

PREDIKSI CADANGAN RESERVOIR GAS BERDASARKAN INTEGRASI TIGA MODEL TEKANAN RESERVOIR RATA-RATA, TUJUH MODEL FAKTOR KOMPRESIBILITAS GAS DAN METODE *MATERIAL BALANCE*; (STUDI KASUS LAPANGAN “MC” PER 31-01-2017)

Sudarmoyo^{1,a}, Avianto Kabul Pratiknyo¹, Sigit Priyanto¹

¹Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta

^asudarmoyo@upnyk.ac.id

ABSTRAK

Lapangan gas “MC” reservoir “SDM” terletak dibagian barat blok Sumatera Selatan. *Reservoir* “SDM” telah diproduksi oleh 4 sumur, mulai produksi Juli 1987. Kumulatif produksi gas per 31-01-2017 adalah 38.771 MMSCF. Perusahaan bermaksud membuat rencana pengembangan lanjut lapangan (POFD) dalam rangka untuk mengoptimalkan perolehan gas. Permasalahan utamanya adalah berapa cadangan gas per 31-01-2017. Data teknik pendukung untuk prediksi cadangan gas, seperti data reservoir, produksi, karakteristik gas fungsi waktu telah dicatat oleh perusahaan sejak lapangan “MC” mulai berproduksi, termasuk data cadangan gas mula-mula volumetrik. Metodologi yang digunakan, pertama mengumpulkan data teknik pendukung, kedua analisa perilaku *reservoir*, ketiga menentukan tekanan reservoir rata-rata (\bar{P}) menggunakan tiga model tekanan rata-rata (sumuran, area dan volume), keempat menentukan faktor kompresibilitas gas (Z) menggunakan tujuh model faktor kompresibilitas Z (metode *Standing & Katz*, *Thomas Hankinson Phillips*, *Soave Redlich Kwong*, *Beggs & Brill*, *Dranchuk Abu Kasseem*, *Peng-Robinson*, dan *M.A. Mahmoud*), kelima menentukan jenis mekanisme pendorong dengan Metode *Cole Plot*, keenam menentukan *Original Gas In Place (OGIP_i)* dan *Ultimate Recovery (UR_i)* berdasarkan pendekatan *Material Balance P/Z*, ketujuh prediksi Cadangan Gas per 31-01-2017. Hasilnya adalah cadangan gas per 31-01-2017 *reservoir* “SDM” sebesar 7.200 MMSCF setelah divalidasi dengan cadangan gas per 31-01-2017 volumetrik.

Kata kunci: tekanan reservoir, rata-rata, faktor Z, cadangan sisa gas.

ABSTRACT

The “MC” gas field “SDM” reservoir is located in the western part of the South Sumatra block. *Reservoir* “SDM” has been produced by 4 wells, starting in July 1987. Cumulative gas production per 31-01-2017 is 38,771 MMSCF. The company intends to plan a further development of the field (POFD) in order to optimize gas acquisition. The main problem is how much gas reserves per 31-01-2017. Supporting technical data for prediction of gas reserves, such as reservoir data, production, gas characteristics of the time function have been recorded by the company since the “MC” field began production, including gas volumetric initial gas data. The methodology used, first collects supporting technical data, second reservoir behavior analysis, third determines average reservoir pressure (P) using three models of average pressure (well, area and volume), fourth determines the gas compressibility factor (Z) using seven Z compressibility factor models (*Standing & Katz method*, *Thomas Hankinson Phillips*, *Soave Redlich Kwong*, *Beggs & Brill*, *Dranchuk Abu Kasseem*, *Peng-Robinson*, and *MA Mahmoud*), fifth determine the type of driving mechanism with the *Cole Method Plot*, the six determine *Original Gas In Place (OGIP_i)* and *Ultimate Recovery (UR_i)* based on the *P / Z Balance Material approach*, the seven prediction of Gas Reserves per 31-01-2017. The result is gas reserves per 31-01-2017 *reservoir* “SDM” amounting to 7,200 MMSCF after being validated with gas reserves per 31-01-2017 volumetric.

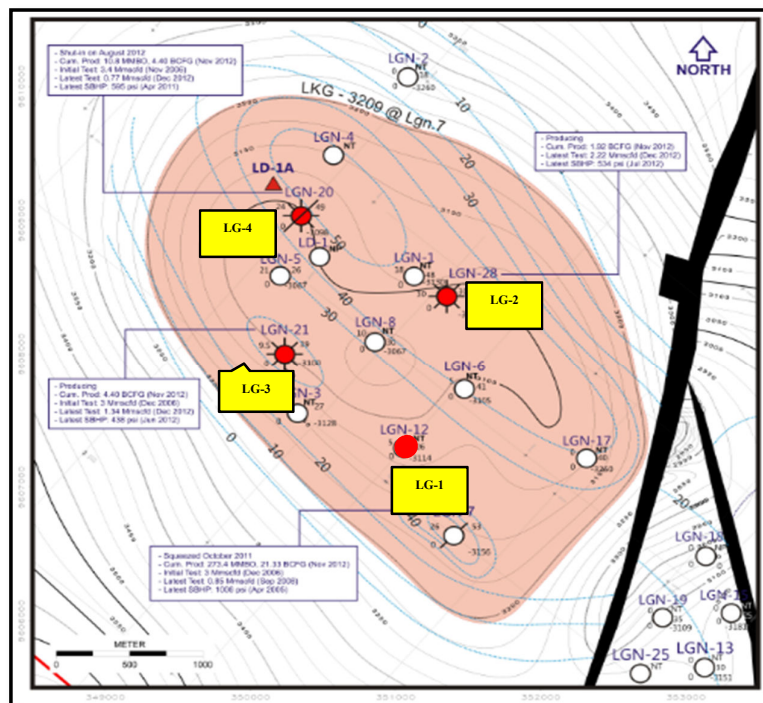
Keywords: reservoir pressure, average, factor Z, residual gas reserves.

1. Pendahuluan

Dalam rangka perencanaan pengembangan lanjut suatu lapangan gas, besaran *Original Gas In Place (OGIP)* saat ini (*current OGIP*) sangat dibutuhkan, untuk itu diperlukan data teknik pendukung yang akurat yang mana hal ini dapat dicapai dengan adanya proses persiapan data (*data preparation*) yang representatif. Pada *reservoir* gas yang belum pernah diproduksi (*new gas field*), besaran *OGIP* dapat diprediksi menggunakan metode volumetrik karena mengingat masih sangat terbatasnya data dinamis seperti data

reservoir dan produksi yang tersedia. Seiring dengan diproduksikannya gas dari *reservoir* maka jumlah data dinamis yang didapat semakin bertambah, maka metode yang digunakan untuk prediksi *OGIP* adalah metode *Material Balance* salah satunya *Material Balance P/Z*. Dalam kasus lapangan gas “MC” metode *Material Balance P/Z* digunakan untuk memperkirakan besarnya cadangan mula-mula *reservoir* gas (*OGIP*) yang telah dikembangkan, dimana data perubahan tekanan reservoir dan data produksi yang diperoleh sudah cukup banyak.

Lapangan gas “MC” *Reservoir* “SDM” terletak di dibagian barat blok Sumatera Selatan merupakan salah satu *reservoir* gas andalan perusahaan, kedalaman *reservoir* bervariasi antara 3304-3426 ft, mempunyai porositas rata-rata 30 %, saturasi air rata-rata 21 %, serta dari hasil studi laboratorium *spesifik gravity gas* rata-rata 0,7. *Reservoir* “SDM” telah diproduksi oleh 4 sumur yaitu sumur LG-1, LG-2, LG-3 dan LG-4, sumur LG-1 memiliki ketebalan lapisan 42 ft, sumur LG-2 memiliki ketebalan lapisan 68 ft, sumur LG-3 memiliki ketebalan lapisan 36 ft, sumur LG-4 memiliki ketebalan lapisan 50 ft. Sumur LG-1 dioperasikan mulai tanggal 31 Juli 1987, sumur LG-4 dioperasikan mulai tanggal 30 November 2006, sumur LG-3 dioperasikan mulai tanggal 31 Desember 2006, sumur LG-2 dioperasikan mulai tanggal 30 November 2008 seperti ditunjukkan pada (Gambar 1). *Reservoir* “SDM” mempunyai beberapa data volumetrik seperti data *OGIP* sebesar 54.581,4 MMSCF, Recovery (EUR) sebesar 46.816,8 MMSCF, Faktor Perolehan (RF) sebesar 85,77%, Kumulatif produksi gas (Gp) pada 31 Januari 2017 adalah 38.771 MMSCF, Cadangan Sisa (RR) sebesar 8.045,6 MMSCF sampai 31 Januari 2017. Dengan telah diproduksikannya *reservoir* gas “MC” ini maka *current OGIP* berkurang, tekanan reservoir nya telah menurun dan produksi kumulatifnya semakin bertambah. Untuk mengetahui besarnya cadangan sisa gas (*remain reserve, RR*) per 31-01-2017 maka dilakukan perhitungan prediksi *current OGIP* menggunakan metode *material balance P/Z* dengan mempertimbangkan beberapa model tekanan reservoir rata-rata dan variasi berbagai model penentuan faktor super kompresibilitas gas (*Z*), dimana ada tiga model tekanan reservoir rata-rata, seperti tekanan reservoir rata-rata sumuran (\bar{P}_S), tekanan rata-rata area (\bar{P}_A) dan tekanan rata-rata volume (\bar{P}_V), dan ada tujuh model penentuan faktor super kompresibilitas gas (*Z*), yaitu metode Standing and Katz (1942), Thomas Hankinson Phillips (1969), Soave Redlich Kwong (1972), Beggs and Brill (1974), Dranchuk Abu Kassem (1975), Peng-Robinson (1976) dan M.A. Mahmoud (2013).



Gambar.1. Sumur LG-1, LG-2, LG-3, LG-4 *Reservoir* “SDM”Lapangan “MC”

Tekanan *Reservoir* Rata-Rata

Tekanan *reservoir* rata-rata (P_{avg}) adalah tekanan reservoir gas yang sudah berproduksi, yang disebabkan oleh tekanan *overburden* batuan dan tekanan fluida yang mengisi rongga *reservoir* sehingga terjadi aliran gas dari reservoir ke lubang sumur yang mempunyai tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}) yang relatif

rendah. Dalam penentuan tekanan *reservoir* rata-rata ini dapat dibedakan menjadi 3 (tiga) model yaitu tekanan reservoir rata-rata sumuran (\bar{P}_S), tekanan reservoir rata-rata area (\bar{P}_A) dan tekanan reservoir rata-rata volume (\bar{P}_V), persamaannya [8]:

$$(\bar{P}_S) = \frac{\sum P_{sumur}}{\sum sumur} \tag{1}$$

$$(\bar{P}_A) = \frac{\sum P.A}{\sum A} \tag{2}$$

$$(\bar{P}_V) = \frac{\sum P.A.h}{\sum A.h} \tag{3}$$

Faktor Kompresibilitas Gas (Z-Faktor)

a. Standing and Katz (1942)

Metode *Standing and Katz* (1942) ini cukup luas dipakai dalam industri migas, metode ini umumnya dapat digunakan untuk gas alam dengan kandungan impurities yang relatif kecil. Harga tekanan pseudo kritis (P_{pc}) dan temperatur pseudo kritis (T_{pc}) metode *Standing and Katz* [19] diformulasikan sebagai :

$$P_{pc} = 677 + 15 \gamma_g - 37,5 \gamma_g^2 \tag{4}$$

$$T_{pc} = 168 + 325 \gamma_g - 12,5 \gamma_g^2 \tag{5}$$

Untuk nilai tekanan dan temperatur *pseudoreduced* (P_{pr}) dan (T_{pr}) ditentukan dengan persamaan (11) dan (12), pada grafik *Standing and Katz*(1942) seperti pada Gambar 2, temperatur *pseudoreduced* adalah garis kurva hiperbola yang terbentang dari sebelah kiri ke kanan. Dari tekanan *pseudoreduced* sumbu X ditarik garis vertikal memotong nilai T_{pr} tertentu, kemudian ditarik garis menuju sumbu Y, diperoleh nilai faktor kompresibilitas gas(Z).

b. Thomas Hankinson Phillips (1969)

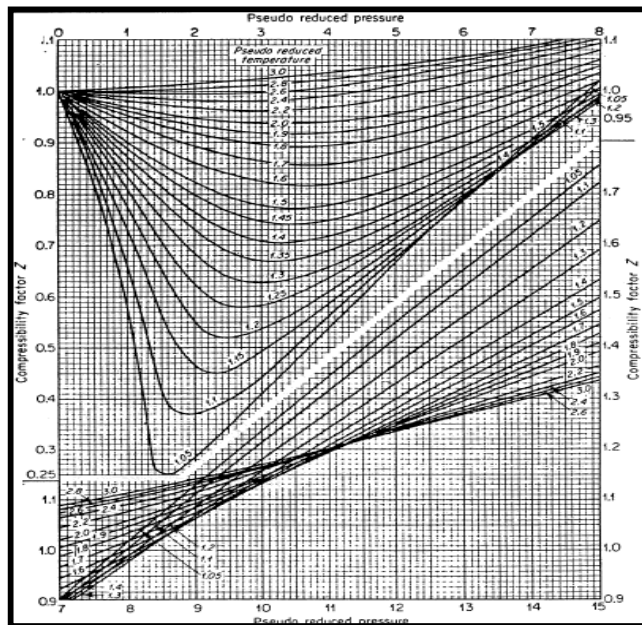
Thomas Hankinson Phillips (1969) membuat korelasi faktor kompresibilitas gas (Z) sebagai fungsi dari tekanan *pseudoreduced* dan temperatur *pseudoreduced* yang dikembangkan dari persamaan *Benediktus-Webb-Rubin* (BWR). Nilai P_{pc} dan T_{pc} *Thomas Hankinson Phillips* [9] diformulasikan,

$$T_{pc} = 170,491 + 307,344 \times \gamma_g \tag{6}$$

$$P_{pc} = 709,604 - 58,718 \times \gamma_g \tag{7}$$

Untuk nilai P_{pr} dan T_{pr} dihitung dengan persamaan (11) dan (12), faktor kompresibilitas gas (Z) diformulasikan,

$$Z = 1 - \frac{3,52 P_{pr}}{10^{0,9812 T_{pr}}} + \frac{0,274 P_{pr}^2}{10^{0,8157 T_{pr}}} \tag{8}$$



Gambar 2. Grafik Faktor Kompresibilitas Gas Alam [1]

Metode P_{pc} and T_{pc} Sutton

Metode P_{pc} dan T_{pc} Sutton (2007) memperbaiki korelasi dengan menggunakan basis data gas yang diperluas dari literatur, termasuk komponen murni dan campuran komponen biner, korelasi ini dikembangkan untuk gas kering, dimana metode Sutton ini digunakan dalam perhitungan faktor kompresibilitas gas Metode Beggs and Brill (1974), Dranchuk Abu-Kassem (1975), M.A. Mahmoud (2013). Nilai P_{pc} dan T_{pc} Sutton [17],

$$P_{pc} = 671 + 14 \gamma_g - 34,3 \gamma_g^2 \quad (9)$$

$$T_{pc} = 120,1 + 429 \gamma_g - 62,9 \gamma_g^2 \quad (10)$$

Nilai P_{pc} dan T_{pc} ini digunakan untuk mencari nilai P_{pr} dan T_{pr} (Key's) dengan persamaan:

$$P_{pr} = P/P_{pc} \quad (11)$$

$$T_{pr} = T/T_{pc} \quad (12)$$

c. Beggs and Brill (1974)

Beggs and Brill (1974) membuat persamaan yang dikembangkan dari grafik Standing and Katz (1972) dan menyatakan bahwa metode ini dapat digunakan untuk temperature pseudoreduced antara 1,2 < T_{pr} < 2,4. Faktor kompresibilitas gas (Z) metode Beggs and Brill ini dihitung dengan persamaan:

$$A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,10 \quad (13)$$

$$B = (0,62 - 0,23T_{pr})p_{pr} + \left(\frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037 \right) p_{pr}^2 + \frac{0,32p_{pr}^6}{10^E} \quad (14)$$

$$C = 0,132 - 0,32 \log(T_{pr}) \quad (15)$$

$$D = 10^F \quad (16)$$

$$E = 9(T_{pr} - 1) \quad (17)$$

$$F = 0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824T_{pr}^2 \quad (18)$$

$$Z = A + \frac{1-A}{e^B} + Cp_{pr}^D \quad (19)$$

d. Dranchuk Abu Kassem (1975),

Dranchuk Abu Kassem (1975) mengusulkan persamaan yang berjumlah 11 konstanta yang digunakan untuk menentukan faktor kompresibilitas gas (z) dan menyatakan bahwa metode ini dapat digunakan untuk temperature pseudoreduced antara 1 < T_{pr} < 3. Persamaan faktor kompresibilitas gas Dranchuk Abu Kassem [1].

$$\rho_{pr} = \frac{0,27P_{pr}}{T_{pr}} \quad (20)$$

$$Z = \frac{(A_1 + A_2/T_{pr} + A_3/T_{pr}^3 + A_4/T_{pr}^4 + A_5/T_{pr}^5) \rho_{pr} + (A_6 + A_7/T_{pr} + A_8/T_{pr}^2) \rho_{pr}^2 - A_9 (A_7/T_{pr} + A_8/T_{pr}^2) \rho_{pr}^5 + A_{10}(1 + A_{11} \rho_{pr}^2) (\rho_{pr}^2/T_{pr}^3) \exp(-A_{11} \rho_{pr}^2) + 1}{A_{10}(1 + A_{11} \rho_{pr}^2) (\rho_{pr}^2/T_{pr}^3) \exp(-A_{11} \rho_{pr}^2) + 1} \quad (21)$$

dimana :

A ₁	= 0,3265	A ₂	= -1,07	A ₃	= -0,5339
A ₅	= -0,05165	A ₆	= 0,54750	A ₄	= 0,01569
A ₇	= -0,7361	A ₈	= 0,1844	A ₉	= 0,1056
A ₁₀	= 0,6134	A ₁₁	= 0,721.		

e. M.A. Mahmoud (2013)

Penelitian dengan menghitung data untuk campuran gas yang berbeda dari publikasi sebelumnya, maka korelasi tersebut divalidasi menggunakan grafik Standing and Katz [12]. Data yang digunakan dari Dranchuk et.al. 1974, korelasi Dranchuk Abu Kassem 1975, dan dari Rushing et.al. 2008. Nilai faktor kompresibilitas gas dari metode M.A. Mahmoud [12] dinyatakan dalam bentuk :

$$Z = (0,072e^{-2,5T_{pr}})(P_{pr}^2) - (5,524e^{-2,5T_{pr}})(P_{pr}^2) + (0,044T_{pr}^2 - 0,164T_{pr} + 1,15) \quad (22)$$

f. Soave Redlich Kwong (1972)

Redlich Kwong mengusulkan suatu persamaan keadaan yang memperhitungkan pengaruh temperature terhadap gaya tarik-menarik molekuler, dan persamaannya sebagai berikut :

$$\left[P + \frac{aT}{T^{1/2}V_M(V_M+b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (23)$$

Soave kemudian memodifikasi persamaan (23) dengan mengganti $a/T^{1/2}$ dengan suatu besaran a_T yang merupakan fungsi temperature sehingga menjadi persamaan(24):

$$\left[P + \frac{a_T}{V_M(V_M+b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (24)$$

atau

$$\left[P + \frac{a_T}{V_M(V_M+b)} \right] (V_M - b) - RT \quad (25)$$

dimana :

$$a_T = a_c a \quad (26)$$

$$b = 0,08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (27)$$

$$a_c = 0,42747 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (28)$$

$$a = \left\{ 1 + m \left(1 - Tr^{1/2} \right) \right\}^2 \quad (29)$$

$$m = 0,48 + 1,574\omega - 0,176\omega^2 \quad (30)$$

Nilai V_M dicari secara coba-coba sehingga persamaan (25) sama dengan atau mendekati nilai nol (0).

$$V_{ideal} = nRT/P \quad (31)$$

$$V_{actual} = n \times V_M \quad (32)$$

$$Z = V_{actual} / V_{ideal} \quad (33)$$

g. Peng-Robinson (1976)

Peng-Robinson mengusulkan suatu persamaan (34) sebagai berikut :

$$\left[P + \frac{a_T}{V_M(V_M+b) + b(V_M-b)} \right] (V_M - b) = RT \quad (34)$$

dimana :

$$a_T = a_c a \quad (35)$$

$$b = 0,0788 \frac{RT_c}{P_c} \quad (36)$$

$$a_c = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (37)$$

$$a = \left\{ 1 + m \left(1 - Tr^{1/2} \right) \right\}^2 \quad (38)$$

$$m = 0,37464 + 1,5422\omega - 0,2699\omega^2 \quad (39)$$

Nilai V_M dicari secara coba-coba sehingga pada persamaan (34) ruas kiri sama dengan ruas kanan.

$$V_{ideal} = nRT/P \quad (40)$$

$$V_{actual} = n \times V_M \quad (41)$$

$$Z = V_{actual} / V_{ideal} \quad (42)$$

Original Gas In Place (OGIP)

Variasi faktor Z yang didapatkan dari perhitungan digabungkan terhadap variasi tekanan rata-rata didapatkan (P/Z), kemudian (P/Z) diplotkan dengan produksi kumulatif gas (Gp), plotting antara (P/Z) dengan Gp akan memberikan suatu trendline $y = ax + b$, Nilai OGIP dapat dicari dengan persamaan:

$$OGIP = \frac{b}{a} \quad (43)$$

Ultimate Recovery (UR)

Ultimate Recovery adalah perkiraan jumlah cadangan gas yang dapat diproduksi ke permukaan sampai batas ekonominya dari total *Original Gas In place*. Jumlah cadangan yang dapat diproduksi ke permukaan tergantung dari tekanan abandonment-nya. Nilai *Ultimate Recovery* (UR) dapat ditentukan dari garis linier *P/Z abandon*, yang dihubungkan pada ekstrapolasi garis pada kurva *P/Z vs G_p*.

$$UR = G_a = \left(\frac{b - \frac{P_a}{Z_a}}{a} \right) \quad (45)$$

Recovery Factor (RF)

Recovery Factor dapat diartikan sebagai persentase jumlah gas yang dapat diproduksi ke permukaan. *Recovery Factor* dapat ditentukan dengan persamaan :

$$RF = \frac{UR}{OGIP} \times 100\% \quad (46)$$

Remaining Reserve (RR)

Remaining Reserves (RR) dapat diartikan cadangan gas yang masih tertinggal (RR) di *reservoir* dihitung,

$$RR = UR - GP_{@now} \quad (47)$$

2. Metode Penelitian

Metodologi yang digunakan, pertama mengumpulkan data teknik pendukung, kedua analisa perilaku *reservoir*, ketiga menentukan tekanan *reservoir* rata-rata (\bar{P}) menggunakan tiga model tekanan rata-rata (sumuran, area dan volume), keempat menentukan faktor super kompresibilitas gas (Z) menggunakan tujuh model faktor super kompresibilitas Z (metode *Standing & Katz*, *Thomas Hankinson Phillips*, *Soave Redlich Kwong*, *Beggs & Brill*, *Dranchuk Abu Kassem*, *Peng-Robinson*, dan *M.A. Mahmoud*), kelima menentukan jenis mekanisme pendorong dengan Metode *Cole Plot*, keenam menentukan *Original Gas In Place (OGIP_i)* dan *Ultimate Recovery (UR_i)* serta *Recovery Factor (RF)* dengan menggunakan metode *Material Balance P/Z*, ketujuh prediksi Cadangan Gas per 31-01-2017 dan kedelapan menetapkan Cadangan Gas per 31-01-2017 yang representatif ditinjau dari kemudahan estimasi tekanan *reservoir* rata-rata dan divalidasi dengan nilai cadangan gas per 31-01-2017 volumetrik.

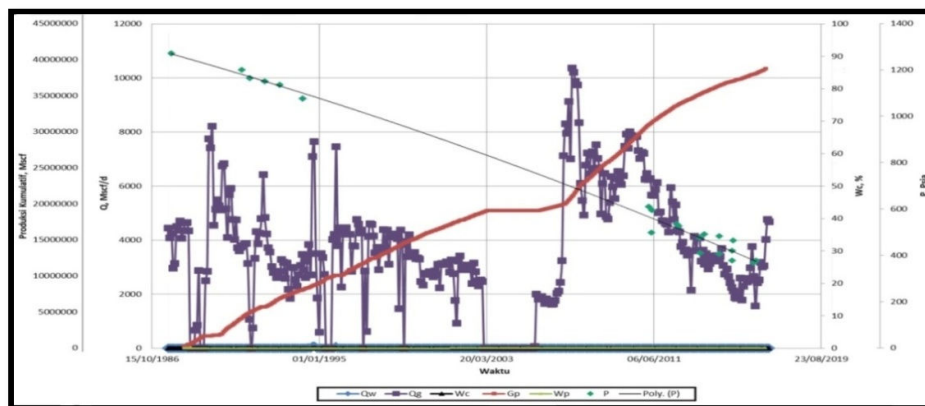
3. Hasil Dan Analisis

3.1. Perilaku Reservoir Gas “SDM”

Perilaku *reservoir* “SDM” lapangan gas “MC” seperti pada Gambar 3 menunjukkan bahwa tekanan *reservoir* turun dengan cepat seiring dengan berjalannya waktu, sedangkan laju alir gas terlihat akan semakin turun berdasarkan fungsi waktu, tetapi laju alir gas akan naik bila ada penambahan sumur baru yang diproduksikan, laju alir air dan *water cut* terlihat relatif konstan, kemudian produksi kumulatif gas sangat besar, sedangkan produksi kumulatif air yang kecil dan relatif konstan. Perilaku *reservoir* seperti ini merupakan ciri-ciri mekanisme pendorong antara *weak water drive* atau *closed reservoir depletion drive*.

3.2. Tekanan Reservoir Rata-Rata

Prediksi tekanan *reservoir* rata-rata sumuran, area dan volume telah dilakukan berdasarkan data pengukuran tekanan *reservoir* setiap sumur produksi fungsi waktu produksi dan produksi kumulatif nya seperti disajikan pada Tabel 1, dan kemudian diplot antara tekanan *reservoir* terhadap waktu produksi seperti disajikan pada Gambar 4 dimana ditunjukkan bahwa tekanan *reservoir* mulai pada Desember 1986 sebesar 1271,9 psia telah mengalami penurunan sangat tajam sampai 378 psia pada 8 Agustus 2016 yang diukur pada sumur LG-2. Berdasarkan tekanan *reservoir* rata-rata ini dilakukan perhitungan variasi berfaktor kompresibilitas gas (z) menggunakan pendekatan tujuh model faktor kompresibilitas gas (z) nya.



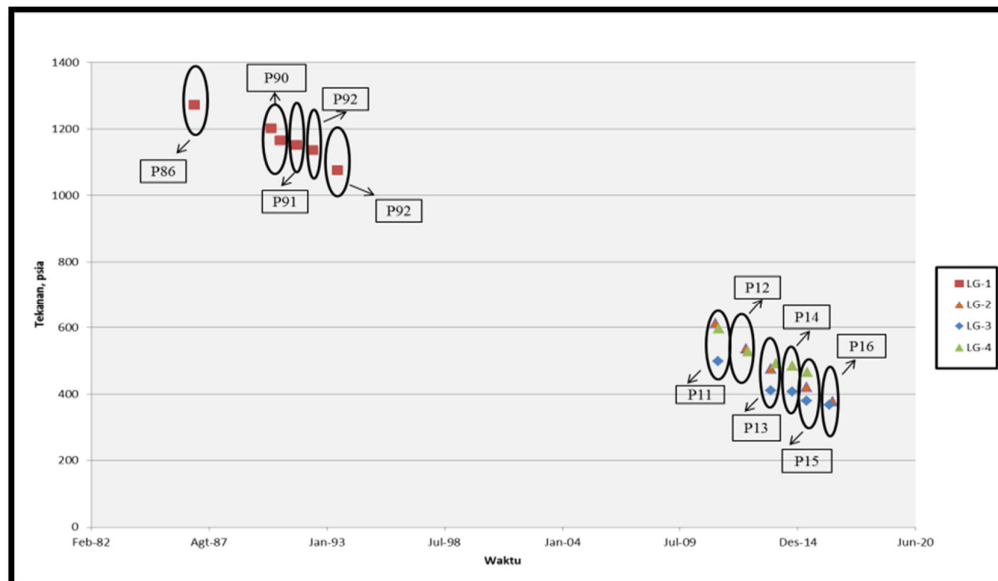
Gambar 3. Perilaku *Reservoir* “SDM” Lapangan Gas “MC”

3.3 .Faktor Kompresibilitas Gas (Z)

Hasil perhitungan faktor gas (z) didapatkan berdasarkan nilai tekanan reservoir rata-rata setiap tahunnya (Tabel 1), yang masing masing dihitung dengan tujuh model faktor kompresibilitas (Z) yaitu Metode *Standing & Katz (MSK)* (1942), *Thomas Hankinson Phillips (MTHP)* (1969), *Soave Redlich Kwong (MSRK)* (1972), *Beggs & Brill (MBB)* (1974), *Dranchuk Abu Kassem (MDAK)* (1975), *Peng-Robinson (MPR)* (1976), *M.A Mahmoud (MMAD)* (2013).

Tabel 1. Tekanan Rata-rata Reservoir "A"

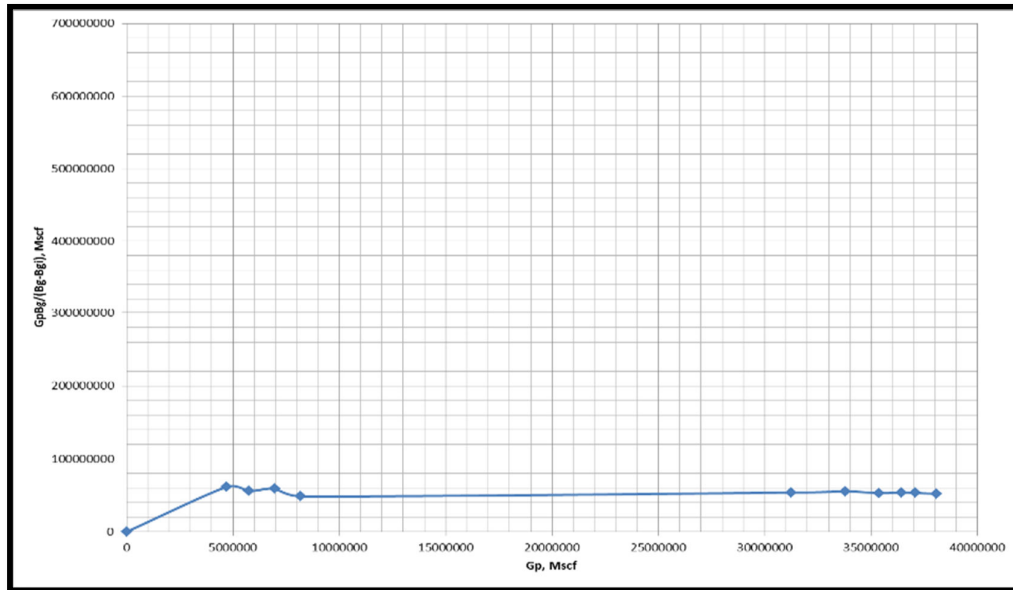
P	Sumur	Waktu	Tekanan, Psia	Tekanan Rata-Rata, Psia			Gp, Mcf
				Sumuran	Area	Volume	
P86	LG-1	Des-86	1271,91	1271,91	1271,91	1271,91	0
P90	LG-1	Jul-90	1201,33	1183,44	1182,08	1182,08	4681950
		Des-90	1165,54				
P91	LG-1	Sep-91	1152,19	1152,19	1152,19	1152,19	5756754
P92	LG-1	Jun-92	1135,81	1135,81	1135,81	1135,81	6966767
P93	LG-1	Agt-93	1076,19	1076,19	1076,19	1076,19	8174121
	LG-2	02-Mar-11	611,06				
P11	LG-3	19-Apr-11	498,54	568,51	554,39	563,38	31232885
	LG-4	30-Apr-11	595,94				
P12	LG-2	28-Jul-12	536,24	531,56	528,33	528,75	33778662
	LG-4	03-Sep-12	526,89				
P13	LG-2	27-Sep-13	475,68	459,31	453,77	460,66	35363501
	LG-3	29-Sep-13	410,54				
P14	LG-4	25-Sep-14	483,63	445,09	442,86	449,18	36425316
	LG-3	25-Sep-14	406,55				
P15	LG-3	21-Mei-15	378,55	421,01	418,38	423,89	37063081
	LG-2	23-Mei-15	419,86				
P16	LG-4	11-Jun-15	464,60	372,82	370,59	372,11	38080946
	LG-3	19-Jun-16	367,55				
	LG-2	08- Agt-16	378,08				



Gambar 4. Tekanan Reservoir "SDM" vs Waktu Produksi

3.4 Menentukan Mekanisme Pendorong dengan Metode Cole Plot .

Metode Cole Plot ini digunakan untuk mempertegas dalam membedakan mekanisme pendorong reservoir gas antara weak water drive atau depletion drive yang sebelumnya diidentifikasi dengan plot perilaku reservoir. Mengacu pada tekanan reservoir rata-rata sumuran dan nilai Z-Faktor dari Metode Dranchuk Abu Kassem (1975), maka didapatkan grafik Cole Plot seperti disajikan pada Gambar 5, yang menunjukkan bahwa kondisi awal nol (0) kemudian seiring bertambahnya kumulatif produksi gas (Gp) terjadi kenaikan nilai GpBg/(Bg-Bgi) kemudian grafiknya condong lebih datar/flat untuk nilai GpBg/(Bg-Bgi) dan nilai dari keseluruhan plot diantara 48573097,09 - 61439349,67 Mscf, dan dari metode cole plot ini didapatkan nilai OGIP konstan sebesar 49.626.903,44 Mscf, yang merupakan ciri mekanisme pendorong closed reservoir depletion drive, sehingga metode material balance yang dapat digunakan adalah metode Material Balance P/Z vs Gp.



Gambar 5. Mekanisme Pendorong Metode Cole Plot Reservoir "SDM"

3.5 Cadangan Gas Reservoir "SDM" per 31-01-2017

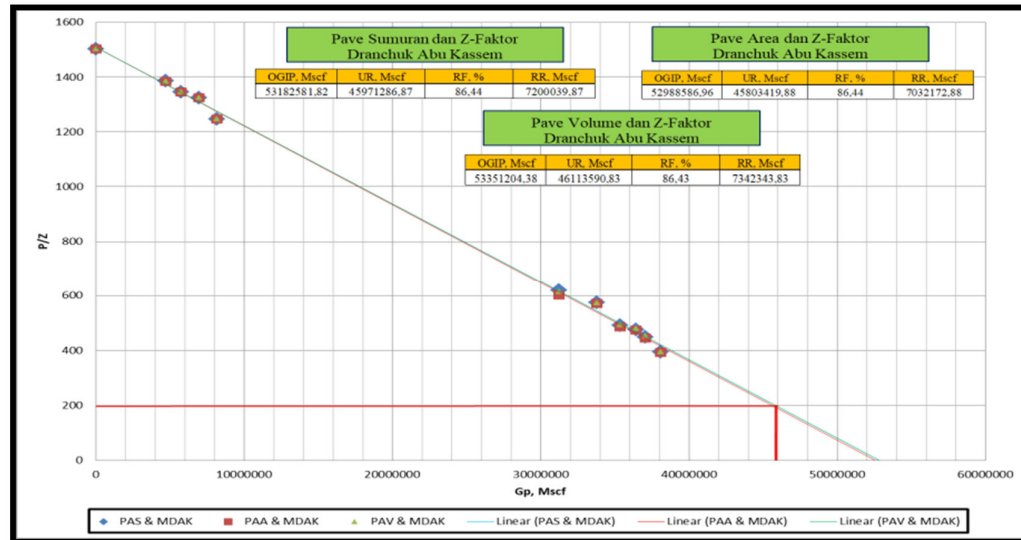
OGIP ditentukan dengan Plotting (P/Z) versus Gp yang memberikan suatu trendline $P/Z = a.Gp + b$, dan dimana pada suction minimum kompressor di lapangan "MC" sebesar 50 psia dengan pressure drop horizontal sebesar 70 psia sehingga tekanan sumur di wellhead (Pwh) sebesar 120 psia. Tekanan sumur abandonment (Pa) diperkirakan dari tekanan Pwh + pressuredrop vertikal sepanjang sumur 72,36 psia sehingga didapatkan tekanan sumur abandonment sebesar 192,36 psia dan temperatur sumur abandonment sebesar 137,50 °F (597,50 °R). Dari hasil perhitungan berbagai metode faktor kompresibilitas didapat nilai Za sebesar 0,97, dan nilai P_a/Z_a didapat sebesar 198,31 psia. Variasi Nilai OGIP, UR, RF dan Cadangan gas per 31-01-2017 (RR) yang telah dihitung berdasarkan tiga model tekanan reservoir rata-rata dan tujuh model penentuan faktor kompresibilitas gas (Z) disajikan pada Tabel 2.

Tabel 2. Variasi Nilai OGIP, UR, RF dan RR

Z-Fakt	No Urut	Tekanan	OGIP, Mscf	UR, Mscf	RF, %	RR, Mscf
MSK	1	Pave Sumuran	53081402,88	45947975,60	86,56	7176728,60
	2	Pave Area	52890609	45782749,88	86,56	7011502,88
	3	Pave Volume	53249350,18	46090170,46	86,56	7318923,46
MTHP	1	Pave Sumuran	50936168,22	44758309,09	87,87	5987062,09
	2	Pave Area	50773105,59	44614432,35	87,87	5843185,35
	3	Pave Volume	51068875,00	44871710,05	87,87	6100463,05
MBB	1	Pave Sumuran	52789430,60	45732113,48	86,63	6960866,48
	2	Pave Area	52600390,07	45568098,89	86,63	6796851,89
	3	Pave Volume	52952428,57	45869906,74	86,62	7098659,74
MDAK	1	Pave Sumuran	53182581,82	45971286,87	86,44	7200039,87
	2	Pave Area	52988586,96	45803419,88	86,44	7032172,88
	3	Pave Volume	53351204,38	46113590,83	86,43	7342343,83
MMAD	1	Pave Sumuran	52725839,16	45791901,71	86,85	7020654,71
	2	Pave Area	52540487,80	45630710,41	86,85	6859463,41
	3	Pave Volume	52885403,51	45927136,45	86,84	7155889,45
MSRK	1	Pave Sumuran	54345277,78	46475861,97	85,52	7704614,97
	2	Pave Area	54130355,73	46292044,33	85,52	7520797,33
	3	Pave Volume	54320000,00	46450584,19	85,51	7679337,19
MPR	1	Pave Sumuran	53742007,58	46230292,49	86,02	7459045,49
	2	Pave Area	53538603,77	46055234,78	86,02	7283987,78
	3	Pave Volume	53920988,59	46380711,85	86,02	7609464,85

3.6 Pemilihan Cadangan Sisa Gas (RR) yang Paling Representatif

Berdasarkan Tabel 2 dari berbagai nilai cadangan sisa gas (RR) dikelompokkan berdasarkan tekanan reservoir rata-rata (sumuran, area, volume) kemudian di rata-rata untuk setiap metode tekanan reservoir rata-rata nya (tetapi karena metode *Thomas Hankinson Phillips* memiliki nilai P_{pc} dan T_{pc} yang kurang *recommended* maka metode ini diabaikan), nilai cadangan sisa rata-rata untuk tekanan reservoir rata-rata sumuran dan enam variasi faktor kompresibilitas gas sebesar 7.253.658,35 Mscf, nilai cadangan sisa rata-rata untuk tekanan rata-rata area dan enam variasi faktor kompresibilitas gas sebesar 7.084.129,36 Mscf, dan nilai cadangan sisa rata-rata untuk tekanan rata-rata volume dan enam variasi faktor kompresibilitas gas sebesar 7.367.436,42 Mscf. Dari nilai cadangan sisa masing-masing alternatif untuk setiap tekanan rata-rata dipilih salah satu nilai cadangan sisa yang paling mendekati nilai cadangan sisa rata-rata tersebut dan hasilnya didapatkan nilai cadangan sisa yang paling mendekati cadangan sisa rata-rata adalah tekanan rata-rata (sumuran, area, dan volume) dengan faktor kompresibilitas dari metode *Dranchuk Abu Kassem (1975)*, dengan nilai berturut-turut sebesar 7.200.039,87 Mscf, 7.032.172,88 Mscf, dan 7.342.343,83 Mscf, Setelah mendapatkan nilai cadangan sisa gas yang mendekati nilai cadangan sisa gas rata-rata, kemudian dari setiap metode tekanan rata-rata (sumuran, area, volume) dan faktor kompresibilitas gas metode *Dranchuk Abu Kassem* dibuat gabungan grafik P/Z vs G_p , yang dapat dilihat pada Gambar 6.



Gambar 6. P/Z vs Gp (Tekanan Rata-Rata Sumuran, Area, Volume dan Faktor Z *Dranchuk Abu Kassem* (1975))

Gambar 6. menunjukkan tren garis linear setiap metode tekanan rata-rata (sumuran, area, volume) dan faktor kompresibilitas gas *Dranchuk Abu Kassem* terlihat saling berhimpitan sehingga memberikan nilai cadangan sisa gas (RR) yang tidak jauh berbeda, validasi yang dilakukan dengan melihat dari kemudahan perhitungan tekanan rata-rata, dimana perhitungan tekanan reservoir rata-rata sumuran lebih mudah, maka pendekatan tekanan rata-rata sumuran dan Z-Faktor metode *Dranchuk Abu Kassem* (1975) yang paling *representative*, dengan cadangan gas per 31-01-2017 7.200.039,87 MSCF setelah divalidasi juga dengan cadangan sisa gas volumetric per 31-01-2017.

4. Kesimpulan

- a. Perkiraan cadangan gas reservoir “SDM” per 31-01-2017 berdasarkan *Metode Material Balance P/Z*,
 - 1) Nilai Cadangan sisa gas (RR) dari pendekatan tekanan reservoir rata-rata sumuran (\bar{P}_S) dengan variasi faktor Z *Metode Standing & Katz* (7.176.728,60 MSCF), *Metode Thomas Hankinson Phillips* (5.987.062,09 MSCF), *Metode Beggs & Brill* (6.960.866,48 MSCF), *Dranchuk Abu Kassem* (7.200.039,87 MSCF), *M.A Mahmoud* (7.020.654,71 MSCF), *Soave Redlich Kwong* (7.704.614,97 MSCF), *Metode Peng-Robinson* (7.459.045,49 MSCF).
 - 2) Nilai Cadangan Sisa Gas (RR) dari pendekatan tekanan reservoir rata-rata area (\bar{P}_A) dengan variasi faktor (Z) *Metode Standing & Katz* (7.011.502,88 Mscf), *Thomas Hankinson Phillips* (5.843.185,35 Mscf), *Beggs & Brill* (6.796.851,89 Mscf), *Dranchuk Abu Kassem* (7.032.172,88 Mscf), *M.A Mahmoud* (6.859.463,41 Mscf), *Soave Redlich Kwong* (7.520.797,33 Mscf), *Peng-Robinson* (7.283.987,78 Mscf).
 - 3) Nilai Cadangan Sisa Gas (RR) dari pendekatan tekanan reservoir rata-rata volume (\bar{P}_V) dengan variasi faktor Z *Standing & Katz* (7.318.923,46 MSCF), *Thomas Hankinson Phillips* (6.100.463,05 MSCF), *Beggs & Brill* (7.098.659,74 MSCF), *Dranchuk Abu Kassem* (7.342.343,83 MSCF), *M.A Mahmoud* (7.155.889,45 MSCF), *Soave Redlich Kwong* (7.679.337,19 MSCF), *Peng-Robinson* (7.609.464,85 MSCF).
- b. Nilai Cadangan Gas (RR) per 31-01-2017 yang paling *representatif* sebesar 7.200.039,87 MSCF dari pendekatan metode tekanan reservoir rata-rata sumuran dan faktor kompresibilitas gas *Dranchuk Abu Kassem* (1975) setelah divalidasi dengan cadangan sisa gas volumetrik.

Ucapan Terimakasih

Terimakasih kepada semua pihak yang telah berkontribusi dalam penulisan makalah ini sehingga dapat selesai dengan baik dan tepat waktu.

Daftar Pustaka

- [1] Ahmed, T. Hydrocarbon Phase Behavior. USA: Gulf Professional Publishing. 1989.
- [2] Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook Second Edition. USA: Gulf Professional Publishing. 2001.
- [3] Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook Third Edition. USA: Gulf Professional Publishing. 2006.
- [4] Amyx, J. Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties. USA. 1960.
- [5] Beggs, H. Gas Production Operation. Tulsa: Oil & Gas Consultants International Inc. 1984.
- [6] Braque, G. Material Balance Notes from Department of Petroleum Engineering Course, Houston, Texas, USA. 1963
- [7] Dake, L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering, Amsterdam, The Netherland. 1977.
- [8] Craft, B.C., and Hawkins, M.F. Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1959.
- [9] Ghalambor, A., and Guo, B. Natural Gas Engineering. USA: Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2005.
- [10] Ikoku, Chi U. Natural Gas Production Engineering. Florida: Krieger Publishing Company Malabar. 1992.
- [11] Ikoku, Chi U. Natural Gas Reservoir Engineering. Florida: Krieger Publishing Company Malabar. 1984.
- [12] Mahmoud, M.A. Development of a New Correlation of Gas Compressibility Factor (Z-Factor) for High Pressure Gas Reservoir, SPE, King Fahd University of Petroleum & Minerals, Cairo, Mesir. 2013.
- [13] Mc.Cain, W. D. Jr. The Properties of Petroleum Fluid, Second Edition. 1990
- [14] Medco Report.. Internal Report Medco Energi Jakarta. 2004
- [15] Pletcher. J. L. Improvements to Reservoir Material Balance Methods, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 2000
- [16] Rukmana, D., Dedy, K., V. Dedi C. A. Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi. Kerjasama BPMIGAS dengan UPN "Veteran Yogyakarta. Yogyakarta: Pohon Cahaya. 2012.
- [17] Rushing, J.A. et.al. Natural Gas Z-Factor at HP/HT Reservoir Conditions : Comparing Laboratory Measurement With Industry-Standard Correlations for a Dry Gas, SPE Gas Technology Symposium 2008, Alberta, Canada.
- [18] Takacs, G. Comparing Methods for Calculating Z-Factor, Texas : Journal of Texas Tech University Lubbocks. 1989.
- [19] Tiab, Djebbar. Gas Reservoir Engineering, University of Oklahoma, USA. 2000.