah terkonstruksi. Proses ini untuk menyelaraskan data hasil dari perhitungan simulator dengan kondisi lapangan sebenarnya. Pada umumnya penggambaran reservoir dalam model yang diuji keakuratannya yaitu data produksi dan tekanannya.

Parameter data input dalam pemodelan harus dimodifikasi hingga penyesuaian antara model simulasi dan lapangan sebenarnya dapat tercapai dengan dilakukannya *trial and error*. Beberapa pendekatan parameter yang biasanya mengalami modifikasi yaitu : permeabilitas untuk menyesuaikan data tekanan, distribusi saturasi dan gradien tekanan, *property aquifer* yaitu porositas, ketebalan, dan permeabilitas dari *aquifer* untuk menyesuaikan penyebaran *water influx*.

Skenario

Tujuan utama dalam proyek simulasi adalah untuk meramalkan kinerja reservoir pada masa yang akan datang sesuai dengan skenario yang diterapkan. Setelah proses *history matching* laju alir yang ditetapkan untuk masing-masing sumur sesuai dengan periode sejarah produksi. Untuk peramalan kedepan laju alir tersebut tidak diketahui sehingga harus ditentukan. Kondisi yang umum adalah dengan menentukan *bottom hole flowing pressure*, P_{wf} , dan simulator akan menghitung laju alir sampai dengan waktu yang ditetapkan.

Analisa Data dan Perhitungan

Dalam melakukan simulasi reservoir memerlukan persiapan beberapa data input, yaitu:

1. Data permeabilitas dan porositas (petrofisik)
2. Data scal (*Special Core Analysis*)
3. Data PVT

Sumur KTI-1 merupakan sumur pemboran pengembangan bertujuan untuk menambah titik serap di struktur KTI, salah satu target lapisan yang ditembus yaitu lapisan TRA dengan litologi batu pasir pada kedalaman antara 904-922mMD,

Data yang digunakan untuk bahan studi adalah data karakteristik batuan dan fluida dari analog sumur sekitar sumur KTI-1 yang masih satu reservoir dengan lapisan TRA. Data PVT diperoleh dari sumur KTI-2 yang kedalamannya mendekati sumur KTI-1 sedangkan data *core* dari sumur KTI-3 yang kedalamannya mendekati sumurn KTI-1. Untuk data *core* dapat dilihat pada lampiran A sedangkan data PVT terdapat pada lampiran B.

Data Porositas dan Permeabilitas

Data porositas, permeabilitas, saturasi air, thickness, dan saturasi oil diperoleh dari hasil pengukuran log *density* dan neutron dengan porositas efektif rata-rata 23% dan permeabilitas rata-rata 434.89 md. Dapat dilihat pada table 4.1, untuk lebih lengkapnya data porositas dan permeabilitas dapat di lihat pada lampiran B.1.

DEPTH	Perm	PHIE	SW	thickness	SO
904.9512	0.0001	0.0168	1	0.500024	0
905.1036	0	0.0045	1	0.500024	0
905.256	0	0.0037	1	0.500024	0
905.4084	0	0.0109	1	0.500024	0
905.5608	0.0009	0.0257	1	0.500024	0
905.7132	0.0002	0.019	1	0.500024	0
905.8656	0.0001	0.015	1	0.500024	0

Data Scal (*Special Core Analisis*)

Data batuan diperoleh dari analisa laboratorium *sample core* sumur KTI-3 kedalaman (878-885.5) mMD untuk mewakili lapisan TRA. Data yang akan dijadikan sebagai input data adalah *unsteady state* permeabilitas relatif air dan minyak [Kw/Ko] terlihat pada gambar 4.2 dan data *unsteady state* permeabilitas relatif air dan gas [Kg/Ko] terlihat pada gambar 4.3. Data ini yang akan merepresentasikan kelakuan produksi minyak dan air di reservoir.

Parameter permeabilitas relatif minyak dan air (Kw/Ko) dengan parameter sebagai berikut:

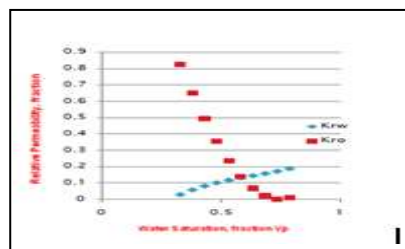
<i>Sample depth</i>	:878.45 mMD
<i>Permeability to air</i>	:640 md
<i>Porosity</i>	:0.295 fraction
<i>Initial water saturation</i>	:0.262 fraction
<i>Effective permeability to oil at Swi</i>	:517 md
<i>Effective permeability to water at Sor</i>	:144 md

Sebelum dimasukan sebagai data input, terlebih dahulu dilakukan perhitungan dinormalisasi pada setiap data *sample core* yang ada untuk mencari rata – rata (average) dari data Sw, Kro, Krw, Sg, Krog, Krg. Setelah dinormalisasi data dapat digunakan sebagai data input pada software CMG.

Table 4.1. Data Sw, Krw, Kro setelah dinormalisasi

Sw	Krw	Kro
0.327167	0.03075	0.826932
0.378	0.059744	0.652736
0.428833	0.083349	0.495224
0.479667	0.102651	0.356208
0.5305	0.118737	0.2375
0.581333	0.132692	0.140912
0.632167	0.145602	0.068256
0.683	0.158553	0.021344
0.733833	0.172631	0.001988
0.784667	0.188922	0.012

Data yang terdapat pada table 4.1 akan digunakan sebagai data input dalam software CMG, tepatnya untuk pengisian data input pada water – oil table. Pada gambar 4.2 merupakan grafik *unsteady state* permeabilitas relatif air dan minyak yang dibuat berdasarkan data hasil dinormalisasi dari tabel 4.1.



Gambar 4.2 *Unsteady State Water-Oil Relative Permeability*”

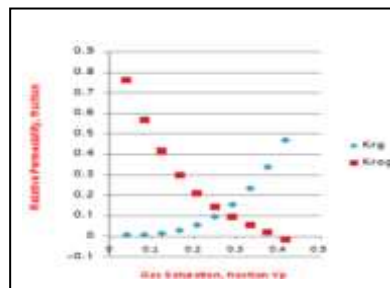
Data *unsteady state* permeabilitas relatif gas dan minyak [Kg/Ko] diperoleh dari analisa laboratorium sample core sumur KTI-3, gambar 4.3 dengan parameter sebagai berikut :

<i>Sample depth</i>	:878.45 mMD
<i>Permeability to air</i>	:640 md
<i>Porosity</i>	:0.295 fraction
<i>Initial water saturation</i>	:0.262 fraction
<i>Effective permeability to oil at Swi</i>	:517 md
<i>Effective permeability to gas at Sor</i>	:369 md

Table 4.2. Data Sg, Krg, Krog setelah dinormalisasi

Sg	Krg	Krog
0.041667	0.005882	0.762151
0.083333	0.00542	0.568528
0.125	0.012748	0.416017
0.166667	0.028017	0.298504
0.208333	0.054524	0.209875
0.25	0.095567	0.144016
0.291667	0.154446	0.094813
0.333333	0.234456	0.056152
0.375	0.338897	0.021919
0.416667	0.471066	-0.014

Data pada table 4.2 akan digunakan sebagai data input dalam software CMG, tepatnya untuk pengisian data input pada Liquid – Gas table. Pada gambar 4.3 merupakan grafik *unsteady state* permeabilitas relatif air dan gas yang dibuat berdasarkan data hasil dinormalisasi dari tabel 4.2.



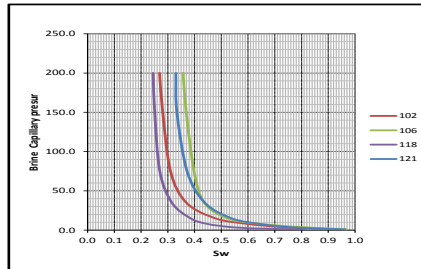
Gambar 4.3 “Unsteady State Gas-Oil Relative

Permeability

Tekanan kapiler diperoleh dari sampel *core* yang dijenuhi dengan air formasi kemudian diberikan tekanan sebesar 1.0, 2.0, 4.0, 8.0, 15.0, 35.0, 75.0, 150.0 dan 200.0 psig untuk mendapatkan 9 titik antara tekanan kapiler dengan saturasi air, hasil analisa laboratorium tekanan kapiler seperti terlihat pada tabel 4.3 dan gambar 4.4.

Tabel 4.3. Pengukuran Tekanan kapiler

Urut No	Depth, ft	Mudstone		Brine Saturation Pressure, psi												
		Permeability, md	Porosity, %	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10			
101	870.11	44.1	29.7	19.8	14.3	12.0	10.1	8.7	7.6	6.8	6.1	5.5	5.0	4.6	4.2	3.9
102	879.46	41.7	28.1	18.8	13.5	11.2	9.4	8.1	7.1	6.3	5.6	5.1	4.7	4.3	4.0	3.7
103	888.81	41.1	27.3	18.3	13.1	10.9	9.1	7.9	7.0	6.2	5.5	5.0	4.6	4.3	4.0	3.7
104	898.16	42.1	28.8	19.2	14.0	11.7	9.8	8.5	7.5	6.7	6.0	5.5	5.1	4.7	4.4	4.1

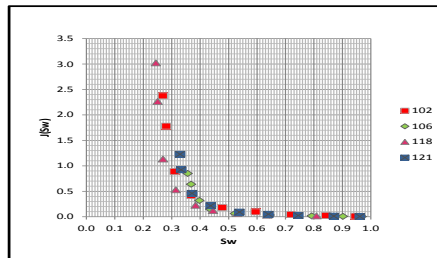


Gambar 4.4 Tekanan Kapiler vs Saturasi Air (Brine Saturation)

Leverret (1941) merumuskan *dimensionless* fungsi dari saturasi yang dinamakan *J-function*. Hasil perhitungan dari persamaan 4.4 dibuat grafik antara J(Sw) dengan saturasi air pada gambar 4.5.

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \dots\dots\dots 4.4$$

- Dimana
- J(Sw) = Leverett J-function
 - Pc = capillary pressure, psi
 - = interfacial tension, dynes/cm
 - k = permeability, md
 - = fraction porosity

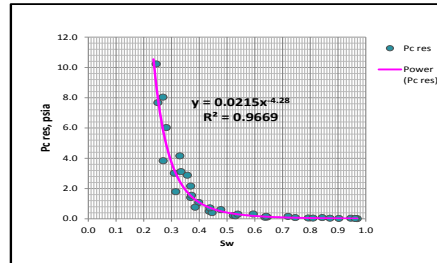


Gambar 4.5 Hasil Perhitungan Leverett J-function (Jsw) vs Saturasi Air

Dengan mengasumsikan *Leverett J-function* adalah properti dari batuan tidak akan merubah hasil laboratorium tersebut dalam keadaan reservoir yang sebenarnya oleh karena itu dapat dilakukan perhitungan tekanan kapiler dalam kondisi reservoir dengan persamaan 4.5 dan terlihat grafik antara tekanan kapiler dalam kondisi reservoir dengan saturasi air pada gambar 4.10.

$$(P_c)_{res} = (P_c)_{lab} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \sqrt{(\phi_{res} k_{core}) + (\phi_{core} k_{res})} \dots\dots\dots 4.5$$

- Dimana
- (Pc) res = reservoir capillary pressure
 - σ_{res} = reservoir surface or interfacial tension
 - k_{res} = reservoir permeability
 - ϕ_{res} = reservoir porosity
 - (pc)lab = laboratory measured capillary pressure
 - ϕ_{core} = core porosity
 - k_{core} = core permeability



Gambar 4.6 Plot saturasi air dengan tekanan kapiler kondisi di Reservoir

Grafik pada gambar 4.6 dengan persamaan $y = 0.00215x^{(-4.28)}$ adalah persamaan yang dipakai untuk input data tekanan kapiler yang merepresentasikan distribusi saturasi minyak dan air dalam pemodelan reservoir.

Data PVT

Data PVT yang dipakai adalah analisa laboratorium dari sumur AH-2 dengan kedalaman (829-831) mMD yang dianalogikan mewakili lapisan TRA karena mempunyai data tekanan dan kedalaman yang sama dengan sumur KTI-1. Terlampir data PVT lapisan TRA pada tabel 4.4.

Tabel 4.4. Summary PVT KTI-3

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (PRES)			154 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY (O))	Stock tank oil density		55.127 lb/ft ³
4	Gas density (DENSITY (G))	Gas gravity (He=1)		0.7401
5	Water phase density (DENS)			61.3523 lb/ft ³
6	Undersaturated Ca (CO)			
7	No pressure dependence (CVO)		0 cap/bbl	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BVF)			1.01904
10	Compressibility (CH)			0.07354e-005 1/psi
11	Reference pressure for PVT (L)			1144 psi
12	Viscosity (MV)		1 cp	0.445773 cp
13	Pressure dependence of visc.		0 cap/bbl	0 cap/bbl

Pembahasan

Dalam pembuatan model reservoir dari sumur KTI-1 harus melakukan beberapa persiapan yang harus dilakukan, salah satunya seperti analisa data dan perhitungan yang akan digunakan sebagai data input dalam pembuatan model reservoir sumur KTI-1 seperti yang dijelaskan pada bab IV. Adapun tahapan – tahapan dalam membuat model reservoir dari suatu sumur, yaitu:

1. Menentukan metode yang digunakan, dalam studi ini akan menggunakan metode *numerical simulation* .
2. Pemilihan tipe grid.
3. History Matching.
4. Peramalan Produksi Reservoir.
5. Perhitungan Recovery Factor.

Peramalan Produksi dengan *Numerical Reservoir Simulation*

dilakukan *numerical simulation* atau simulasi reservoir. Untuk mendapatkan peramalan produksi yang lebih representatif. Pada studi ini digunakan software dari CMG yaitu IMEX (*Implicit Explicit*) *black oil simulator* dengan metode *Single well Radial Grid*. Keuntungan lain dari metode ini dapat memperkirakan kinerja atau forecast produksi dari reservoir berdasarkan skenario perencanaan kompleksi dari satu sumur. Tahapan dalam pengerjaannya adalah sebagai berikut :

1. Analisa dan validasi data
2. Pembuatan model dengan tipe grid *single well radial grid*
3. Peramalan produksi dengan sensitivitas beberapa parameter terhadap perolehan produksi minyak :
 - a. Pengaruh dari interval perforasi
 - b. Pengaruh variasi dari permeabilitas vertikal
4. Perbandingan kelakuan produksi awal hasil simulasi dengan produksi awal di sumur sekitar pada lapisan TRA sebagai acuan.

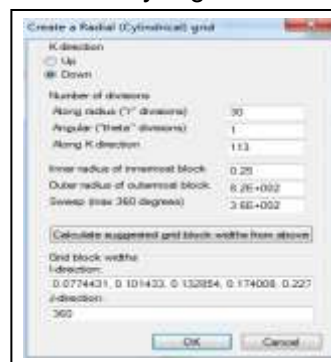
Beberapa parameter dalam pemodelan ini menggunakan batasan atau asumsi diantaranya :

1. Radius pengurasan 1000 m
2. Reservoir homogen dan *anisotropic*
3. Fluida reservoir hanya terdiri dari minyak dan air.

Hasil analisa dan validasi dari data sebelumnya yang telah dibahas pada sub bab 4.1-4.4 dipakai sebagai input data untuk pemodelan simulasi reservoir.

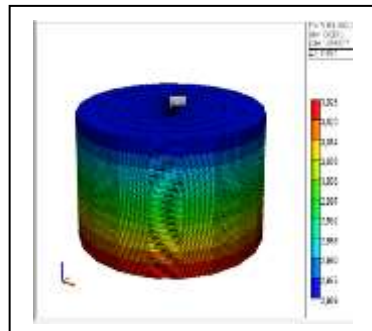
Pembuatan Model Reservoir

Pemilihan grid yang dipakai yaitu *radial grid (cylindrical)* sesuai dengan tujuan studi untuk melihat performa produksi saat sumur diproduksi sehingga dapat merepresentasikan tekanan, saturasi, perubahan kontak fluida, dan *vertical sweep efficiency* di dekat sumur jika dibandingkan dengan grid secara areal atau model 3D yang mempunyai ukuran grid yang lebih besar. Ukuran grid dibuat dengan arah I = 30 , J = 1, dan K = 113 seperti ditunjukkan pada gambar 5.1. Dan hasil model yang dibuat ditunjukkan pada gambar 5.2



Gambar 5.1 Ukuran *Radial Grid (Cylindrical)* arah I, J, K

Setelah membuat ukuran grid kita dapat melihat model reservoir yang di hasilkan dari grid yang dibuat seperti ditunjukkan pada gambar 5.2

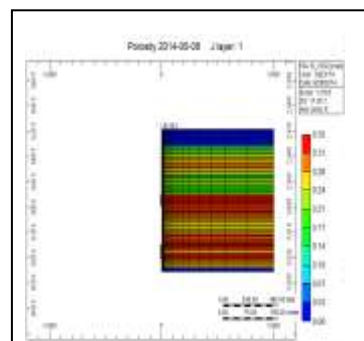


Gambar 5.2 Model 3D Reservoir *Radial Grid (Cylindrical)* arah I, J, K

Grid yang telah dibuat diisi dengan properti data reservoir yang telah divalidasi sebelumnya. Gambar 5.2 merupakan data kedalaman formasi dari batas atas sampai dengan batas bawah dengan ketebalan 0.15 m interval (904-922) mTVD.

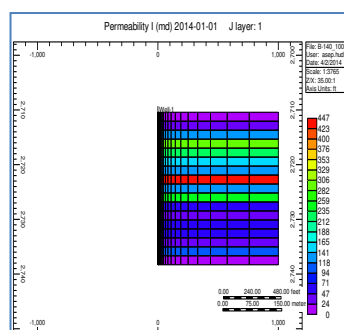
Porositas hasil dari perhitungan petrofisik dimodelkan seperti pada Gambar 5.3 terlihat perbedaan harga porositas secara vertikal atau arah K mempunyai properti yang homogen pada arah horizontal atau I dengan porositas rata-rata 23%.

Data permeabilitas hasil perhitungan petrofisik dengan korelasi Timur yang telah divalidasi dengan data core seperti yang telah dibahas pada sub bab 4.1 direpresentasikan secara 2D pada gambar 5.4.



Gambar 5.3 Distribusi Porositas 2D

Permeabilitas merupakan kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida maka diperlukan aliran pada arah dimensi J, dan K sesuai pada gambar 5.4. Permeabilitas pada arah I dan J mempunyai harga yang sama karena aliran arah horizontal berbeda dengan aliran pada arah K yang arah alirannya secara vertikal.



Gambar 5.4 Distribusi Permeabilitas 2D

Input data PVT dari analisa data lab sesuai dengan data pada sub bab 4.4 dengan Faktor koreksi minyak $B_o = 1.12 \text{ bbl/stb}$, *bubble point pressure* (P_b) 392 psia. Tekanan awal pada kondisi awal diperoleh dari referensi tekanan sumur sekitar diperoleh 1144 psia terlampir di lampiran. Batas minyak dan air pada kedalaman 925 mMD/771 mTVD.

Cadangan sumur atau *well basis* dari pemodelan diperoleh OOIP 4.165.400 STB, seperti terlihat pada tabel 4.4.

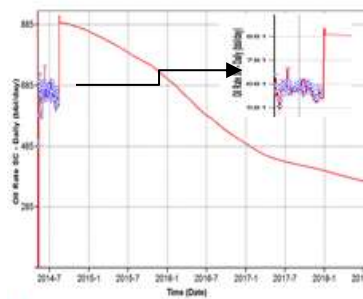
Tabel 5.1 Cadangan Minyak Sumur KTI-1

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.41654E+07
2	Total water in place	STB	0.27430E+07
3	Total gas in place	SCF	0.12868E+10
#	Item	Units	SECTOR-0
1	HC Pore Volume	M RBBL	4692.0
2	Total Pore Volume	M RBBL	7487.3

History Matching Sumur KTI-1

Seperti yang kita ketahui, *History matching* adalah pengujian kebenaran atau keakuratan dari model reservoir yang sudah terkonstruksi. Proses ini bertujuan untuk menyelaraskan data hasil dari perhitungan simulator dengan kondisi lapangan sebenarnya. Dengan demikian setelah selesai membuat sebuah model reservoir dalam simulasi, kita harus melakukan *History Matching* untuk menyamakan performance model reservoir yang dibuat dengan sejarah produksi awal sumur yang sebenarnya dengan mengimport data sejarah produksi sebenarnya kedalam CMG simulator. Dengan begitu kita dapat membandingkan dan mematchingkan data hasil result dari model yang kita buat dengan data hasil result dari data sejarah produksi sumur. Hasil dari History Matching sumur KTI-1 seperti ditunjukkan pada gambar 5.5. Untuk lebih lengkapnya dapat dilihat pada Lampiran B.

Hasil result history matching oil rate sumur KTI-1 dapat dilihat seperti ditunjukkan pada gambar 5.5



Gambar 5.5 History Matching Oil rate

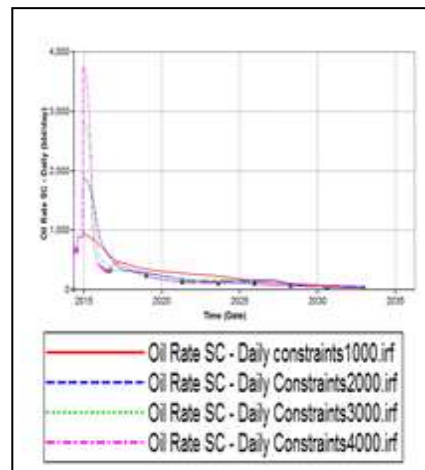
Peramalan Produksi Reservoir TRA

Model *radial grid* yang telah dibuat dan merepresentasikan properti dari reservoir dilakukan skenario produksi dari tahun 2014-2032. Dari data *core* yang mewakili sumur KTI-1 harga (K_v/K_h) adalah 0.6. Untuk melihat performance produksi pada kondisi

reservoir yang lain dibuat beberapa scenario. Peramalan produksi dilakukan dengan menggunakan 4 skenario yaitu:

1. Case 1 Constrains(Liquid): 1000 bbl/day
2. Case 2 Constrains(Liquid): 2000 bbl/day
3. Case 3 Constrains(Liquid): 3000 bbl/day
4. Case 4 Constrains(Liquid): 4000 bbl/day

Hasil dari 4 skenario yang dibuat seperti ditunjukkan pada gambar 5.5



Gambar 5.6 Profile Oil Rate Periode tahun 2014-2032

Recovery Factor Hasil Dari Skenario Sumur KTI-1

Tabel 5.2. Recovery Factor Sumur KTI-1 Pada Beberapa Skenario

case	Qoi,	cum.oil	RF	Lifetime
	bbl	bbl	%	day
1	1000	1865129.375	44.77672	3172.436793
2	2000	1877836.125	45.08177	3113.013459
3	3000	1814507	43.56141	2543.515759
4	4000	1803456.625	43.25708	2873.505549

Data table 4.5 bisa dilihat bahwa dari beberapa skenario yang telah dilakukan, perolehan recovery factor terbaik terdapat pada model skenario case 2 constrain(liquid): 2000 bbl/day dengan perolehan recovery factor sebesar 45%. Dengan demikian dari hasil studi ini dapat dijadikan sebagai acuan untuk menentukan strategi kompleksasi yang tepat untuk mendapatkan factor perolehan yang besar.

Kesimpulan

Hasil studi yang dilakukan dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Metode peramalan produksi untuk penentuan performa laju alir dapat dilakukan dengan metode analitik dan numerik. Metode numerik dengan bantuan reservoir simulator lebih dapat merepresentasikan kondisi reservoir.
2. Pemodelan reservoir dengan sumur tunggal radial grid (cylindrical) dapat lebih merepresentasikan kondisi reservoir di sekitar lubang sumur seperti saturasi minyak,

- air, dan tekanan sehingga skenario perencanaan untuk penyelesaian sumur dapat dilakukan untuk mendapatkan laju produksi dengan faktor perolehan yang besar.
3. Efek dari tekanan kapiler sangat penting untuk distribusi dan kesetimbangan saturasi fluida dalam reservoir dan saling berhubungan dengan data unsteady state relative permeability sistem minyak dan air sehingga performa laju alir produksi lebih mendekati real data.
 4. Skenario dengan perubahan interval perforasi menentukan laju alir awal produksi, semakin besar interval perforasi semakin besar laju awal produksi atau gross awal.
 5. Pemodelan reservoir dengan numerical simulator merupakan salah satu alat yang digunakan untuk pendekatan performa laju alir awal produksi dari reservoir sehingga penentuan kompleksi menjadi lebih tepat. Hasil peramalan produksi harus dimonitor setelah pelaksanaan program kompleksi sumur dan dapat dilakukan history matching agar prediksi ke depan lebih akurat.
 6. Dengan melakukan History Matching pada model reservoir, kita dapat mengetahui performance model reservoir sehingga kita dapat melakukan peramalan produksi di waktu yang akan datang.
 7. Dari beberapa skenario yang telah di buat, hasil skenario yang memiliki oil rate terbaik adalah pada case 2 constrain(Liquid): 2000 bbl/day.
 8. Dari beberapa skenario yang telah di buat, hasil skenario yang memiliki Komulative oil terbaik adalah pada case 2 constrain(Liquid): 2000 bbl/day.
 9. Dari beberapa skenario yang telah di buat, hasil skenario yang memiliki recovery factor dan life time terbaik adalah pada case 2 constrain(Liquid): 2000 bbl/day.

Daftar Simbol

ϕ	=	porositas
PC	=	Tekanan kapiler, psi
Sw	=	Saturasi water, fraksi
So	=	Saturasi oil, fraksi
Krw	=	Permeabilitas relative air
Kro	=	Permeabilitas relative oil
Rs	=	Kelarutan gas dalam minyak, ft ³ /bbl
Bo	=	Faktor folume formasi, res.bbl/STB
Np	=	Cumulative production, STB
Rf	=	Recovery factor, persen
WOC	=	Water oil contact
Sg	=	Saturasi gas, fraksi
Krg	=	Permeabilitas relative gas
Swc	=	Saturasi water connate
Sor	=	Saturasi oil residual

Daftar Pustaka

- Ahmed, Tarek, "Reservoir Engineering Hand Book", 2ed, Gulf Profesional Publishing, Texas, 2000.
- Diktat Praktikum Analisa Batuan Reservoir, Universitas Trisakti, Jakarta
- Aziz, Khalid, "Petroleum Reservoir Simulation – Basic Concepts", Stanford University, 2005.
- LPPM ITB., (2005), "Studi Simulasi Reservoir Lapangan Tanjung", Institut Teknologi Bandung.

Dandona, A.K et al., “*Defining Data Requirements for a Simulation Study*”, paper SPE 22357 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, China 24-27 March 1992.

Special Core Analysis Study on Conventional Core of T-090 Well (January 1978), LEMIGAS.

Special Core Analysis Study on Conventional Core of T-105 Well (July 1994), LEMIGAS.

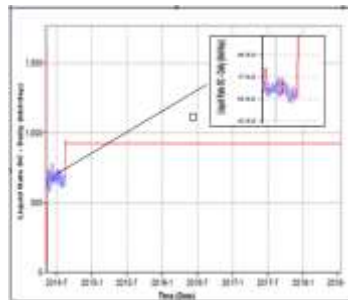
Special Core Analysis Study on Conventional Core of T-107 Well (July 1994), LEMIGAS.

Craft, B.C., Hawkins, M.F., “*Applied Petroleum reservoir Engineering*”, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.

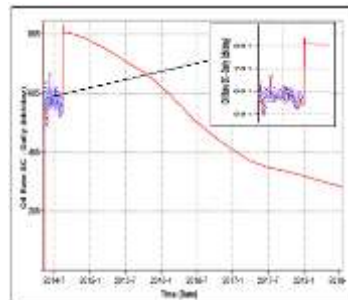
Crichlow, H.B., “*Modern Reservoir Engineering, A Simulation Approach*”, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey.

Lampiran

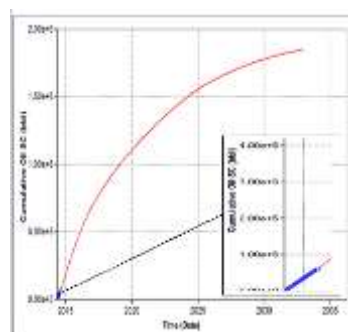
History Matching



Gambar B.23 Grafik Liquid Rate vs Time



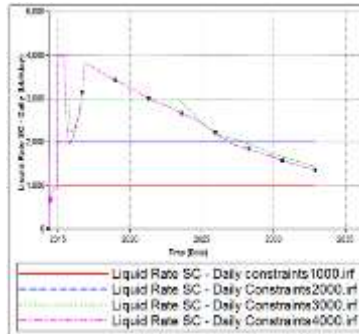
Gambar B.24 Grafik Oil-Rate vs Time



Gambar B.25 Grafik Cumulative Oil vs Time

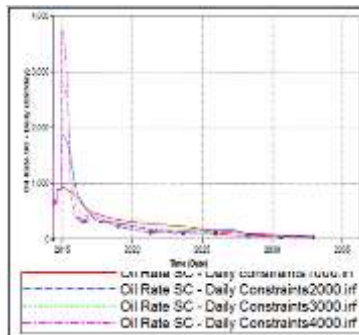
Hasil 4 skenario

1. Liquid Rate



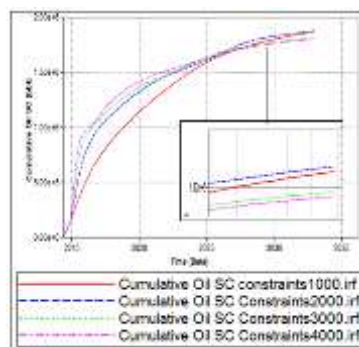
Gambar B.26 Grafik Liquid Rate vs Time Hasil Skenario

2. Oil Rate



Gambar B.27 Grafik Oil Rate vs Time Hasil Skenario

3. Cumulative oil



Gambar B.28 Grafik Cumulative Oil vs Time Hasil Skenario