

Penentuan *Current Recovery Factor* dan Cadangan Sisa Sumur “Alpha” Pada Lapisan “A” Dan Lapisan “B”

Indah Widiyaningsih¹⁾, Aprilie²⁾

^{1,2)}Staf Pengajar Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta

Corresponding author email : indahwidiyaningsih@upnyk.ac.id

Abstrak

Sumur “ALPHA” merupakan sumur gas dari reservoir gas kering yang telah diproduksi sejak Februari 1994. Sumur ini diproduksi secara *commingle* dari dua lapisan yaitu Lapisan “A” dan Lapisan “B” dari tiga sumur yaitu “ALPHA”, BETA”, dan “GAMMA”. Pada akhir dari Juni 2013, produksi telah menurun hingga laju sebesar 1,14 MMSCFD dari sumur “ALPHA” dan nol produksi dari sumur “BETA” dan “GAMMA”. Cadangan sisa ditentukan dengan menggunakan metode *material balance* dikarenakan sumur telah berproduksi untuk beberapa waktu. Untuk menentukan cadangan sisa, langkah pertama yang harus dilakukan adalah menghitung faktor Z dan faktor volume formasi gas (Bg). Setelah itu, hitung OGIP menggunakan metode *material balance P/Z*. Dengan *software* IPM, dengan memasukkan semua data ke dalam sub-program MBAL. Jalankan *software* untuk *matching* nilai OGIP. Setelahnya, *recovery factor*, *ultimate recovery*, dan *current recovery factor* dapat ditentukan. Besarnya OGIP yang diperoleh dari metode *material balance P/Z* manual adalah 1407.29 BSCF, sedangkan OGIP dari metode *material balance* MBAL adalah 1341 BSCF. *Recovery factor* untuk Lapangan “X” adalah 80,2%. *Current recovery factor* lapangan “X” adalah 25,55%. *Ultimate recovery factor* untuk Lapangan “X” adalah 1128,64 BSCF. Maka cadangan sisa sampai 1 Juli 2013 adalah 769,094 BSCF. Berdasarkan hal ini, maka dapat disimpulkan bahwa sumur ini memiliki cadangan gas sisa yang masih dapat dioptimalkan untuk produksi.

Kata kunci: IPM Software, Remaining Reserve, Mature Field

Abstrack

The "ALPHA" well is a gas well from a dry gas reservoir that has been produced since February 1994. This well is produced commingently from two layers, namely "A" and "B" layers of three wells namely "ALPHA", BETA ", and " GAMMA ". At the end of June 2013, production had declined to a rate of 1.14 MMSCFD from the "ALPHA" well and zero production from the "BETA" and "GAMMA" wells. The remaining reserves are determined using the material balance method because the well has been producing for some time. To determine the remaining reserves, the first step that must be taken is to calculate the Z factor and the gas formation volume factor (Bg). After that, calculate the OGIP using the P / Z material balance method. With HDI software, enter all data into the MBAL sub-program. Run the software to match OGIP values. After that, recovery factor, ultimate recovery, and current recovery factor can be determined. The amount of OGIP obtained from the manual P / Z material balance method is 1407.29 BSCF, while the OGIP from the MBAL material balance method is 1341 BSCF. Recovery factor for "X" field is 80.2%. Current recovery factor of the "X" field is 25.55%. The ultimate recovery factor for "X" Field is 1128.64 BSCF. Then the remaining reserves until July 1, 2013 are 769,094 BSCF. Based on this, it can be concluded that this well has residual gas reserves that can still be optimized for production.

Keywords: IPM Software, Remaining Reserve, Mature Field

I. Pendahuluan

Lapangan “X” mulai dikembangkan pada tahun 1991. Lapangan ini berada pada formasi Ngimbang Klastik, cekungan Laut Jawa. Formasi Ngimbang Klastik terdiri dari batupasir, dimana hidrokarbonnya didominasi oleh gas kering. Kondisi reservoir lainnya adalah temperatur reservoirnya adalah 223°F, kedalaman datum adalah - 5800 ft. Berdasarkan analisa laboratorium, hidrokarbon yang berada pada Lapangan “X” memiliki viskositas 0,017 cp dan komposisi dominannya adalah C1+ (88,5%).

Sumur “ALPHA”, “BETA” dan “GAMMA” Lapangan “X” memiliki dua lapisan reservoir yang memiliki cadangan gas kering, yakni lapisan “A” dan “B”. Sumur ini telah berproduksi mulai dari

Februari 1994. Sampai pada bulan Juni 2013, laju produksi telah menurun sampai 1,14 MMSCFD. Untuk menentukan cadangan sisa, analisa yang dilakukan adalah menggunakan metode *material balance* secara manual dan dengan *software* IPM-MBAL.

1.1. Cadangan

Cadangan adalah volume hidrokarbon yang terestimasi yang dapat diambil secara komersial dari jumlah terakumulasi dalam reservoir dengan metode operasi yang tersedia, dengan memperhatikan limit ekonomi dan regulasi pemerintah setempat pada waktu tertentu. Cadangan yang dihitung berdasarkan interpretasi data geologi dan data keteknikan yang tersedia.

Nilai cadangan biasanya akan dimodifikasi setelah sumur berproduksi dikarenakan semakin lengkap dan komprehensif data reservoir yang diketahui.

1.1.1. Metode Perhitungan Cadangan

Studi ini akan fokus terhadap perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan metode *material balance* (P/Z) baik secara manual maupun dengan menggunakan *software* IPM-MBAL. Z adalah harga koreksi yang digunakan untuk tipe reservoir gas.

a. Metode Volumetrik

Metode ini digunakan pada saat periode awal dari sebuah reservoir saat data yang tersedia tidak terlalu banyak tersedia. Dengan data geologi, sudah cukup untuk menentukan volume pori dan saturasi air. Persamaan metode ini dalam menentukan *gas in place* adalah:

$$OGIP = 43560 \times \frac{V_b \times \phi \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots (2-1)$$

Dimana:

- OGIP = *Original Gas In Place*, (SCF)
- 43560 = konversi acre-ft ke cuft (acre-ft / cuft)
- V_b = volume *bulk*, (acre-ft)
- Φ = porositas, (fraction)
- S_{wi} = saturasi air mula-mula, (fraction)
- B_{gi} = faktor volume formasi mula-mula, (cuft / scf)

b. Metode Material Balance

Metode ini mampu untuk menentukan volume hidrokarbon awal, memperkirakan kinerja reservoir kedepannya, dan memprediksi *ultimate recovery factor*. Data yang diperlukan untuk metode ini terdiri dari data geologi, sejarah produksi, data tekanan dan juga data reservoir.

Konsep dasar dari metode *material balance* adalah dengan mengasumsi reservoir adalah sebuah wadah dimana material masuk, keluar, ataupun menetap dan terakumulasi di dalamnya. Pada dasarnya, perhitungan untuk volume hidrokarbon inisial merupakan jumlah dari volume sisa dengan jumlah dari volume yang telah

diproduksi atau meninggalkan reservoir. Minyak, gas, dan air adalah fluida yang umum berada di dalam reservoir. Sehingga rumus ini menunjukkan total fluida yang ada di reservoir.

Beberapa asumsi yang digunakan untuk metode *material balance* seperti dibawah ini:

1. Reservoir merupakan satu kesatuan (*uniform*).
2. Temperatur reservoir adalah tetap (*isothermal*).
3. Komposisi minyak tetap.
4. Tekanan reservoir adalah sama untuk semua bagian dari reservoir.
5. Hidrokarbon dalam reservoir berada dalam kondisi yang seimbang.

Jika reservoir gas memiliki *water influx* dan memproduksi gas, persamaannya menjadi:

$$G = \frac{G(B_g - B_{gi}) + W_e - (W_p \times B_w)}{B_g} \dots\dots\dots (1.2)$$

Untuk reservoir gas tanpa *water influx* dan produksi air, persamaannya menjadi:

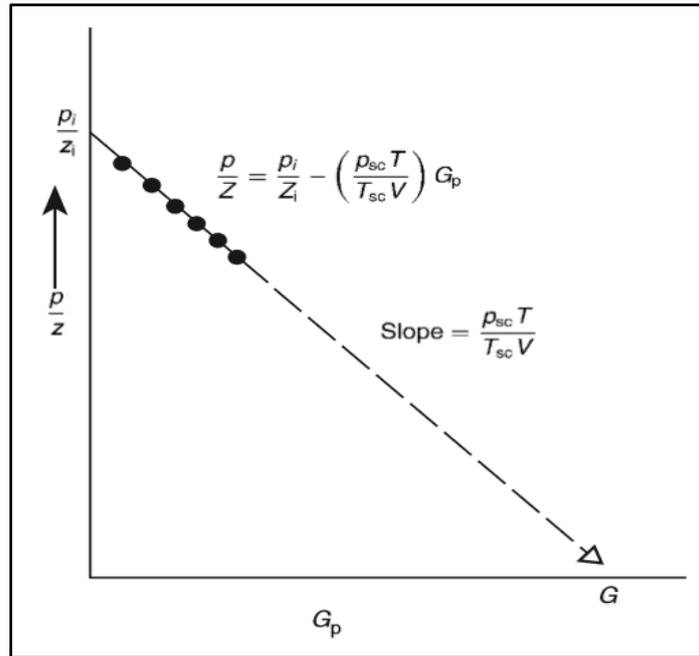
$$G = \frac{G_p \times B_g}{B_g - B_{gi}} \dots\dots\dots (1.3)$$

Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menghitung OGIP secara *material balance*. Yakni P/Z, Cole, Havlena Odeh, dan lainnya. Pada studi ini hanya akan dikembangkan metode P/Z. Metode P/Z adalah suatu metode untuk menghitung OGIP dengan model garis lurus. Untuk reservoir gas, ekspansi gas didominasi oleh deplesi. Persamaan P/Z ditunjukkan seperti dibawah:

$$\frac{P}{Z} = \frac{p_i}{z_i} - (m) \times G_p \dots\dots\dots (1.4)$$

$$- m = - \frac{p_{sc} \times T}{Z_{sc} \times V} \dots\dots\dots (1.5)$$

Persamaan di bawah adalah garis lurus ketika P/Z di plot dengan produksi gas kumulatif (G_p). Ditunjukkan oleh Gambar 1. dengan *slope* m. Metode garis lurus ini adalah metode yang paling sering digunakan untuk menentukan cadangan gas.



Gambar 1. Persamaan Material Balance Gas (P/Z)

1.2. Recovery Factor

Definisi dari *recovery factor* adalah volume gas yang dapat diproduksi dari total OGIP di reservoir. Persamaannya ditunjukkan seperti:

$$RF = 1 - \left(\frac{B_{gi}}{B_{ga}}\right) \times 100\% \dots\dots\dots(1.6)$$

Setelah sumur telah diproduksi untuk beberapa saat, maka dapat dihitung *current recovery factor* dengan rumus dibawah ini:

$$CRF = \frac{G_p}{OGIP} \times 100\% \dots\dots\dots(1.7)$$

Dimana:

- RF = *recovery factor*, persen
- CRF = *current recovery factor*, persen
- OGIP = *Original Gas In Place*, (SCF)
- Gp = produksi kumulatif gas, scf
- Bgi = faktor volume formasi gas inisial, (cuft /scf)
- Bga = faktor volume formasi gas *abandonment*, (cuft/scf)

1.3. Ultimate Recovery

Untuk menentukan *ultimate recovery* yakni jumlah maksimum cadangan hidrokarbon yang dapat diproduksi ke permukaan secara komersial dan dengan energi alami reservoir. Persamaan *ultimate recovery* adalah:

$$UR (G_a) = OGIP \times RF \dots\dots\dots(1.8)$$

Dimana:

- UR = *Ultimate Recovery*, scf
- Ga = Jumlah gas yg tersisa pada kondisi *abandonment*, scf

1.4. Cadangan Sisa (Remaining Reserve)

Cadangan sisa adalah total cadangan yang masih dapat diambil, tapi masih tertinggal di reservoir dalam belum diproduksi. Cadangan sisa dapat diperoleh dengan mengurangi *ultimate recovery* dengan produksi kumulatif gas.

$$\text{Remaining Reserve (RR)} = UR - G_p \dots\dots\dots(1.9)$$

II. Metodologi

Metode *material balance* dipilih untuk digunakan dalam pengembangan studi pada kasus ini. Untuk menghitung cadangan sisa dengan metode adalah sebagai berikut:

1. Tentukan faktor Z dan faktor volume formasi gas (Bg).
2. Hitung besarnya OGIP dengan metode volumetrik.
3. Hitung OGIP secara manual menggunakan metode *material balance P/Z*.
4. Masukkan semua data-data yang diperlukan ke dalam *software* IPM yang terdiri dari sub-program MBAL, PROSPER, dan GAP.
5. Lakukan *history matching* data aktual dengan data model.
6. Estimasi harga dari *recovery factor*, *ultimate recovery*, dan cadangan sisa dari kedua lapisan

“A” dan “B” pada sumur “ALPHA” lapangan “BETA”.

7. Membuat rancangan program untuk *running C/O log* dalam menentukan interval potensi cadangan gas yang tertinggal.

III. Hasil dan Pembahasan

Ada beberapa data preparasi yang harus ada dari sumur “ALPHA” lapangan “BETA” yang akan digunakan untuk menghitung cadangan dengan menggunakan metode volumetrik dan *material balance*.

3.1. Persiapan Data

a. Data reservoir diperoleh dari PVT dan DST:

- $P_{reservoir}$ = 2853 psia
- $T_{reservoir}$ = 223 °F
- Titik Embun = 2532 psia
- Faktor Vol. Formasi Gas = 160,9 scf/cf
- Faktor Vol. Formasi Air = 1,0335 scf/cf
- *Liquid Yield* = 9,52 bbl/mmscf
- Viskositas Gas = 0,01753 cp
- Viskositas Air = 0,34 cp

- *Gravity* Kondensat = 52 °API
- Densitas Kondensat = 0,771 gm/cc
- Densitas Air = 1 gm/cc
- Kompresibilitas Gas = $3,35 \times 10^{-4}$ vol/vol/psi
- Kompresibilitas Air = $3,2 \times 10^{-6}$ vol/vol/psi
- Resistivitas air@25°C = 0,257 ohm-m
- Persen mol H_2S = 0 %
- Persen mol CO_2 = 2,29 %
- Persen mol N_2 = 1,58 %
- Porositas@”A” = 18,8 %
- Porositas@”B” = 18,2 %
- Volume *bulk*@”A” = 569.000 ac-ft
- Volume *bulk*@”B” = 1.307.000 ac-ft

b. Data Produksi

Data produksi lapangan “X” diperoleh dari produksi *commingle* dari lapisan “A” dan “B”. Berikut tabel data kumulatif produksi dari gas kering sumur “ALPHA”, “BETA” dan “GAMMA”.

Tabel 1. Produksi Kumulatif Lapangan “X”

Tanggal	Kumulatif Produksi Gas Sumuran (Gp), MMSCF		
	“ALPHA”	“BETA”	“GAMMA”
31/12/1994	16.166	3.803	3.25
31/01/1995	17.352	5.313	4.64
31/01/1996	30.825	23.327	20.029
31/01/1997	43.175	39.584	32.327
31/01/1998	44.005	51.356	42.313
31/01/1999	48.888	64.245	52.052
31/01/2000	56.644	78.104	62.273
31/01/2001	67.376	94.658	73.95
31/01/2002	77.607	110.417	84.176
31/01/2003	84.918	120.476	88.077
31/01/2004	92.161	127.515	91.65
31/01/2005	96.792	130.979	93.768
31/01/2006	100.909	132.863	95.597
31/01/2007	104.398	133.813	97.122
31/01/2008	107.93	134.398	98.72
31/01/2009	110.568	135.07	99.71
31/01/2010	113.016	135.698	100.596
31/01/2011	115.154	136.583	101.517
31/01/2012	117.15	137.222	102.591
30/06/2013	118.945	137.63	102.977

c. Data Tekanan

Data tekanan reservoir diperoleh dari sumur dengan *well test* yang diadakan pada kedalaman datum yaitu

5800 ft SS di sumur "ALPHA". Ini ditunjukkan oleh Tabel 2.

Tabel 2. Data Tekanan

Date	P
12/04/1994	2865.35
01/04/1995	2711.09
18/02/1996	2422.74
12/02/1997	2104.34
08/03/1998	2006.65
06/11/1999	1675.72
11/03/2000	1339.42
14/05/2009	635.25

3.2. Perhitungan dari Faktor Z dan Faktor Volume Formasi Gas (Bg)

3.2.1. Kalkulasi Faktor Z

Kompresibilitas faktor gas atau faktor Z dihitung dengan Brill and Beggs (1974). Korelasi ini dipilih karena menghasilkan nilai Z yang lebih akurat. Berikut adalah contoh perhitungan faktor Z untuk tekanan 2865,35 psia:

a. Hitung tekanan pseudokritikal (Ppc) dan temperatur pseudokritikal (Tpc) menggunakan korelasi Ahmed (1989):

$$P_{pc} = 678 - 50 \times (SG_{gas} - 0,5) - 206 \times Y_{iN_2} + 440 \times Y_{iCO_2} + 606,7 \times Y_{iH_2S}$$

$$P_{pc} = 678 - 50 \times (0,64 - 0,5) - 206 \times 0,01585 + 440 \times 0,023 + 606,7 \times 0 = 677,8549$$

$$T_{pc} = 326 + 315,7 \times (SG_{gas} - 0,5) - 240 \times Y_{iN_2} - 83,3 \times Y_{iCO_2} + 133,3 \times Y_{iH_2S}$$

$$T_{pc} = 326 + 315,7 \times (0,64 - 0,5) - 240 \times 0,01585 - 83,3 \times 0,023 + 133,3 \times 0 = 364,4781 \text{ } ^\circ R$$

b. Hitung tekanan *pseudoreduced* (Ppr) dan temperatur *pseudoreduced* (Tpr)

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{2865,35}{677,8549} = 4,227$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(223+460)}{364,4781} = 1,874$$

c. Hitung nilai A, B, C, dan D

$$A = 1,39 \times (T_{pr} - 0,92)^{0,5} - (0,36 \times T_{pr}) - 0,1 = 1,39 \times (1,874 - 0,92)^{0,5} - (0,36 \times 1,874) - 0,1 = 0,583$$

$$B = (0,62 - 0,23 \times T_{pr}) \times P_{pr} + \left[\frac{0,066}{(T_{pr} - 0,86)} - 0,037 \right] P_{pr}^2 + \left[\frac{0,32 \times P_{pr}^6}{(10^9 \times (T_{pr} - 1))} \right] = (0,62 - 0,23 \times 1,874) \times 4,227 + \left[\frac{0,066}{(1,874 - 0,86)} - 0,037 \right] 4,227^2 + \left[\frac{0,32 \times 4,227^6}{(10^9 \times (1,874 - 1))} \right]$$

$$= 1,087$$

$$C = 0,132 - 0,32 \log (T_{pr})$$

$$= 0,132 - 0,32 \log (1,874) = 0,0447$$

$$D = 10^{0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824 T_{pr}^2}$$

$$= 10^{0,3106 - (0,49 \times 1,874) + (0,1824 \times 1,874^2)}$$

$$= 1,0787$$

d. Hitung nilai faktor Z

$$Z = A + \frac{(1-A)}{e^B} + C P_{pr}^D$$

$$= 0,583 + \frac{(1-0,583)}{e^{1,087}} + 0,0447 \times 4,227^{1,0787}$$

$$= 0,9357$$

3.2.2. Perhitungan Faktor Volume Formasi Gas (Bg)

Nilai dari faktor volume formasi gas (Bg) dihitung saat tekanan adalah 2865,35 psia:

$$B_g = (0,0287 \times Z_r \times T_r) / P_r$$

$$= (0,0287 \times 0,935 \times [460+223]) / 2865,35$$

$$= 0,0064 \text{ cuft/scf}$$

Tabel 3. Hasil Dari Perhitungan Z dan Bg

P, psia	Z	Bg
2865,35	0,935	0,006
2771,09	0,907	0,006
2422,74	0,908	0,007
2104,34	0,912	0,008
2006,65	0,913	0,008
1675,72	0,922	0,010
1339,42	0,933	0,013
635,25	0,965	0,029
600	0,967	0,031

3.3. Perhitungan OGIP Menggunakan *Material Balance (P/Z) Manual*

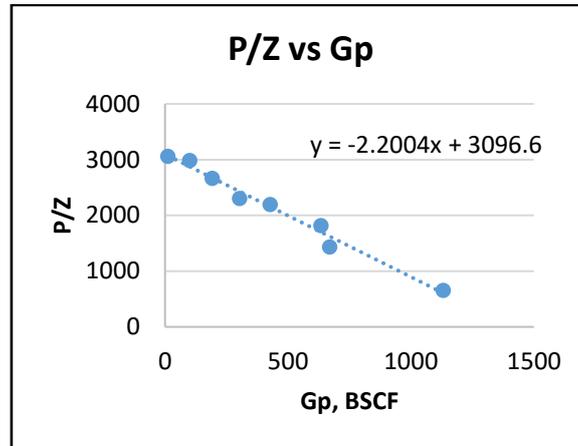
Menghitung OGIP secara manual dengan menggunakan metode ini memerlukan data tekanan reservoir, produksi kumulatif gas (Gp) dan faktor Z seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4

Tabel 4. Perhitungan dari P/Z

P	Gp, BSCF	Z	P/Z
2865.35	12.117	0.93577005	3062.023623
2711.09	100.511	0.907871972	2986.202994
2422.74	192.172	0.908381764	2667.094494
2104.34	303.414	0.912149235	2307.012844
2006.65	428.424	0.913962139	2195.550465
1675.72	635.34	0.922271879	1816.94795
1339.42	670.637	0.933839931	1434.314336
635.25	1132.156	0.965708808	657.8069855

Setelah P/Z dihitung, maka plot P/Z terhadap kumulatif produksi gas (Gp) seperti yang ditunjukkan

oleh gambar 2.



Gambar 2. Plot P/Z terhadap Gp

Dari hasil plot, OGIP dapat dihitung dengan membuat sebuah *trendline* untuk mencapai produksi gas yang lebih wajar, (saat P/Z = 0). Atau bisa dihitung dengan persamaan dari *trendline*, yaitu $y = -2,2004x + 3096,6$ dimana y adalah hasil P/Z dan x adalah produksi kumulatif gas (Gp). Nilai y harus nol untuk mendapatkan nilai OGIP.

$$y = -2,2004x + 3096,6$$

$$0 = -2,2004x + 3096,6$$

$$x = 3096,6 / 2,2004$$

$$x = 1407,29 \text{ BSCF}$$

Berdasarkan data analisa produksi, struktur "A" memiliki kontribusi sebesar 40,5%. Sedangkan struktur "B" memiliki kontribusi sebesar 56,7%. Sedangkan kontribusi 2,8% dari lapisan lainnya. Sehingga :

$$\text{OGIP struktur "A"} = 40,5\% \times 1407,29 \text{ BSCF} \\ = 569,952 \text{ BSCF}$$

$$\text{OGIP struktur "B"} = 56,7\% \times 1407,29 \text{ BSCF} \\ = 797,933 \text{ BSCF}$$

3.4. Matching Data Produksi dengan Menggunakan Software IPM

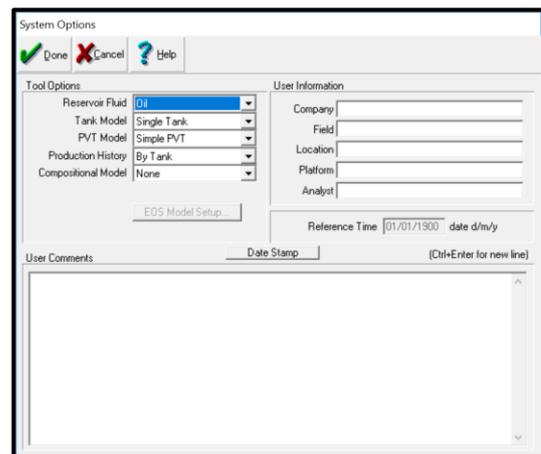
To prove the current recovery factor, it has the requisite to generate the tank model for both layers and produced it commingle with one well ("ALPHA").

3.4.1. Pemodelan Reservoir dengan Program MBAL

Data yang diperlukan untuk pemodelan reservoir dengan MBAL terdiri dari data PVT, data kondisi awal reservoir, dan sejarah produksi.

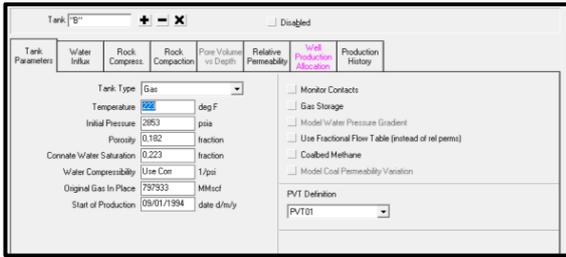
- a. Untuk menentukan jenis fluida reservoir dan *model tank* yang akan digunakan, klik: *Option*. Pada layar akan muncul *System Option* kemudian pilih input

yang akan diinginkan, lalu klik *Done*. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 3.

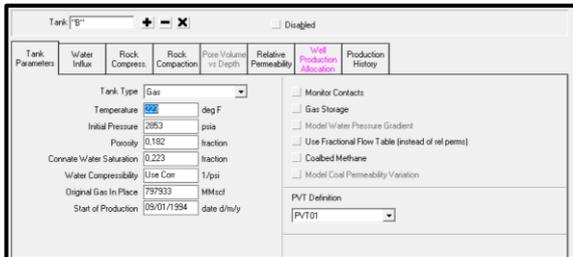


Gambar 3. Input System Option

- b. Masukkan data PVT dengan cara memilih : PVT – *Fluid Properties*. Data yang diinput pada *Fluid Properties* ini adalah *Specific Gravity Gas* sebesar 0,64, *Separator Pressure* sebesar 314,7 psia, *Condensate to Gas Ratio* sebesar 1 STB/MMSCF, *Condensate Gravity* sebesar 52 °API, *Water Salinity* sebesar 9000 ppm, *Mole Percent H₂S* sebesar 0%, *Mole Percent CO₂* sebesar 2,2942%, dan *Mole Percent N₂* sebesar 1,5849%. Setelah terisi semua, klik *Next*. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 4.3. dan Gambar 4.



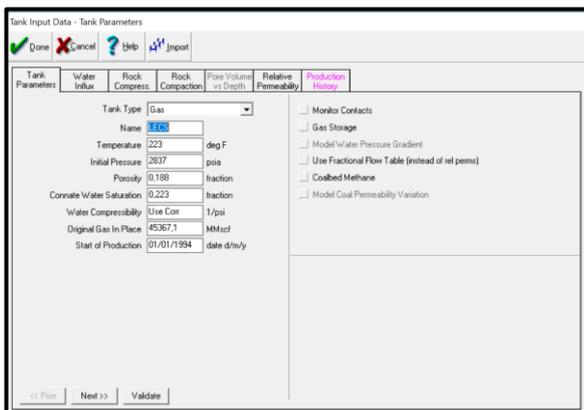
Gambar 4. Input Data PVT Tank “A”



Gambar 5. Input Data PVT Tank “B”

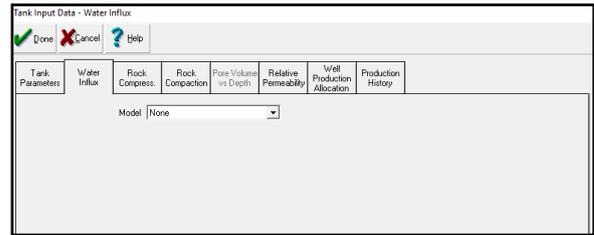
c. Masukkan data TANK dengan cara klik : *Input – Tank Data*.

- i. Klik *Tank Parameter*. Data yang diinput pada *Tank Parameter* adalah *Tank Type* yakni Gas, Nama Reservoir, Temperatur Reservoir sebesar 223 °F, *Initial Pressure* sebesar 2837 psia, Porositas sebesar 0,188, Saturasi Air Konat sebesar 0,223, Kompresibilitas air tidak diketahui sehingga menggunakan korelasi, OGIP, dan waktu. Setelah terisi semua, klik *Next*. Hal ini ditunjukkan pada gambar 6.



Gambar 6. Input Data Tank Parameters

- ii. Klik *Water Influx*, data yang diinput adalah Model *Water Influx*. Dalam hal ini besarnya *water influx* diabaikan, sehingga model *water influx* dianggap tidak ada (Model: none), kemudian klik *Next*. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 7.



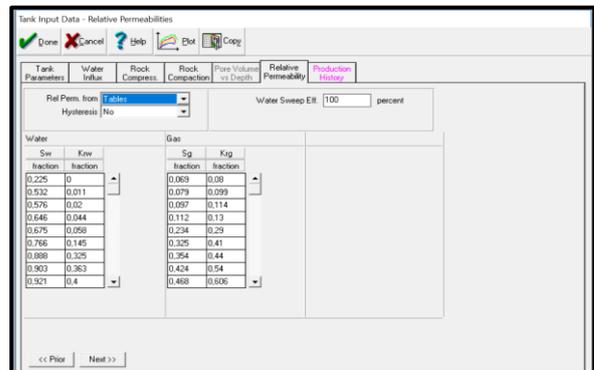
Gambar 7. Input Data – Water Influx

- iii. Klik *Rock Compressibility*, data yang diinput adalah Kompresibilitas batuan. Besarnya kompresibilitas batuan adalah 0,0000122 1/psi, kemudian klik *Next*. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 8.



Gambar 8. Input Data Rock Compressibility

- iv. Klik *Rock Compressibility*, data yang diinput adalah besarnya Saturasi air, Saturasi gas, Permeabilitas relatif air, dan Permeabilitas relatif gas. Kemudian klik *Done*, hal ini ditunjukkan pada Gambar 9



Gambar 9. Input Data Permeabilitas Relatif

- v. Klik *Well Production Allocation*, data yang diinput adalah waktu dan alokasi produksi untuk setiap sumur. Hal ini dilakukan agar dapat mengetahui pada waktu tertentu sumur mana yang masih berproduksi dan tidak berproduksi. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 10

Time date d/m/y	"BETA" fraction	"GAMMA" fraction	"ALPHA" fraction
02/05/1994	1		
16/10/1994	1		
01/04/1995	1		
28/04/1995	1		
28/06/1995	1		
29/10/1995	1		
30/10/1995	1		
18/02/1996	1		
20/02/1996	1		
21/09/1996	1		
21/12/1996	1		
12/02/1997	1		
11/05/1997	1		
07/09/1997	1		
09/12/1997	1		

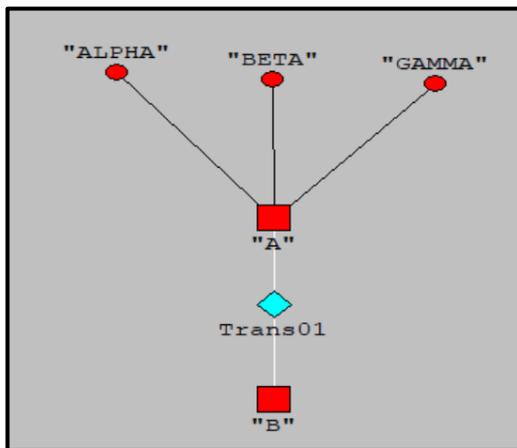
Gambar 10 Input Data Well Production Allocation

vi. Klik *Production History*, data yang diinput adalah *Time, Reservoir Pressure, Cumulative Gas Produced, Cumulative Water Produced, Cumulative Gas Injected, Cumulative Water Injected, dan Specific Gravity Gas*. Hal ini dilakukan agar dapat melakukan history matching, setelah semua parameter dimasukkan, klik *Done*. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 11.

Time date d/m/y	Reservoir Pressure psia	Cum Gas Produced MMscf	Cum Wat Produced MMSTB	Cum Gas Injected MMscf	Cum Wat Injected MMSTB	Gas Gravity sp. gravity	Regression	Comment
02/05/1994	2840.77	0	0			0.64	Medium	Egt.
14/03/1994	2700.11	5.697	4119.4			0.64	Medium	Egt.
22/04/1994	2685.35	12.117	7391.8			0.64	Medium	Egt.
02/05/1994	2814.27	14.115	8959.3			0.64	Medium	Egt.
10/05/1994	2661.3	16.105	10053.7			0.64	Medium	Egt.
16/10/1994	2697.87	96.116	14276			0.64	Medium	Egt.
24/03/1995	2397.53	98.229	25793			0.64	Medium	Egt.
01/04/1995	2711.09	100.511	36360.4			0.64	Medium	Egt.
08/04/1995	2641.05	102.512	37018.1			0.64	Medium	Egt.
28/06/1995	2615.96	125.076	42759.4			0.64	Medium	Egt.
14/10/1995	2199.85	156.331	50287.1			0.64	Medium	Egt.
29/10/1995	2443.1	160.835	51401.2			0.64	Medium	Egt.
30/10/1995	2489.78	161.118	51472.3			0.64	Medium	Egt.
18/02/1996	2422.74	192.172	61348.8			0.64	Medium	Egt.
20/02/1996	2403.86	192.823	61489.2			0.64	Medium	Egt.
24/02/1996	2086.59	193.452	61697.4			0.64	Medium	Egt.

Gambar 11. Input Data Production History

d. Langkah selanjutnya adalah menambah sumur dengan cara klik *Add Well* sebanyak sumur di lapangan. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 12



Gambar 12. Tambah Sumur

f. Masukkan data pada setiap *Well* dengan cara klik : *Input – Well Data*.

i. Klik *Setup*, data yang diinput adalah *Well Type*. Kemudian klik *Validate*, hal ini ditunjukkan pada Gambar 13.

Gambar 13. Input Data Setup

ii. Klik *Production History*, data yang diinput adalah *Time, Reservoir Pressure, Cumulative Gas Produced, dan Cumulative Water Produced*. Kemudian klik *Next*, hal ini ditunjukkan pada Gambar 14.

Time date d/m/y	Reservoir Pressure psia	Cum Gas Produced MMscf	Cum Wat Produced MMSTB
02/05/1994	2814.27	14.115	8959.3
16/10/1994	2897.87	56.116	24276
01/04/1995	2711.09	100.511	36260.4
28/06/1995	2615.96	125.076	42759.4
30/10/1995	2488.78	161.118	51472.3
18/02/1996	2422.74	192.172	61348.8
21/09/1996	2253.99	257.288	81926.8
12/02/1997	2104.34	303.414	92885.8
11/05/1997	2080.68	332.591	94019.5
07/09/1997	2051.32	371.891	94019.5
09/12/1997	2021.31	402.59	94019.5
08/03/1998	2006.65	428.424	94127.1
06/11/1999	1675.72	635.34	125654
13/03/2000	1613.99	671.392	132083

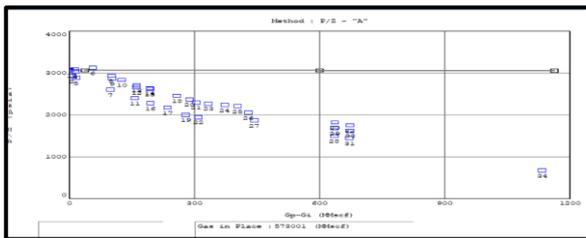
Gambar 14. Input Data Production History

iii. Klik *Production Allocation*, data yang diinput adalah waktu dan alokasi produksi untuk setiap sumur. Kemudian klik *Done*, hal ini ditunjukkan pada Gambar 15

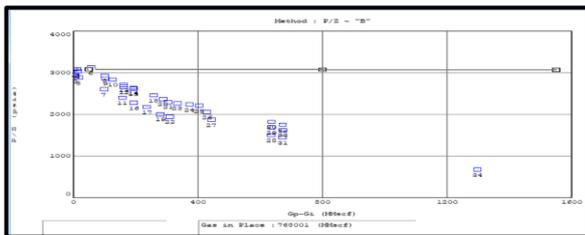
Time date d/m/y	"A" fraction
02/05/1994	1
16/10/1994	1
01/04/1995	1
28/06/1995	1
30/10/1995	1
18/02/1996	1
21/09/1996	1
12/02/1997	1
11/05/1997	1
07/09/1997	1
09/12/1997	1
08/03/1998	1
06/11/1999	1
13/03/2000	1

Gambar 15. Input Data Production Allocation

g. Setelah semua data dimasukkan ke dalam program, maka langkah selanjutnya adalah melakukan inialisasi (*matching inplace*). Tahap inialisasi bertujuan untuk melihat kestabilan model, menyelaraskan *inplace* hasil volumetrik dengan *inplace model*. Dari perhitungan, diperoleh hasil cadangan gas initial (OGIP) Reservoir “A” Lapangan “M” dengan metode volumetrik sebesar 1407,29 BSCF. Sedangkan besarnya *inplace* model diperoleh dari Plot P/Z versus Gp yang telah diolah menggunakan Software IPM MBAL. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 16. dan Gambar 17.



Gambar 16. Plot P/Z vs Gp Reservoir “A” dengan Software IPM MBAL



Gambar 17. Plot P/Z vs Gp Reservoir “B” dengan Software IPM MBAL

Perbandingan nilai OGIP dari Kedua Metode

Pada tabel dibawah (Tabel IV-5), akan ditunjukkan perbandingan antara nilai OGIP yang dihitung dengan metode *material balance* P/Z biasa dengan metode *material balance* P/Z menggunakan IPM-MBAL.

Tabel 5. Pebandingan antara OGIP dari Volumetrik dan *Material Balance*

Struktur	OGIP (BSCF)		Selisih (%)
	MBAL P/Z Manual	MBAL P/Z Software	
“A”	569,952	573,001	0,53
“B”	797,93	768,001	3,75

Dari tabel diatas, dapat disimpulkan bahwa jumlah cadangan yang terhitung dari kedua metode tidak memiliki perbandingan yang jauh. Besarnya persen error maksimum dari inialisasi adalah 5% dari data cadangan volumetrik dan hasil inialisasi % error sebesar 0,53% dan 3,75% masing-masing untuk struktur “A” dan “B” dilihat dari Tabel 5. Dari hasil penyelarasan inialisasi yang dilakukan, dengan % error kurang dari 5%, maka dapat dikatakan model inisial aktual dan simulasi telah selaras.

Penentuan Drive Mechanism

Tahapan menentukan jenis *drive mechanism* dengan metode *Cole Plot* yaitu:

1. Mentabulasikan data yang ditunjukkan pada Tabel 6.

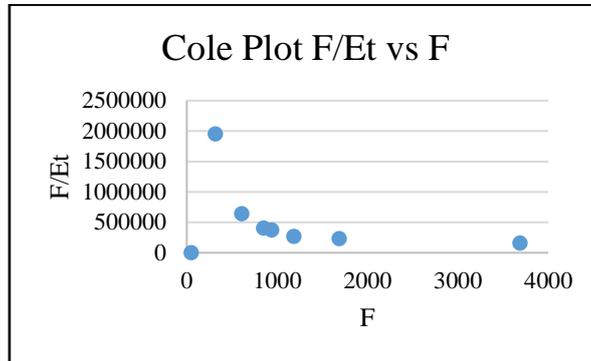
Tabel 6. Tabulasi Data Perhitungan *Drive Mechanism Cole Plot*

P	Cum Prod	F	Eg=Et	F/Et
2514,34	7,707,135	4933 x 10 ⁶	0	0
1441,54	48335,52	3,172,850,809	0,000163	1952035
1179,76	82628,94	607,903,123	0,000948	640651
815,43	99988,95	8,495,806,436	0,002095	405515,5
784,19	105351,2	9,405,859,359	0,002526	372299,7
672,15	109920	1,185,869,756	0,004387	270327,2
626,1	123570,4	1,688,778,355	0,007265	232458,9
614,06	123788,8	3,688,802,901	0,023397	157658,1

1. Menentukan besarnya fluida underground withdrawal (F) dengan Persamaan $F = G_p B_g + W_p B_w$
Berdasarkan asumsi tidak adanya water influx, maka besarnya harga F:
 $F @ 1441,54 \text{ psia} = G_p \times B_g = 48335,52 \times 0,00656422 = 317,285$

2. Menentukan besarnya Ekspansi gas (Eg) dengan Persamaan
 $E_g @ 1441,54 \text{ psia} = B_g - B_{gi} = 0,00656422 - 0,00569 = 0,000163$
Besarnya ekspansi air dan batuan (E_{fw}) dalam perhitungan ini diabaikan, atau sama dengan 0. Sehingga besarnya $E_g = E_t$.

3. Menentukan besarnya F/Et
 $F/Et @ 1441,54 \text{ psia} = 317,285 / 0,000163 = 1952035$
4. Perhitungan dilakukan untuk setiap harga tekanan.
 Plot F/Et vs F



Gambar 18 . Cole Plot (F/Et vs F) Manual

4.6. Perhitungan Recovery Factor, Current Recovery Factor, Ultimate Recovery dan Cadangan Sisa pada Lapangan "X"

Untuk mengetahui nilai *recovery factor*, data yang diperlukan adalah tekanan inisial dan *abandonment* serta faktor Z dari kedua tekanan tersebut.

$$Pres = 2853 \text{ psi (inisial)}$$

$$Pres = 600 \text{ psi (abandonment)}$$

$$Z_{\text{inisial}} = 0,9086$$

$$Z_{\text{abandonment}} = 0,9675$$

$$B_{gi} = (35,35 \times Pres) / (Tres \times z_i) \\ = 35,35 \times 2853 / ((223+460) \times 0,9086) \\ = 160,18 \text{ SCF/CF}$$

$$B_{ga} = (35,35 \times Pres) / (Tres \times z_a) \\ = (35,35 \times 600) / ((223+460) \times 0,9675) \\ = 31,63 \text{ SCF/CF}$$

$$RF = (B_{gi} - B_{ga}) / B_{gi} \\ = ((160,18 - 31,63) / 160,18) \times 100\% \\ = 80,2 \%$$

Berdasarkan data kumulatif produksi gas (Gp) lapangan "X" maka *current recovery factor* adalah:

$$CRF \text{ lapisan "A"} = (Gp/OGIP) \times 100\% \\ = 359,552 / 1407,3 \times 100\% \\ = 25,55 \%$$

Dengan nilai *recovery factor* 80,2% dan OGIP kedua lapisan diketahui, maka *ultimate recovery* dapat diperoleh:

$$UR \text{ lapangan "X"} = OGIP \times RF \\ = 1407,29 \text{ BCF} \times 80,2\% \\ = 1128,64 \text{ BCF}$$

Maka total dari *ultimate recovery* sumur "ALPHA" adalah 128,64 BCF.

Kesimpulannya, cadangan sisa dari sumur "ALPHA" adalah:

$$RR = UR - Gp_{@Juni 2013} \\ = 1128,64 - 359,552 \text{ BCF} \\ = 769,094 \text{ BCF}$$

OGIP atau jumlah cadangan gas pada lapangan "X" telah dihitung dengan menggunakan metode *material balance* (P/Z) manual dan juga dengan *software* IPM-MBAL dan hasil dari keduanya tidak jauh berbeda. Metode *material balance* dipilih karena sumur telah berproduksi untuk sementara waktu.

Dan OGIP dari metode *material balance* manual adalah 1407,29 BCF. Sedangkan dari *material balance software* IPM-MBAL adalah 1341 BCF. Setelahnya, dapat dihitung *recovery factor* dan hasilnya adalah 80,2%, *current recovery factor* untuk lapangan "X" adalah 25,55%. Total *ultimate recovery factor* dari lapangan "X" adalah 1128,64 BCF. Dan cadangan sisa adalah 769,094 BCF.

4. Kesimpulan

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan pada struktur "A" dan "B" lapangan "X", di dapat beberapa kesimpulan:

- Berdasarkan perhitungan jumlah total cadangan gas dengan metode *material balance* manual, OGIP dari kedua lapisan "A" dan "B" adalah 569,952 BCF dan 797,933 BCF.
- Dari perhitungan faktor volume formasi gas *initial* dan *abandonment*, maka *recovery factor* untuk lapangan "X" adalah 80,2%
- Reservoir "A" dan "B" adalah reservoir gas kering tertutup. Ini dapat disimpulkan dari sejarah produksi dimana produksi air (qw) rendah.
- Current recovery factor* untuk lapangan "X" adalah 25,55%.
- Berdasarkan analisa data produksi, kumulatif produksi gas lapangan "X" sampai tanggal 31 Juni 2013 adalah 359,552 BCF
- Berdasarkan harga *recovery factor* dan OGIP, *ultimate recovery factor* untuk lapangan "X" adalah 1128,64 BCF.
- Dari hasil *ultimate recovery* dan kumulatif produksi gas, maka *remaining reserve* adalah 769,094 BCF.

V. Daftar Pustaka

- Ahmed, Tarek. 2001. *Reservoir Engineering Handbook Second Edition*”, Gulf Professional Publishing, Houston, Texas., Chapter 2 (P.30, P.34, P.66-68).
- Ahmed, Tarek. 2010. *Reservoir Engineering Handbook Fourth Edition*, Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2010. Chapter 1 (P.10-15).
- Ahmed, Tarek and McKinney, Paul D. 2005. *Advanced Reservoir Engineering*, Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2005. Chapter 3 (P.201-205).
- Amyx, J.W., D.M. Bass, Jr. and R.L. Whiting. 1960. *Petroleum Reservoir Engineering—Physical Properties*, McGraw-Hill Book Company, New York-Toronto-London, Chapter 2 (100-109),
- Hurst, William. 1973. *The Material Balance Equation*”, *Petroleum Reservoir Engineer*, Houston, Texas.
- Ojo, K.P. 2006. *Material Balance Revisited*. Society of Petroleum Engineers, Nigeria.
- Kanu, Austin, dkk.2014. *Advancement in Material Balance Analysis* , Society of Petroleum Engineers, Nigeria.
- Shahamat M.S ; Clarkson, C.. 2018. *Multiwell, Multiphase Flowing Material Balance*, University of Calgary,
- Batycky, Rod ; Thiele, Marco, , 2018. *Material Balance Applied to Dynamic Reservoir-Surveillance Patterns*, Streamsim Technologies.
- Molokwu ; Onyekonwu. 2017. *Multi-Tank Material Balance Analysis in Heterogeneous Oil Reservoirs*. Society of Petroleum Engineers,