

# Pengaruh dari Kompresibilitas Rekahan pada Estimasi Volume Awal Gas di Tempat

Oleh: **Bambang Widarsono**

Peneliti Madya pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Teregistrasi I Tanggal 5 Januari 2009; Diterima setelah perbaikan tanggal 23 Januari 2009

Disetujui terbit tanggal: 22 Mei 2009

## S A R I

Estimasi volume awal gas alam di tempat (*initial gas in place*, IGIP) untuk sebuah reservoir gas adalah suatu kegiatan yang memiliki tantangan tersendiri, terutama karena kaitannya dengan aspek-aspek ekonomis dan teknis operasional. Salah satu metode yang banyak dipakai adalah material balance, di mana praktek umum dilakukan adalah, demi penyederhanaan, pengabaian pengaruh dari faktor kompresibilitas rekahan. Pengabaian ini disinyalir pada kasus-kasus sesuai dapat menimbulkan kesalahan berarti dalam estimasi IGIP.

Studi yang hasilnya dipresentasikan dalam makalah ini bertitik berat pada investigasi atas pengaruh dari faktor kompresibilitas rekahan ini pada estimasi IGIP menggunakan metode *straight-line P/Z material balance*. Sebuah lapangan gas di Sumatera bagian Utara yang memiliki kriteria yang sesuai dipakai sebagai sebuah studi kasus. Hasil dari studi ini menunjukkan bahwa di lapangan tersebut potensi untuk terjadinya kesalahan dalam estimasi IGIP (terlalu optimistik) sampai sebesar 21,4%. Hasil utama lain dari studi ini adalah krusialnya peran data sejarah produksi, tekanan, dan data laboratorium atas gas dan batuan.

Kata kunci: volume awal gas di tempat, kesalahan dalam estimasi, kompresibilitas rekahan, teknik material balance

## ABSTRACT

*Estimation of initial gas in place (IGIP) for a gas reservoir is a challenging task considering its connection to various economical and technical/operational aspects. One of the most common techniques for estimating IGIP is material balance, for which common practice is to neglect the effect of fracture compressibility factor. Provided a suitable condition the omission of this factor may yield significant error in the estimated IGIP.*

*The study, which results are presented in this article, is dedicated to investigate the influence of fracture compressibility in IGIP estimation using straight-line P/Z material balance method. A gas field situated in North Sumatera, which meets the criteria for the study, is used for Indonesia's case study. The primary result for the study is that in this field there is a potential of error in IGIP estimation. The technique shows that the real IGIP figure should be 21.4% lower than the initially determined IGIP estimate. Another important conclusion for the study is the utmost importance of data quality, be it production history, pressure history, and results of laboratory test on reservoir fluids and rocks.*

*Key words: initial gas in place, estimation error, fracture compressibility, material balance technique*

## I. PENDAHULUAN

Estimasi volume awal gas di tempat (*initial gas in-place*, IGIP) dari suatu lapangan atau reservoir adalah suatu pekerjaan yang dapat dianggap cukup

menantang dan juga berisiko. Dikatakan sebagai menantang karena estimasi tersebut sering kali harus dilakukan pada tahap-tahap awal dari sebuah lapangan gas sehingga data yang tersedia masih relatif terbatas.

Dikatakan sebagai berisiko karena kaitannya dengan jaminan pasokan gas dan nilai keekonomian dari lapangan tersebut. Sesuai dengan karakter dari pemasaran gas alam keputusan untuk memproduksi gas dari suatu lapangan erat sekali kaitannya dengan gambaran mengenai IGIP dan cadangannya.

Ada beberapa cara untuk memperoleh estimasi IGIP dan cadangan, antara lain adalah simulasi reservoir, decline curve analysis (DCA), dan material balance. Terlepas dari kelebihan dan kekurangan dari masing-masing metode, simulasi reservoir umumnya dianggap sebagai yang terbaik. Tentu saja dengan catatan bahwa model simulasi reservoir dibangun melalui karakterisasi reservoir yang baik ditambah dengan adanya data produksi yang cukup terpercaya. Meskipun dianggap baik tapi simulasi reservoir sering dianggap sebagai cukup memakan waktu dan kurang dapat diandalkan pada tahap-tahap awal suatu lapangan karena minimnya data yang dapat dipakai untuk karakterisasi reservoir. Pada tahap-tahap awal inilah, sesuai dengan karakternya, metode material balance pada umumnya digunakan secara intensif.

Akurasi dari penggunaan metode material balance (*straight-line P/Z material balance*) sangat dipengaruhi oleh kualitas data laboratorium gas, asumsi bahwa reservoir gas yang dievaluasi dianggap sebagai suatu tabung (tank) tanpa adanya sistem pori batuan, dan adanya 'gangguan' yang menyebabkan ekstrapolasi dari data produksi kumulatif menjadi terdeviasi dari garis lurus *straight line*. Faktor yang paling sering dianggap sebagai deviator utama adalah adanya dukungan akuifer (*water influx*) yang kuat pada reservoir. Disamping faktor akuifer faktor lain yang dapat berpengaruh adalah adanya kompresibilitas rekahan pada reservoir berekah-rekah (*fractured reservoir*). Faktor ini umumnya diabaikan di bawah anggapan bahwa kompresibilitas rekahan, dan juga air formasi, jauh lebih kecil daripada kompresibilitas gas.

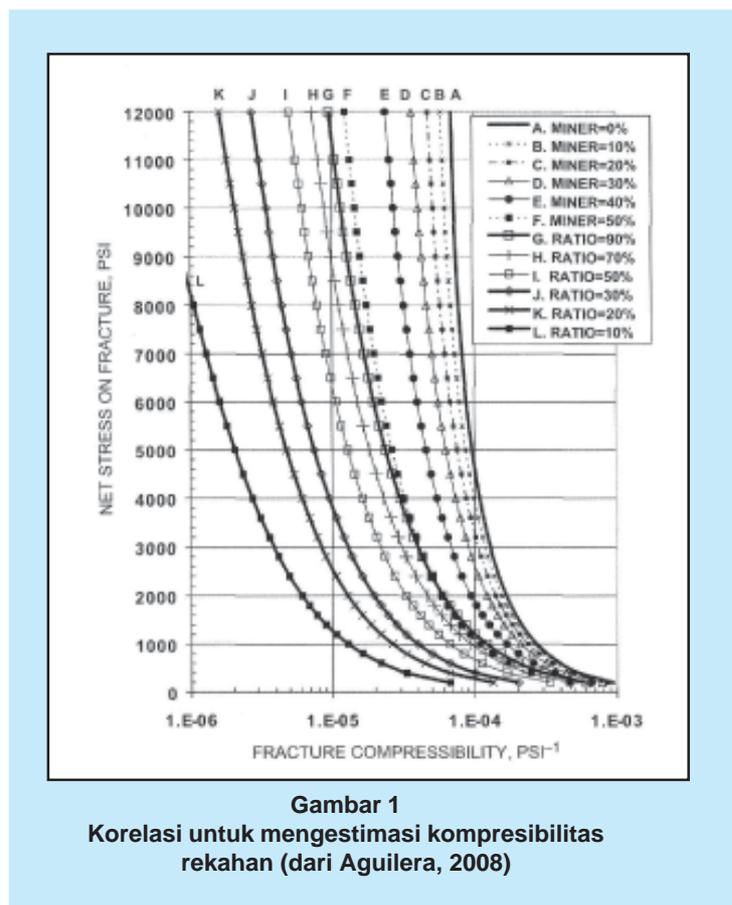
Roberto Aguilera dalam makalahnya (Aguilera, 2008) berpendapat bahwa asumsi pengabaian tersebut dapat menimbulkan kesalahan estimasi IGIP yang cukup besar terutama, tentunya, pada reservoir-reservoir yang berekah secara cukup intensif. Studi yang hasilnya disajikan pada tulisan ini adalah aplikasi dari pendekatan usulan Aguilera tersebut atas

studi kasus di Indonesia. Alur pembahasan teori dan aplikasinya mengadopsi alur yang disajikan dalam Aguilera (2008).

## II. TEORI

Fokus dari studi adalah dimasukkannya faktor kompresibilitas rekahan dan matriks batuan reservoir dalam perhitungan material balance. Data yang terbaik dan terpercaya untuk penerapan teori ini tetap saja adalah data yang diperoleh dari pengukuran di laboratorium atas sampel batuan secara cukup mewakili dari reservoir yang sedang dipelajari. Jika tidak tersedia data laboratorium maka persamaan empiris terpaksa digunakan. Untuk matriks batuan contoh korelasi diusulkan misalnya oleh Hall (1953), sedangkan untuk rekahan maka korelasi yang dihasilkan oleh Aguilera (1999) (Gambar 1) dapat dipakai.

Korelasi-korelasi yang diusulkan oleh Aguilera (1999) secara umum memperlihatkan pengaruh dari stres pada kompresibilitas rekahan dan dua hal lainnya yaitu tingkat mineralisasi sekunder di dalam rekahan (kurva A sampai F) dan rasio antara jumlah rekahan



Gambar 1  
Korelasi untuk mengestimasi kompresibilitas rekahan (dari Aguilera, 2008)

dan rongga *vug* (kurva G sampai L). Persentase mineralisasi (MINER) merepresentasikan proporsi rekahan yang mengalami mineralisasi sekunder sedangkan RATIO adalah rasio antara porositas rekahan terhadap kombinasi porositas rekahan dan rongga *vug*.

Menurut Aguilera mineral sekunder dalam rekahan dapat berfungsi sebagai *proppant* pengganjal rekahan agar tetap terbuka. Menurut studinya yang disajikan dalam Aguilera (2003) indikasi ini dapat diperoleh dari observasi atas percontoh batuan. Kehadiran mineral sekunder yang membentuk kristal secara sempurna dan tidak tergerus oleh stres bawah permukaan adalah indikasi dari porositas dan permeabilitas rekahan yang baik. Sebaliknya, mineral yang tergerus oleh bawah permukaan cenderung mengurangi porositas dan permeabilitas rekahan. Perbedaan dalam kondisi mineral sekunder ini mengakibatkan kompresibilitas rekahan yang berbeda.

Meskipun korelasi pada Gambar 1 sangat berguna dalam mengevaluasi kompresibilitas rekahan tetapi Aguilera tetap menyatakan bahwa data dari laboratorium adalah yang harus tetap dijadikan referensi utama. Sebagai contoh, studi baru-baru ini yang dilakukan oleh Olson dkk (2007) dan Laubach dkk (2004) menyimpulkan bahwa jumlah semen di dalam rekahan tidak selalu menggambarkan kesensitivitasan rekahan (kompresibilitas) terhadap stres. Mereka menemukan bahwa ada rekahan yang tidak memiliki semen tetapi tidak kompresibel, dan demikian juga sebaliknya.

### III. METODE MATERIAL BALANCE

Kesetimbangan material (material balance) untuk reservoir gas konvensional, tanpa *water influx*, dapat ditulis sebagai

$$\frac{G_p}{G_i} = 1 - \frac{P/Z}{P_i/Z_i} \quad (1)$$

dimana  $G_p$ ,  $G_i$ ,  $P$ , dan  $Z$  masing-masing adalah produksi gas kumulatif, IGIP, tekanan reservoir, dan faktor deviasi gas. Subskrip  $i$  menandakan kondisi awal reservoir.

Untuk reservoir yang memiliki rekahan-rekahan yang sensitif terhadap stres (kompresibel), Persamaan (1) ini menjadi

$$\frac{G_p}{G_i} = 1 - \frac{P/Z}{P_i/Z_i} \{1 - [(1 - \omega)C' + \omega C''] \Delta P\} \quad (2)$$

dengan  $\omega$ , dan  $\Delta P$  masing-masing adalah fraksi IGIP yang ada dalam rekahan dan beda tekanan reservoir ( $P_i - P$ ). Penurunan Persamaan (2) dapat dilihat pada Lampiran. Kompresibilitas  $C'$  dan  $C''$  dihitung dengan menggunakan

$$C' = \frac{C_w S_{wm} + C_m}{1 - S_{wm}} \quad (3)$$

dan

$$C'' = \frac{C_w S_{wf} + C_f}{1 - S_{wf}} \quad (4)$$

dengan  $C_w$ ,  $C_f$ ,  $S_{wm}$ , dan  $S_{wf}$  masing-masing adalah kompresibilitas air, kompresibilitas rekahan, saturasi air di matriks batuan, dan saturasi air di rekahan.

Untuk kompresibilitas rekahan korelasi pada Gambar 1 dapat dipakai, atau dengan menggunakan (Jones, 1975)

$$C_f = \frac{-1}{P_k \ln(P_k / P_h)} \quad (5)$$

$P_k$  dan  $P_h$  adalah stres (net) pada rekahan dan tekanan pemulihan (*healing pressure*). Perubahan dalam porositas ( $\phi$ ) dapat diperkirakan dengan menggunakan (Walsh, 1981)

$$\frac{\phi_i}{\phi} = \frac{\log P_{ki} - \log P_h}{\log P_k - \log P_h} \quad (6)$$

dengan subskrip  $i$  menandakan kondisi awal reservoir.

### IV. CONTOH PENERAPAN DI INDONESIA

Untuk penerapan di Indonesia, dipilih reservoir gas yang memenuhi kriteria: reservoir berekah, ada bukti tidak memiliki dukungan kuat dari akuifer, dan ada bukti adanya kesalahan dalam estimasi IGIP. Dari beberapa lapangan gas yang diseleksi, diperoleh sebuah lapangan gas berukuran relatif kecil di Sumatera bagian Utara. Lapangan yang bernama XLS ini, bukan nama sebenarnya, secara singkat dapat dideskripsikan sebagai berikut.

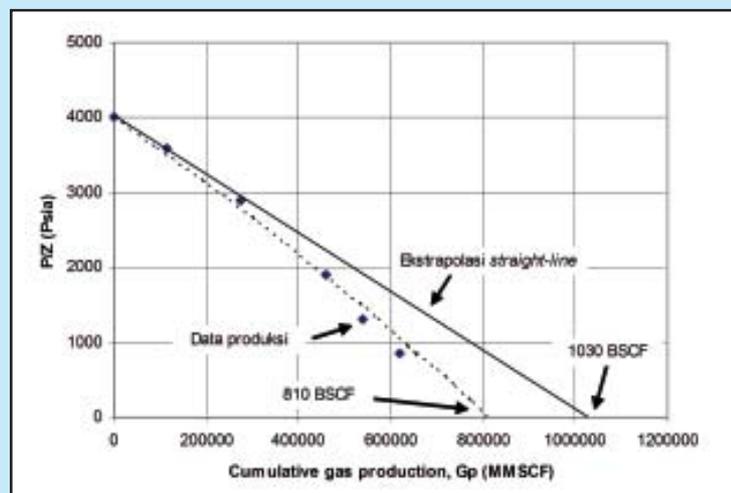
Lapangan XLS ini ditemukan pada 1991 dengan reservoir utama adalah batugamping terumbu Peutu yang berasal dari masa Miosen Awal dan Tengah.

Reservoir lainnya ada pada formasi Belumai dan Bruksah. Reservoir-reservoir ini dikontrol, paling tidak secara parsial, oleh sistem rekahan. Secara total reservoir-reservoir ini dapat mencapai ketebalan 1000 kaki. Kedua sumur yang ada pada lapangan ini mengkonfirmasi adanya sistem rekahan yang cukup intensif di bagian bawah terumbu Peutu. Pengaruh dari sistem rekahan ini terhadap produksi gas dari lapangan ini diperkirakan sangat besar.

Secara umum porositas matriks rata-rata diperkirakan sebagai 7% dengan saturasi air rata-rata 17%. Perhitungan deterministik volumetrik yang dimiliki oleh operator lapangan ini memperkirakan IGIP sebesar 870 BSCF meskipun estimasi dari plot P/Z versus produksi gas kumulatif yang juga mereka lakukan menghasilkan IGIP sebesar 980 BSCF. Analisis *straight-line P/Z* pada studi ini memperkirakan IGIP sebesar 1030 BSCF (Gambar 2). Data produksi gas kumulatif memperlihatkan bahwa terjadi penyimpangan plot dari garis lurus, mengindikasikan bahwa sistem di reservoir tidak sepenuhnya mengikuti asumsi *volumetric depletion*. Studi geologi dan analisis atas air terproduksi mengindikasikan tidak

terdapatnya *water influx* ke dalam reservoir. Dengan demikian, lapangan ini menjadi studi kasus yang tepat untuk aplikasi studi pengaruh kompresibilitas rekahan ini.

Perhitungan dengan menggunakan Persamaan (2) dilakukan dengan memakai data sebagai berikut:  
Saturasi air awal di matriks batuan,  $S_{wm} = 0.17$   
Saturasi air awal di rekahan,  $S_{wf} = 0.01$   
Porositas awal rekahan,  $\phi_1 = 0.01$



Gambar 2  
Plot antara P/Z versus produksi gas kumulatif

Tabel 1  
Perhitungan material balance untuk studi pengaruh kompresibilitas rekahan

P (Psia)	P/Z (Psia)	Gp (MMSCF)	P <sub>i</sub> - P (Psia)	P <sub>k</sub> (Psia)	φ	C <sub>r</sub> (Psi-1)	C'' (Psi-1)	Gp (MMSCF)
3500	4011	0	0	1488.0	0.0100	0.000259	0.000261	0
3160	3599	115000	340	1837.4	0.0092	0.000228	0.000230	93208.4
2520	2902	275000	820	2479.3	0.0080	0.000193	0.000195	248607.7
1670	1911	460000	1830	3328.0	0.0069	0.000168	0.000169	454861.3
1170	1306	540000	2330	3823.5	0.0064	0.000158	0.000160	571877.6
965	1052	620000	2535	4034.0	0.0062	0.000155	0.000156	619322.5
902	975		2598	4098.1	0.0061	0.000154	0.000156	633408.3
800	860		2700	4200.0	0.0060	0.000153	0.000154	654851.0
600	628		2900	4400.0	0.0058	0.000150	0.000152	697618.1
400	415		3100	4600.0	0.0057	0.000148	0.000149	736317.4
200	204		3300	4800.0	0.0055	0.000146	0.000147	774136.9
0	0		3500	5000.0	0.0053	0.000144	0.000146	810000.0

Tekanan awal reservoir,  $P_i = 3500$  Psia  
Porsi IGIP di dalam rekahan,  $\omega = 0.1$   
Data lain yang diambil dari Aguilera (2008) adalah:  
Kompresibilitas air,  $C_w = 3E-06$  Psi<sup>-1</sup>  
Kompresibilitas matriks,  $C_m = 2E-05$  Psi<sup>-1</sup>  
Stres total pada rekahan = 5000 Psi  
Tekanan pemulihan (healing pressure),  $P_h = 20000$  Psi

Ringkasan dari perhitungan dapat di lihat pada Tabel 1. Secara singkat sistematika perhitungan dapat diterangkan dengan menerangkan tiap kolom dalam Tabel 1. Kolom 3 dari tabel adalah data produksi gas kumulatif dalam MMSCF. Kolom 4 adalah delta tekanan yang merupakan ( $P_i - P$ ) sedangkan kolom 5 menyajikan  $P_k$  yang merupakan selisih dari stres total pada rekahan dan tekanan reservoir. Kolom 6 menyajikan perubahan porositas yang diestimasi dengan menggunakan Persamaan (6). Kolom 7 berisi hasil estimasi kompresibilitas rekahan yang diperoleh dari Gambar (1) atau dengan menggunakan Persamaan (5). Kolom 8 adalah kompresibilitas yang diperoleh dari Persamaan (4), dan kolom 6 memuat hasil perhitungan produksi gas kumulatif dengan menggunakan Persamaan (2).

Dalam perhitungan material balance menggunakan Persamaan (2), perhitungan dilakukan dengan pendekatan 'trial and error' dengan IGIP sebagai data masukannya. Selain IGIP, modifikasi juga dilakukan atas beberapa data masukan yang dianggap memiliki tingkat kepastian yang rendah seperti  $\omega$ ,  $P_h$ , dan stres total pada rekahan. Dari perhitungan tersebut akhir diperoleh harga IGIP yang memberikan kedekatan yang terbaik dengan data sejarah produksi kumulatif yaitu IGIP = 810 BSCF.

Dengan anggapan bahwa seluruh data masukan yang digunakan adalah valid maka dapat diperlihatkan di sini bahwa hasil prediksi IGIP dng menggunakan *straight-line P/Z material balance* adalah terlalu optimistik (1030 BSCF). Angka yang dihasilkan melalui metoda deterministik volumerik sebesar 870 BSCF lebih mendekati ke angka IGIP hasil studi ini. Dari studi ini jelas ditunjukkan adanya potensi kesalahan dalam estimasi IGIP sebesar 21,4%. Memang tidak dapat dipastikan apakah hasil IGIP yang telah dikoreksi adalah benar-benar akurat, tetapi paling sedikit telah dapat ditunjukkan bahwa pengaruh kompresibilitas rekahan pada reservoir gas tidaklah

dapat diabaikan begitu saja seperti yang selama ini merupakan praktek standar.

## V. KESIMPULAN

Dari studi ini dapat disimpulkan bahwa pengaruh kompresibilitas rekahan atas estimasi IGIP dengan menggunakan metode material balance tidak dapat diabaikan. Hal ini terlihat dari kesalahan yang ditimbulkan dapat mencapai lebih dari 20% (terlalu optimistik). Kesimpulan lain yang juga dianggap penting adalah pentingnya kualitas data, apakah itu data sejarah produksi, sejarah tekanan reservoir, dan data pengujian laboratorium atas fluida dan batuan reservoir.

## KEPUSTAKAAN

1. Aguilera, R. (1999). *Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs*. J. Cdn. Pet. Tech. 38 (7): 15 – 18.
2. Aguilera, R. (2003). *Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs*. CSEG Recorder 28 (2): 44 – 49.
3. Aguilera R. (2008). *Effect of Fracture Compressibility on Gas-in-Place Calculations of Stress Sensitive Naturally Fractured Reservoirs*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, April: 307 – 310.
4. Hall, H.N. (1953). *Compressibility of Reservoir Rocks*. Trans. AIME: 128 – 130.
5. Jones, F.O. (1975). *A Laboratory Study of The Effects of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks*. J. of Petroleum Engineering 27: 21 – 27.
6. Laubach, S.E., Olson, J.E., & Gale, J.F.W (2004). *Are Open Fractures Necessarily Alligned With Maximum Horizontal Stress? Earth and Planetary Science Letters* 222 (1): 191 – 195.
7. Olson, J.E., Laubach, S.E., & Lander, R.L. (2007). *Combining Diagenesis and Mechanics To Quantify Fracture Aperture Distribution and Fracture Pattern Permeability*. In *Fracture Reservoirs* ed. L. Lonergan, L.R.J. Jolley, D.J. Sanderson, and K. Rawnsley, 97 – 112. London: Geological Society of London.
8. Walsh, J.B. (1981). *Effect of Pore Pressure on Fracture Permeability*. Int. J. of Rock Mechanics, Minerals, Science and Geomechanics 18: 429 – 435. ✓

**Lampiran – Penurunan persamaan material balance untuk kasus dimasukkannya faktor kompresibilitas rekahan dan matriks batuan**

Kesetimbangan material (material balance) untuk sebuah reservoir gas berekah dapat ditulis sebagai berikut (Aguilera, 2008):

$$(L-1)$$

di mana  $G_m$  dan  $G_f$  adalah IGIP yang tersimpan masing-masing di matriks batuan dan di rekahan.

Jika

$$C' = \frac{C_w S_{wm} + C_m}{1 - S_{wm}} \quad (L-2)$$

dan

$$C'' = \frac{C_w S_{wf} + C_f}{1 - S_{wf}} \quad (L-3)$$

adalah kompresibilitas berkaitan dengan matriks batuan dan rekahan, dan dilakukan pembagian oleh  $G_i$  maka Persamaan (L-1) menjadi

$$\frac{G_p}{G_i} = \frac{G_m}{G_i} \left( 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} + C' \frac{B_{gi}}{B_g} \Delta P \right) + \frac{G_f}{G_i} \left( 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} + C'' \frac{B_{gi}}{B_g} \Delta P \right) \quad (L-4)$$

Jika

$$\omega = \frac{G_f}{G_i} \quad (L-5)$$

maka Persamaan (L-4) menjadi

$$\frac{G_p}{G_i} = (1 - \omega) \left( 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} + C' \frac{B_{gi}}{B_g} \Delta P \right) + \omega \left( 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} + C'' \frac{B_{gi}}{B_g} \Delta P \right) \quad (L-6)$$

yang dapat disederhanakan menjadi

$$\frac{G_p}{G_i} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \{ 1 - [(1 - \omega)C' + \omega C''] \Delta P \} \quad (L-7)$$

Jika

$$\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{P/Z}{P_i/Z_i} \quad (L-8)$$

maka Persamaan (L-7) menjadi

$$\frac{G_p}{G_i} = 1 - \frac{P/Z}{P_i/Z_i} \{ 1 - [(1 - \omega)C' + \omega C''] \Delta P \} \quad (L-9)$$