

KOLABORASI METODE MATERIAL BALANCE DAN SOFTWARE IPM UNTUK MENENTUKAN KEMAMPUAN RESERVOIR

Aqlyna Fattahanisa¹, Lestari¹, Hari K Oetomo¹

¹ Universitas Trisakti, Jl. Kiyai Tapa No 1 Grogol, Jakarta Barat, Indoneisa

Email of Corresponding Author : aqlyna@trisakti.ac.id

ABSTRAK

Tujuan dari penulisan ini adalah untuk dapat mengoptimalkan isi awal gas di tempat sehingga dapat memenuhi kebutuhan pasar yang semakin tinggi akan gas bumi dengan mempertimbangkan lama umur sumur, mengetahui nilai dari *recovery factor*, kumulatif produksi, jumlah gas optimum yang akan dialirkan, serta strategi pemanfaatan gas dari Reservoir A. Metode yang digunakan adalah simulasi perangkat lunak IPM dengan penentuan cadangan atau original oil in place menggunakan medode material balance P/Z, serta koreksi faktor kompresibilitas (Z faktor) menggunakan kombinasi metode antara *Winchert-Aziz Correction* dan *Gopal*. Hasil dan kesimpulannya adalah, cadangan yang didapat sebesar 8.9 BSCF, dengan sensitifitas laju alir 1-10 MMSCF, maka dengan pertimbangan perbandingan waktu *plateau* yang panjang, umur sumur yang panjang dan *recovery factor*-nya yang besar pada tiap laju alir serta persyaratan PJBG, Reservoir A Sumur F1 mempunyai laju alir optimum 2 MMSCFD dengan jumlah kumulatif produksi senilai 8.08 BSCFD, *recovery faktor* sebesar 91.86%, lama plateau 105 bulan, umur sumur pada abandon tekanan reservoir 150 psig adalah selama 276 bulan. Dengan demikian, dengan jumlah cadangan gas sebesar 8.9 BSCF sehingga Gas dari Reservoir A dapat dijual kepada konsumen dengan menambah 5 sumur produksi, agar mencukupi minimum penyerahan harian sebesar 11 MMSCFD.serta menambahkan CO₂ removal untuk menghilangkan CO₂ agar memenuhi kriteria perjanjian jual beli gas (PJBG).

Kata kunci: Kemampuan Reservoir, IPM, MBAL, Plateu, Faktor Kompresibilitas

ABSTRACT

The purpose of this paper is to optimize the initial gas content in place so that it can meet the growing market demand for natural gas by considering the long life of the well, knowing the value of the recovery factor, cumulative production, the optimum amount of gas to be flowed, and gas utilization strategies from Reservoir A. The method used is the simulation of IPM software by determining reserves or original oil in place using the P/Z material balance method, and the compressibility factor correction (Z factor) using a combination of methods between Winchert-Aziz Correction and Gopal. The results and conclusions are, the reserves obtained are 8.9 BSCF, with a flow rate sensitivity of 1-10 MMSCF, so taking into account the long plateau time, long well life and large recovery factor at each flow rate as well as the requirements for PJBG, Reservoir A Well F1 has an optimum flow rate of 2 MMSCFD with a cumulative amount of production worth 8.08 BSCFD, a recovery factor of 91.86%, a plateau length of 105 months, and the age of the well to abandon reservoir pressure of 150 psig is 276 months. Thus, with a total gas reserve of 8.9 BSCF, Gas from Reservoir A can be sold to consumers by adding 5 production wells, in order to meet the minimum daily delivery of 11 MMSCFD, as well as adding CO₂ removal to remove CO₂ to meet the criteria for a gas sale and purchase agreement (PJBG).

Key word: Reservoir Forcast, IPM, MBAL, Plateu, Compressibility Factor.

PENDAHULUAN

Reservoir didefinisikan sebagai tempat minyak dan atau gas terakumulasi di dalam bumi, yang dapat berbentuk perangkap struktural atau perangkap stratigrafi. Evaluasi terhadap suatu reservoir dilakukan sejak ditemukannya akumulasi hidrokarbon pada saat aktivitas pengeboran eksplorasi sampai saat sumur menjadi tidak produktif lagi. Penelitian ini dilakukan agar dapat mengoptimalkan isi awal gas di tempat sehingga dapat memenuhi kebutuhan pasar yang semakin tinggi akan gas bumi. Evaluasi reservoir harus dilakukan secara berkesinambungan guna menentukan strategi pengurasan yang paling menguntungkan, apabila reservoir gas tersebut dinilai prospektif sehingga layak untuk dikembangkan kemudian serta diproduksikan gasnya.

Penelitian ini mengambil data dari formasi tulang yang terletak di cekungan Sumatra Tengah, dari data geologi didapat bahwa formasi Tualang mengandung gas. Reservoir A merupakan reservoir gas yang dioperasikan oleh Perusahaan X dalam bentuk PSC. Gas dari reservoir A telah memiliki pembeli yang memerlukan minimum laju alir 11 MMSCFD yang tertuang dalam Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG).

Tujuan dari penulisan ini adalah memprediksi lama laju produksi dari sumur F1 reservoir A dengan mengoptimalkan isi awal gas di tempat sehingga dapat memenuhi kebutuhan pasar gas yang semakin tinggi serta mengetahui strategi pemanfaatannya. Optimasi pada penelitian ini menggunakan metode material balance P/Z dengan penggunaan perangkat lunak yang mana mempertimbangkan *recovery factor*, kumulatif produksi, jumlah gas optimum yang akan dialirkan

METODOLOGI

Data Reservoir A

Tabel 1. Komposisi Gas Reservoir A

KOMPOSISI	MOLE %	MOLE FRAKSI

NITROGEN	37,65	0,3765
CARBON DIOXIDE	10,37	0,1037
HYDROGEN	0	0
SULPHIDE		
METHANE	40,71	0,4071
ETHANE	3,73	0,0373
PROPANE	4,64	0,0464
ISO-BUTANE	0,53	0,0053
N-BUTANE	1,15	0,0115
ISO-PENTANE	0,29	0,0029
N-PENTANE	0,26	0,0026
HEXANE	0,17	0,0017
HEPTANES PLUS	0,5	0,005

Tabel 2. Data PVT Reservoir A Sumur F1

KETERANGAN	NILAI	SATUAN
Temperatur Reservoir A	265	°F
Tekanan Reservoir A	1937	Psig
Saturasi Air	21,8	%
Kompresibilitas Batuan	3,57 x 10 ⁻⁶	psi ⁻¹
Gas Formation Volume Factor	0,012	cuft/scf
Water Formation Volume Factor	105,78	RB/STB
Initial Z factor	0,81	
Gas gravity	1,03	sp gravity
Condensat to gas ratio	30	STB/MMSCF
Condensat gravity	63,3	API
Water to gas ratio	0,5	STB/MMSCF
Water salinity	21000	Ppm
Porositas	26	%
Volume Bulk	117902 5	acft

Tabel 3. Data Peralatan Permukaan

KETERANGAN	NILAI	SATUAN
Diameter dalam pipa	2,441	inch
Roughness pipa	0,0018	inch
Diameter Choke	10	inch
Tekanan separator	260	psig
Temperatur separator	139	°F

Tabel 1 merupakan data komposisi gas reservoir A, dimana mempunyai impuritis sebesar 48 % dengan kandungan methana 40.71 %, Data Tabel 1, 2 dan 3 digunakan untuk perhitungan faktor kompresibilitas, perhitungan kumulatif produksi dan cadangan, serta digunakan sebagai data inputan dalam simulasi perangkat lunak.

Penentuan Z Faktor Gas Alam yang Mengandung Impuritis

Komposisi gas pada reservoir A mengandung impuritis sebesar 48%. Jumlah impuritis lebih dari 10% akan mempengaruhi harga kompresibilitas, sehingga perlu dilakukannya koreksi harga kompresibilitas. Metode yang digunakan adalah *Winchert-Aziz Correction* dan Metode Gopal:[1][2]

- Menentukan harga gas gravity hidrokarbon. Untuk harga impuritis besar dari 12% untuk CO₂, N₂ dan H₂S lebih dari 3%, maka rumus gas gravity hidrokarbon adalah

$$\gamma_h = \frac{y_g - 1.1767 y_{H_2S} - 1.5196 y_{CO_2} - 0.9672 y_{N_2} - 0.6220 y_{H_2O}}{1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O}}$$

- Estimasi tekanan pseudocritical dan suhu pseudocritical dari komponen hidrokarbon

$$P_{pch} = 756,8 - 131 \gamma_h - 3,6 \gamma_h^2$$

$$T_{pch} = 169,2 + 349,5 \gamma_h - 74 \gamma_h^2$$

- Hitung pseudocritical properti dari total komponen hidrokarbon

$$P_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O}) P_{pch} + 1306 y_{H_2S} + 1071 y_{CO_2}$$

$$493,1 y_{N_2} + 3200,1 y_{H_2O}$$

$$T_{pc} = (1 - y_{H_2S} - y_{CO_2} - y_{N_2} - y_{H_2O}) T_{pch} + 672,35 y_{H_2S} +$$

$$547,58 y_{CO_2} + 227,16 y_{N_2} + 1164,9 y_{H_2O}$$

- Koreksi harga Ppc dan Tpc dengan menggunakan metode *Winchert-Aziz Correction*.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon}$$

Dimana:

Jurnal Petro | Desember, Th, 2020

$$\varepsilon = 120 (A^{0,9} - A^{1,6}) + 15 (B^{0,5} - B^4)$$

A= jumlah fraksi H₂S dan CO₂

B= fraksi mol H₂S

- Hitung harga pseudo reduced temperature dan pseudo reduced pressure

$$T_{pr} = \frac{T}{T'_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P'_{pc}}$$

- Dari harga Tpr dan Tcr, dapat ditentukan harga faktor kompresibilitas dengan menggunakan metode Gopal

Tabel 4. Persamaan Kompresibilitas Gas Menggunakan Metode Gopal

Reduced Pressure P_r Range Between	Reduced Temperature, T_r Range Between	Equations	Equation Number
0.2 and 1.2	1.05 and 1.2	$P_r(-1.6643T_r - 2.2114) - 0.3647T_r + 1.4385$	1 ^a
	1.2+ and 1.4	$P_r(0.5222T_r - 0.8511) - 0.0364T_r + 1.0490$	2
	1.4+ and 2.0	$P_r(0.1391T_r - 0.2988) + 0.00077T_r^2 + 0.9969$	3 ^b
2.0+ and 3.0	2.0+ and 3.0	$P_r(0.0295T_r - 0.0825) + 0.00097T_r^2 + 0.9967$	4 ^b
	1.05 and 1.2	$P_r(-1.3570T_r + 1.4942) + 4.6315T_r - 4.7009$	5 ^c
	1.2+ and 1.4	$P_r(0.1717T_r - 0.3232) + 0.5869T_r + 0.1229$	6
	1.4+ and 2.0	$P_r(0.0984T_r - 0.2053) + 0.0621T_r + 0.8580$	7
2.8+ and 5.4	2.0+ and 3.0	$P_r(0.0211T_r - 0.0527) + 0.0127T_r + 0.9549$	8
	1.05 and 1.2	$P_r(-0.3278T_r + 0.4752) + 1.6223T_r - 1.9036$	9 ^b
	1.2+ and 1.4	$P_r(-0.2521T_r + 0.3871) + 1.6087T_r - 1.6635$	10 ^b
	1.4+ and 2.0	$P_r(-0.0284T_r + 0.0625) + 0.4714T_r - 0.0011^*$	11
	2.0+ and 3.0	$P_r(0.0041T_r + 0.0039) + 0.0607T_r + 0.7927$	12
5.4+ and 15.0	1.05 and 3.0	$P_r(0.711 + 3.667)^{-1.4467} - 1.637/(0.319 T_r + 0.522) + 2.071$	13

*These terms may be ignored.

^aFor a very slight loss in accuracy, Eqs. 3 and 4 and 9 and 10 can, respectively, be replaced by the following two equations:

$$z = P_r(0.0657T_r - 0.1751) + 0.00097T_r^2 + 0.9968$$

$$z = P_r(0.2384T_r + 0.3695) + 1.4517T_r - 1.4580$$

^bPreferably use this equation for P_r up to 2.6 only. For $P_r = 2.6+$, Eq. 9 will give slightly better results. Also, preferably, use Eq. 1 for $P_r \leq 1.08$ at $T_r \leq 1.19$ and $P_r \leq 1.4$.

Penentuan Kumulatif Produksi dengan Metode Material Balanced (P/Z)[3]

Material Balance adalah salah satu metode yang digunakan untuk mengestimasi cadangan reservoir gas atau minyak. Persamaan material balance mempertimbangkan interval waktu yang berbeda dalam depletion history dengan tetap menjaga kesimbangan volumetrik[4]

Penurunan persamaan material balance untuk reservoir yang bertenaga dorong gas drive, dapat dirubah menjadi persamaan berikut, dengan bantuan rumus Bg.[5]

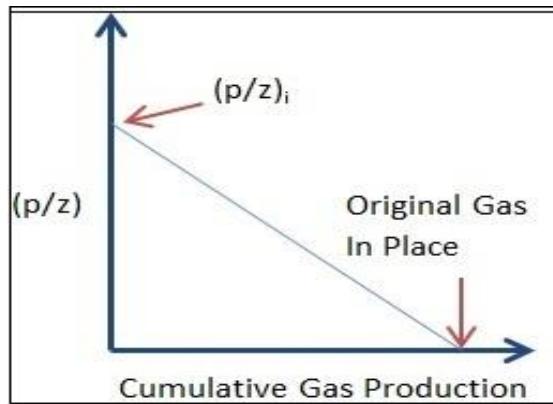
$$B_g = 0.00504 \frac{Z T}{P}$$

$$G = G_p + \frac{G B_{gi}}{B_g}$$

Dari persamaan tersebut, disubtitusi sehingga membentuk persamaan sebagai berikut

$$\left(\frac{P}{Z}\right) = \left(\frac{P_i}{Z_i}\right) - \left(\frac{P_i/Z_i}{G}\right) G_p$$

Persamaan tersebut, harga $\left(\frac{P_i}{Z_i}\right)$ dan $\left(\frac{P_i/Z_i}{G}\right)$ adalah konstan, sehingga persamaan tersebut merupakan persamaan garis lurus apabila diplotkan pada grafik skala linier dengan P/Z sebagai sumbu Y dan Gp sebagai sumbu X, seperti pada Gambar 1.



Gambar 1. Grafik P/Z vs Gp [3]

Penentuan Kemampuan Reservoir A Sumur F1 Dengan Menggunakan Software IPM [6][7]

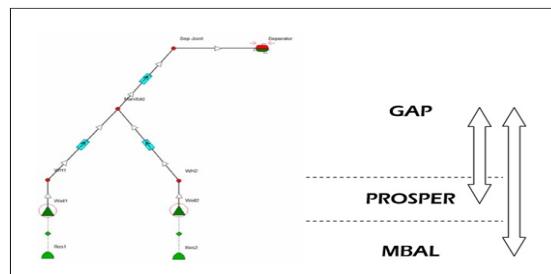
Penggunaan perangkat lunak ditujukan untuk menentukan kemampuan sumur dalam mengalirkan fluidanya dalam kurun waktu tertentu. Tabel 1, Tabel 2, dan Tabel 3 merupakan data yang diperlukan dalam penginputan perangkat lunak. Gambar 3 merupakan diagram alir dari penggunaan perangkat lunak

Petroleum Expert (Petex) mengembangkan perangkat lunak *Integrated Production Modelling* (IPM). IPM adalah model sistem produksi minyak atau gas

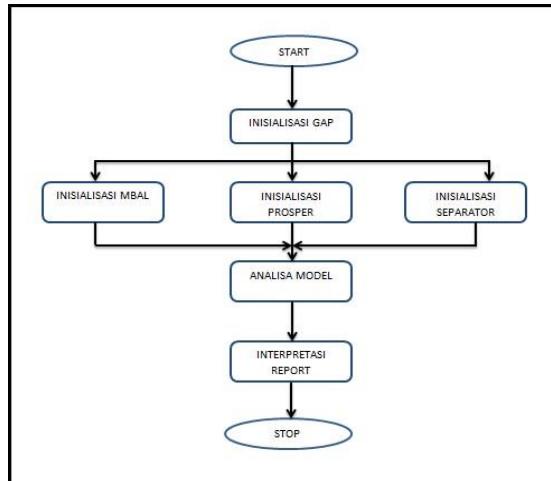
lengkap termasuk reservoir, sumur dan jaringan permukaan.

IPM merupakan seperangkat alat: GAP, PROSPER, MBAL, PVTP, REVEAL dan RESOLVE yang dapat dijalankan bersama-sama, memungkinkan *engineer* untuk merancang model lapangan secara lengkap. Model dapat meliputi tangki reservoir semua sumur dan sistem pengumpulan permukaan. IPM dapat mengoptimalkan produksi dan sistem injeksi air atau gas secara bersamaan. Dengan reservoir, sumur dan sistem permukaan lengkap dan sejarah produksi, sistem produksi dapat dioptimalkan dan prakiraan produksi berjalan.

Pendekatan optimasi global memungkinkan *engineer* untuk menentukan pengaturan optimal untuk produksi maksimum atau pendapatan, dengan mempertimbangkan semua kendala yang ditetapkan dalam sistem. Hasil ini kemudian dapat digunakan untuk melaksanakan penyesuaian di tingkat lapangan untuk mencapai tujuan optimasi. Dalam bentuk yang paling sederhana sistem produksi IPM dapat ditunjukkan dalam sketsa pada Gambar 2.



Gambar 2. Sketsa IPM



Gambar 3. Diagram Alir Penggerjaan

HASIL DAN PEMBAHASAN

Perhitungan Z Faktor dan Kumulatif Produksi Reservoir A sumur F1

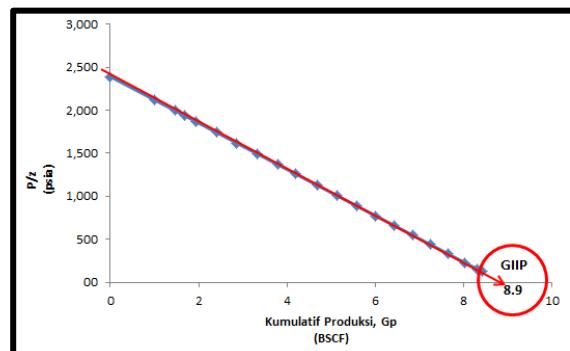
Tabel 5 merupakan hasil yang didapat dari penggunaan rumus rumus pada bagian metodologi.

Tabel 5 Hasil Perhitungan Kumulatif Produksi (Gp) Reservoir A Sumur F1

Pr (psia)	Z	p/z (psia)	Gp (BSCF)
1937	0.81	2391.4	0
1921	0.99	1940.4	1.7
1821	0.86	2122.4	1.0
1721	0.86	1996.5	1.5
1621	0.87	1869.7	1.9
1521	0.87	1744.3	2.4
1421	0.88	1618.5	2.9
1321	0.88	1494.3	3.3
1221	0.89	1370.4	3.8
1121	0.89	1261.0	4.2
1021	0.91	1125.7	4.7
921	0.92	1006.6	5.1
821	0.92	888.0	5.6
721	0.93	772.8	6.0
621	0.94	659.2	6.4
521	0.95	547.8	6.8
421	0.96	438.1	7.2
321	0.97	330.9	7.6
221	0.98	225.5	8.0
150	0.99	151.2	8.3
121	0.99	122.3	8.4

Dapat dilihat dari Tabel 5, tekanan awal Reservoir A 1937 psia didapat harga Z 0.81

dengan kumulatif produksi 0 BSCF. Kumulatif produksi maksimal sebesar 8.3 BSCF pada tekanan abandon 150 psia dengan faktor kompresibilitas 0.99. Jika P/Z sama dengan 0 maka didapat harga Original Gas in Place sebesar 8.9 BSCF yang dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 4 P/Z vs Kumulatif Produksi

Grafik P/Z merupakan garis lurus yang jika dipanjangkan ke sumbu x ($P/Z = 0$), maka didapat total GIIP. Garis lurus pada gambar 3 menunjukkan tenaga pendorong reservoir A merupakan depletion gas drive.

Hasil Running Perangkat Lunak untuk Reservoir A Sumur F1

Tabel 6 Hasil Running Perangkat Lunak untuk Reservoir A Sumur F1

Laju Air (MM SCF D)	Gp Max (BSCF) @ Tekanan Abandon 150 (psig)	Recovery Factor (%)	Durasi Plateu (bulan)	Umur Sumur@ Pr 150 psig (bulan)
1	8.06	91.61	233	360
2	8.08	91.86	105	276
3	8.08	91.86	63	242
4	8.08	91.86	42	227
5	8.08	91.85	29	218
6	8.08	91.86	22	214
7	8.08	91.85	15	210
8	8.08	91.85	12	208
9	8.08	91.86	9	207

Jurnal Petro | Desember, Th, 2020

10	8.08	91.86	6	20605 bulan, umur sumur pada abandon tekanan reservoir 150 psig adalah selama 276 bulan.
Dari OGIP sebesar 8.9 BSCF yang didapat dari gambar 3, maka dengan sensitifitas laju produksi 1-10 MMSCFD didapat harga kumulatif produksi, recovery factor, lama laju produksi seperti yang tertera pada Tabel 6.				

Dari perbandingan waktu *plateau* yang panjang, umur sumur yang panjang dan *recovery factor*-nya yang besar pada tiap laju alir, maka untuk Reservoir A Sumur F1, laju alir optimum adalah 2 MMSCFD dengan jumlah kumulatif produksi senilai 8.08 BSCFD, *recovery faktor* sebesar 91.86%, lama plateau 105 bulan, umur sumur pada abandon tekanan reservoir 150 psig adalah selama 276 bulan.

Untuk pemanfaatan gas dari Reservoir A, perlu diketahui bawa konsumen gas Reservoir A menggunakan gas untuk keperluan bahan bakar atau kompor dengan minimum penyerahan harian sebesar 11 MMSCFD. Di dalam perjanjian jual beli gas (PJBG) tidak disebutkan spesifikasi komposisi secara rinci, hanya kadar karbondioksida sebesar 5%, dan maksimum kadar hidrogen sulfida sebesar 3 ppm.

KESIMPULAN

Dari hasil pembahasan tersebut, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Isi awal gas di tempat atau original oil in place untuk Reservoir A sumur F adalah sebesar 8.9 BSCF
2. Reservoir A sumur F1 memiliki laju alir optimum 2 MMSCFD dengan jumlah kumulatif produksi senilai 8.08 BSCFD, *recovery faktor* sebesar 91.86%, lama plateau

3. Gas dari Reservoir A dapat dijual kepada konsumen dengan menambah 5 sumur produksi, agar mencukupi minimum penyerahan harian sebesar 11 MMSCFD.serta menambahkan CO₂ removal untuk menghilangkan CO₂ agar memenuhi kriteria PJBG.
4. Penelitian selanjutnya dititik beratkan pada analisa keekonomian, Apakah ekonomis atau tidak jika menggunakan CO₂ removal.

REFERENSI

- [1] J. Lee and R. Wattenbarger, "Gas Reservoir Engineering." p. 350, 1996.
- [2] C. U. Ikoku, *Ikoku - Natural Gas Production Engineering.pdf*. Florida, 1984.
- [3] A. Tarek, *Reservoir Engineering*, vol. Sigma. 1993.
- [4] E. Mogbolu, O. Okereke, C. Okporiri, I. Ukaiku, and O. Esharegharan, "Using Material Balance (MBAL) Multi Tank Model to Evaluate Future Well," 2015.
- [5] R. V. Smith, *Practical Natural Gas Engineering*, 2nd ed. 1990.
- [6] A. F. Faza Hanifandra, Lestari Said, "Studi Komparasi Perhitungan Original Oil In Place Dengan Material Balance Dan Mbal Pada Reservoir Tosche," *Semin. Nas. Cendekiawan*, pp. 311–317, 2018.
- [7] R. S. and A. F. F P Nugraha, "Comparison of gas initial in place calculation using MBAL and Artificial Intelligence methods," *J. Phys. Conf. Ser.*, pp. 0–5, 2019.