

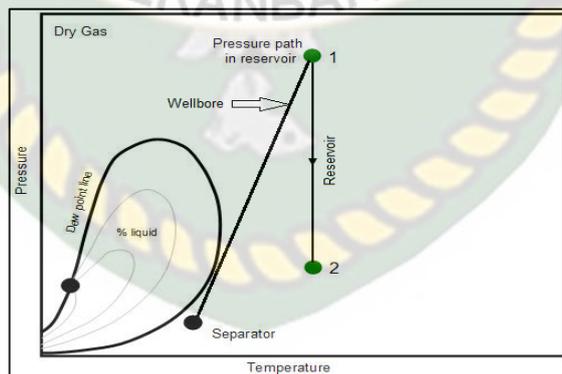
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 JENIS RESERVOIR GAS BERDASARKAN FASA FLUIDA

Jenis *reservoir* berdasarkan diagram fasa *reservoir* gas adalah : Reservoir gas kering (*dry gas reservoir*), Reservoir gas basah (*wet gas reservoir*) dan Reservoir gas kondensat. Untuk memudahkan dalam memberikan suatu gambaran dari suatu reservoir, dapat diterangkan dengan menggunakan diagram fasa pada gambar 2.1. Fluida *reservoir* berupa *dry gas* tidak memiliki kondensat atau hidrokarbon berfase cair baik di dalam *reservoir* atau di permukaan. Sifat dan ciri yang dimiliki oleh *reservoir* dengan fasa fluida *dry gas* adalah sebagai berikut (Rukmana, 2012) :

1. Temperatur kritis dan temperatur *cricondenterm fluida relative* sangat rendah, sehingga biasanya berharga jauh di bawah *temperature reservoirnya*.
2. Sedikit sekali atau hampir dapat dikatakan tidak ada cairan yang diperoleh dari separator produksi permukaan.
3. *Factor Z* bervariasi antara 0,7 sampai 1,2



**Gambar 2.1** Diagram Fasa *Dry Gas* (Beggs, D. H. 1984)

#### 2.2 MEKANISME PENDORONG RESERVOIR

Mekanisme pendorong adalah tenaga yang dimiliki oleh reservoir secara alamiah yang digunakan untuk mendorong minyak dan gas bumi selama produksi

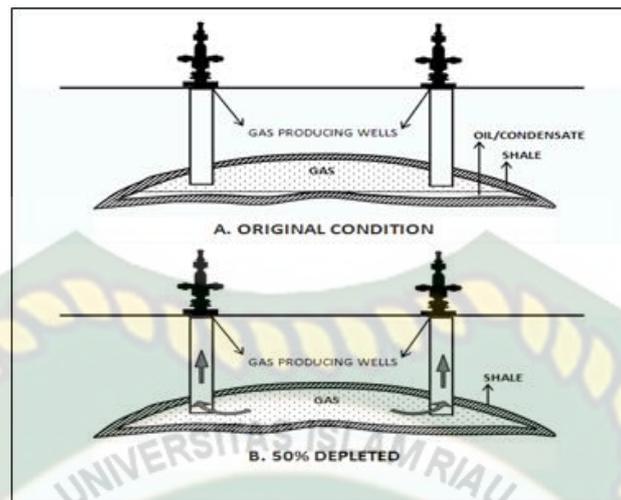
ke permukaan. Proses pendorongan akan terjadi bila energi produksinya lebih besar dari seluruh energi yang hilang selama aliran fluida reservoir menuju lubang bor (Rukmana, 2012). Minyak dan gas yang berada di dalam reservoir bergerak menuju lubang sumur akibat beberapa proses, baik proses alamiah maupun buatan. Proses alamiah dapat diakibatkan oleh ekspansi fluida, pendorongan fluida, gravitasi, dan keadaan kapileritas.

Tekanan statis dasar sumur cukup besar untuk mendorong fluida masuk ke dalam lubang sumur dan dapat diproduksi secara alamiah tanpa bantuan energi dari luar. Mekanisme dari tenaga pendorong yang dimiliki oleh reservoir individual merupakan tolak ukur untuk perkiraan faktor perolehan awal reservoir, mengukur penurunan tekanan (*Decline Pressure*) di reservoir, memperkirakan karakteristik produksi, dll. Setelah sumur selesai dibor menembus reservoir dan produksi gas dimulai, maka akan terjadi suatu penurunan tekanan disekitar lubang bor yang menyebabkan fluida mengalir dari reservoir menuju lubang bor melalui pori-pori batuan.

Penurunan tekanan disekitar sumur bor menimbulkan terjadinya fasa gas. Pada saat awal, saturasi gas tersebut masih kecil (belum membentuk fasa yang kontinu) dan gas tersebut terperangkap pada ruang antar butiran *reservoir*nya. Tetapi setelah tekanan reservoir tersebut cukup kecil dan gas yang sudah terbentuk banyak atau dapat bergerak maka gas tersebut turut serta terproduksi ke permukaan. Hal tersebut dapat dilihat pada gambar 2.2.

Ciri-ciri reservoir dengan tenaga dorong *depletion* adalah sebagai berikut :

1. Pori-pori yang ditinggalkan oleh air dan minyak kemudian diisi oleh "gas solution" karena adanya penurunan tekanan sewaktu terjadi produksi (tekanan reservoir turun secara cepat dan kontinu).
2. GOR meningkat dengan cepat "secondary gas" sewaktu terjadi penurunan tekanan dan produksi.
3. *recovery* yang mungkin diperoleh berkisar 5% - 30%.
4. Perbandingan komulatif produksi gas ( $G_p$ ) dengan komulatif produksi minyak ( $N_p$ ) meningkat dengan cepat (GOR) meningkat.
5. Produksi air hampir tidak ada (relatif sangat kecil).



**Gambar 2.2** Depletion Drive  
Clark, Norman.J,(1969)

## 2.3 SIFAT FISIK GAS

Sifat-sifat gas antara lain berupa, densitas gas, *specific gravity* gas, viskositas gas, faktor kompressibilitas, faktor volume formasi dan jenis reservoir gas berdasarkan jenis fasa fluida.

### 2.3.1 Faktor Volume Formasi Gas

Faktor volume formasi gas adalah perbandingan volume dari sejumlah gas pada kondisi reservoir dengan kondisi standar (14.7 Psi,60°F) (Rukmana, 2012) dapat dituliskan :

$$B_g = \frac{V_{res}}{V_{sc}} \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

$B_g$  : Faktor volume formasi gas, *Cuft/SCF*

$V_r$  : Volume gas pada kondisi reservoir, *Cuft*

$V_{sc}$  : Volume gas pada kondisi standar, *SCF*

Volume n mol gas pada kondisi standar adalah :

$$V_{sc} = \frac{Z_{sc}n RT_{sc}}{P_{sc}} \dots\dots\dots (2)$$

Sedangkan volume n mol gas pada kondisi reservoir, adalah :

$$V_r = \frac{Z_r n RT_r}{P_r} \dots\dots\dots (3)$$

Dimana :

Z : Faktor kompresibilitas gas pada kondisi reservoir

Z<sub>sc</sub> : Faktor kompresibilitas gas pada kondisi standar

T : Suhu reservoir, °R

P : Tekanan reservoir, Psia

T<sub>sc</sub> : Suhu standar = 60 °F = 520 °R

P<sub>sc</sub> : Tekanan standar = 14,7 Psia

Dari kedua persamaan diatas dapat ditentukan faktor volume formasi gas, B<sub>g</sub>, yaitu :

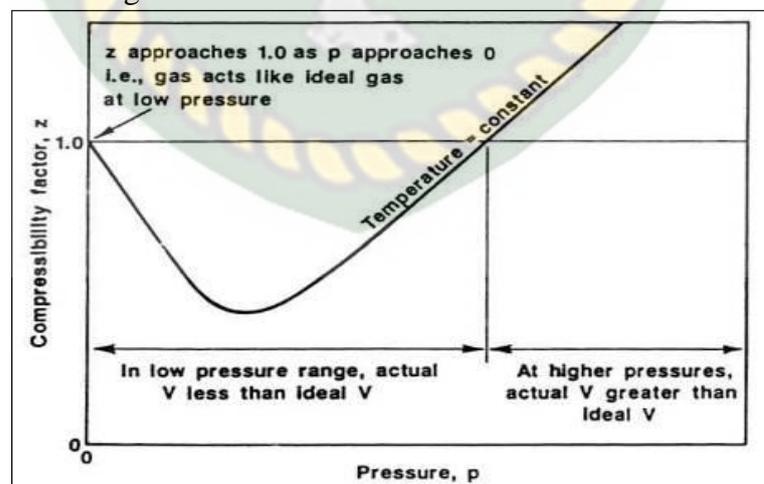
$$B_g = \frac{Z \cdot T \cdot (14,7)}{(1) \cdot (520) \cdot P} = 0,0282 \frac{Z T}{P} \left( \frac{cuft}{scf} \right) \dots\dots\dots (4)$$

### 2.3.2 Faktor Kompresibilitas Gas (z faktor)

Faktor kompresibilitas gas atau faktor Z didefinisikan sebagai perbandingan antara volume aktual yang ditempati suatu massa gas pada tekanan dan temperatur tertentu terhadap volume idealnya pada kondisi yang sama, sehingga :

$$Z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} \dots\dots\dots (5)$$

Untuk gas ideal harga Z adalah 1 (satu) tapi untuk gas nyata harga Z lebih kecil dari 1 (satu) tergantung dari tekanan dan temperatur. Dapat dilihat grafik umum faktor Z sebagai berikut :



**Gambar 2.3** Grafik Faktor Z Pada Tekanan Dan *Temperature* Konstan  
*Amyx, J. W, (1960)*

Untuk mencari faktor kompressibilitas dari campuran gas nyata digunakan konsep *Pseudo reduce pressure* ( $P_{pr}$ ) dan *Pseudo reduce temperature* ( $T_{pr}$ ). Dengan Persamaan sebagai berikut ;

$$T_{pr} = T / T_{pc} \dots\dots\dots (6)$$

$$P_{pr} = P / P_{pc} \dots\dots\dots (7)$$

$P_{pc}$  dan  $T_{pc}$  juga dapat dilakukan perhitungan dengan korelasi *Sutton* (*Sutton, R. P, 1985*) yaitu dengan memasukan parameter dari komponen gas yaitu *Specific gravity*.

$$P_{pc} = 756.8 - 131 \times SG - 3.6 \times SG^2 \dots\dots\dots (8)$$

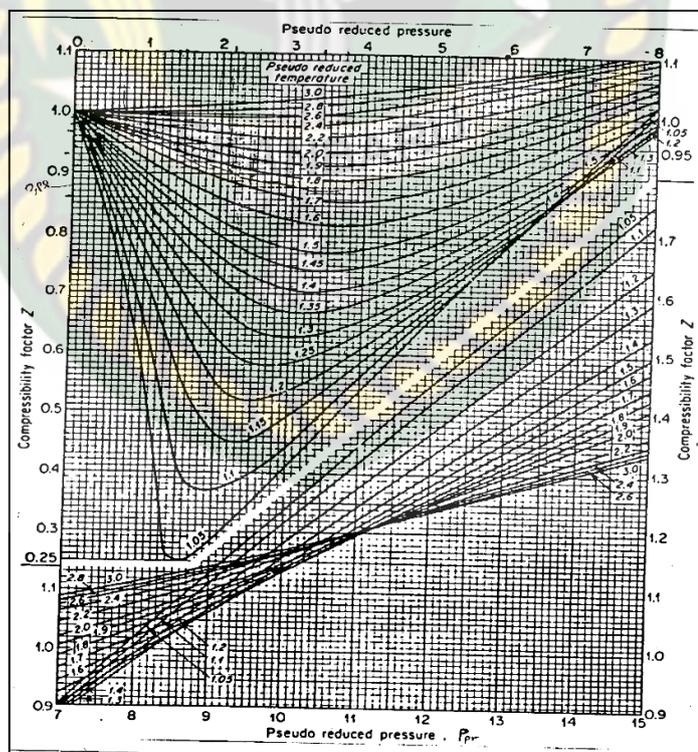
$$T_{pc} = 169.2 + 349.5 \times SG - 74 \times SG^2 \dots\dots\dots (9)$$

Dimana :

$P_{pc}$  : Tekanan *pseudo* kritikal , Psi

$T_{pc}$  : *Temperature pseudo* kritikal, °R

Setelah harga dari *pseudo reduce temperature* ( $T_{pr}$ ) dan *pseudo reduce pressure* ( $P_{pr}$ ) diperoleh, maka faktor kompressibilitas dapat dicari berdasarkan grafik *Standing and Katz*.



**Gambar 2.4** Grafik Faktor Kompressibilitas Gas terhadap Ppr dan Tpr  
*Mc. Cain, W. D, (1990)*

## 2.4 METODE PENENTUAN CADANGAN

Cadangan dapat ditentukan dengan menggunakan berbagai metode tergantung pada ketersediaan data dan informasi reservoir bersangkutan yang mendukung metode tersebut. Menurut SPE, metode-metode yang dapat digunakan tersebut diantaranya:

1. Metode analogi
2. Metode volumetrik
3. Metode probabilistik
4. *Performance analysis methods*

*Recovery factor* (RF) mempunyai pengertian bagian atau fraksi dari jumlah minyak atau gas mula-mula yang ada dalam reservoir yang dapat dikeluarkan ke permukaan. *Recovery factor* dari suatu akumulasi hidrokarbon pada suatu *reservoir* dipengaruhi oleh tingkat heterogenitas reservoir tersebut serta mekanisme pendorongnya (Rukmana, 2012). Kemudian untuk perhitungan *recovery factor* pada gas yaitu dengan persamaan kesetimbangan materi (Ikoku, C. 1984) yaitu :

$$RF = 100 \left( 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right) \dots\dots\dots (10)$$

Dimana :

B<sub>gi</sub> : Faktor volume formasi gas (*Cuft/scf*)

B<sub>ga</sub> : Faktor volume formasi gas *abandon* (*Cuft/scf*)

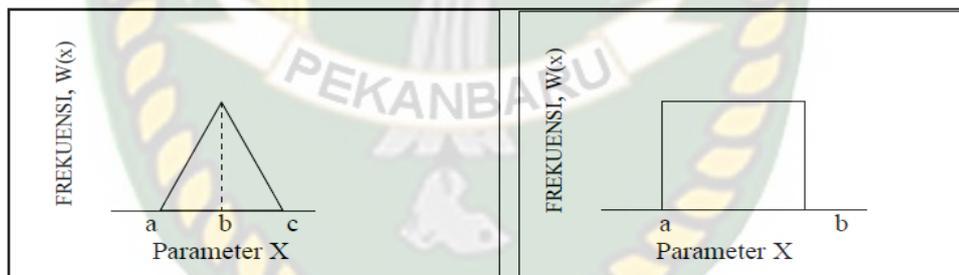
*Recoverable reserve* (RR) adalah jumlah cadangan hidrokarbon yang mungkin dapat diproduksi sesuai dengan teknologi pada saat itu. *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) adalah estimasi jumlah cadangan minyak yang bisa diproduksi sesuai dengan teknologi, kondisi ekonomi dan peraturan-peraturan yang ada pada saat itu dan diproduksi sampai batas ekonominya.

### 2.4.1 Penentuan Cadangan Menggunakan Simulasi *Monte Carlo* dengan IPM 7.5 *Reservoir Engineering Tool* Mbal 10.5

Pada tahap awal pengembangan suatu reservoir, data produksi yang menggambarkan jumlah hidrokarbon yang telah diambil dari reservoir belum tersedia. Metode yang dapat digunakan metode probabilistik (simulasi *Monte*

*Carlo*). Pada penelitian ini peneliti memperkirakan isi awal gas (*initial gas inplace*) dengan menggunakan metode probabilistik yang kemudian direvisi dengan metode analisis kinerja reservoir. Penentuan *initial gas inplace* menggunakan *tools* dari Mbal yakni simulasi *monte carlo*. Simulasi *Monte Carlo* adalah metode yang khas untuk model ketidak pastian pada input dan output. Istilah *Monte Carlo* pertama digunakan selama masa pengembangan bom atom di Los Alamos tahun 1940.

Simulasi *Monte Carlo* membutuhkan bilangan *random* yang cukup besar untuk simulasinya (Rosiani, D, 2013). Distribusi input ini tergantung dengan kondisi data yang ada, jika datanya terbatas dan hanya diketahui nilai minimum, nilai maksimum dan nilai yang paling mungkin muncul (*most probable*), maka distribusi yang sering digunakan adalah distribusi segitiga. Distribusi segiempat (distribusi *uniform*) ciri distribusi ini adalah nilai mungkin (*probability value*) yang dimiliki suatu harga variabel adalah sama dan harga mungkin diluar selang studi harganya adalah nol. Dengan kata lain, nilai mungkin yang dimiliki suatu variabel pada suatu selang tak ada yang dominan tinggi ataupun rendah, akan tetapi merata.



**Gambar 2.5** Distribusi frekuensi  
(Richardson, SPE)

Persamaan yang digunakan untuk mencari harga X dengan membangkitkan bilangan acak (*random number*) adalah:

$$X = Xmin + (RN) \times (Xmax - Xmin) \dots\dots\dots(11)$$

Dimana :

RN : Bilangan acak yang berfungsi sebagai parameter *probability* kumulatif  
 Distribusi frekuensi relatif kumulatif dapat menggambarkan besarnya tingkat kepercayaan dari cadangan migas yang dimiliki. Besarnya cadangan terbukti atau

*proven reserves* dinyatakan dengan P1 atau besarnya cadangan ketika frekuensi relatif kumulatifnya sama dengan 10%. Besarnya cadangan mungkin atau *probable reserves* dinyatakan dengan P2 atau besarnya cadangan ketika frekuensi kumulatifnya sama dengan 50%. Sedangkan besarnya cadangan harapan atau *possible reserves* dinyatakan dengan P3 atau besarnya cadangan ketika frekuensi relatifnya sama dengan 90%

Data ó data yang perlu diketahui untuk penentuan *inplace* dengan menggunakan simulasi *monte carlo* adalah sebagai berikut :

1. Data geologi (*bulk volume*)
2. Data sifat fisik fluida
3. Data sifat fisik batuan reservoir
4. Data PVT (*Pressure, Volume, Temperature*)

#### 2.4.2 Metode *Material Balance*

*Material balance* (law of conservation of mass). *Material balance* adalah suatu perhitungan eksak dari material-material yang dimasukkan, berkumpul (akumulasi) di dalam, atau diproduksi (depleksi) dari satu volume tertentu selama interval waktu operasi tertentu. Sangat banyak sifat reservoir yang dapat dijelaskan dan dipahami dengan menggunakan konsep *material balance* (Craft, B. C, *et al.* 1991)

##### A. Metode *Material Balance* Untuk Prediksi (Peramalan) Kinerja *Reservoir*.

Metode *material balance* dapat digunakan untuk pekerjaan peramalan kinerja reservoir, Sejauh ini tidak mengkaitkannya dengan letak atau lokasi di dalam reservoir. Reservoir disini dilihat sebagai satu kesatuan yang berbentuk sebagai suatu tangki minyak *homogeny*, Artinya selain sifatnya sama disembarang tempat didalam tangki proses yang terjadi seolah-olah berlangsung sama rata diseluruh bagian tangki tersebut. Data PVT laboratorium berlaku untuk gas reservoir pada tekanan rata-rata yang digunakan dan perubahan volume *water conate* terhadap tekanan, perubahan porositas terhadap tekanan,

dan pembebasan gas yang terlarut dalam air *conate* karena pengurangan tekanan adalah diabaikan (Ikoku, C.1984).

Karena itu model perhitungan *material balance* sering disebut sebagai model tangki minyak/gas (*oil* atau *gas tank model*) yang tak berdimensi (dimensi nol). Asumsi tersebut menyebabkan di dalam perhitungan *material balance* untuk seluruh reservoir hanya akan digunakan antara lain satu harga saturasi air konat ( $S_{wi}$ ), satu harga konstanta laju perembesan air *aquifer* ( $B$ ), satu harga saturasi minyak atau gas untuk setiap saat tertentu ( $S_o, S_g$ ), satu set data hasil analisa PVT dan satu set data hasil analisa *core* ( $K_g/K_o$  vs saturasi air,  $S_w$  atau saturasi cairan, Saturasi *liquid*).

Dengan perhitungan secara *material balance* dapat diprediksi besarnya jumlah kumulatif minyak, gas dan air yang akan diproduksi dimasa yang akan datang ( $N_p, G_p, W_p$ ) untuk setiap penurunan tekanan *reservoir* tertentu ( $P$ ) atau untuk setiap saat tertentu ( $t$ ). Dengan hasil peramalan yang didapatkan, dapat dievaluasi baik secara teknis maupun ekonomis. Evaluasi tersebut hanya mampu melihat reservoir sebagai satu kesatuan yang menyeluruh dan utuh. Simulasi reservoir bertujuan untuk memprediksi kinerja reservoir dimasa yang akan datang bila diproduksi menurut berbagai macam skenario produksi. Simulasi reservoir khususnya simulasi MBal merupakan salah satu cara yang digunakan untuk:

1. menganalisa keadaan reservoir berdasarkan *history* data yang di inputkan dengan menampilkan *analytical method, graphical method, energy method* dan *driving mechanism*
2. Identifikasi besar dan pengaruh *aquifer* (cadangan air).
3. Memperkirakan distribusi fluida.
4. Peramalan produksi dengan memasukkan alternatif pengembangan
5. Membuat beberapa kasus untuk optimalisasi produksi gas

## **B. Teori Metode Material Balance Untuk Reservoir Gas**

Persamaan *material balance* untuk suatu reservoir gas dapat digunakan untuk memperkirakan jumlah gas mula-mula dalam reservoir (*initial gas in*

place) dari data *production performance* dapat digunakan untuk menentukan dan memperkirakan keefektifan setiap *drive mechanism*, Membantu dalam peramalan *performance reservoir*.

Untuk reservoir yang tidak mempunyai *water influx* maka persamaan dapat diturunkan sebagai berikut (Abbasah, D.1998) :

$$G_p = 5.615 \frac{Z_b T_b V_i}{P_b T} \left[ \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P}{Z} \right] \dots \dots \dots (12)$$

$$G_p = \frac{G (B_g - B_{gi})}{B_g} \dots \dots \dots (13)$$

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \dots \dots \dots (14)$$

Persamaan diatas digunakan untuk menghitung G pada suatu *reservoir* dimana tanpa *water influx* , harga G yang dihitung akan terus bertambah sebagaimana  $G_p$  bertambah.

Apabila suatu reservoir gas hanya bertenaga dorong *depletion gas*, maka dengan bantuan rumus  $B_g$ , persamaan *material balance* menjadi sebagai berikut:

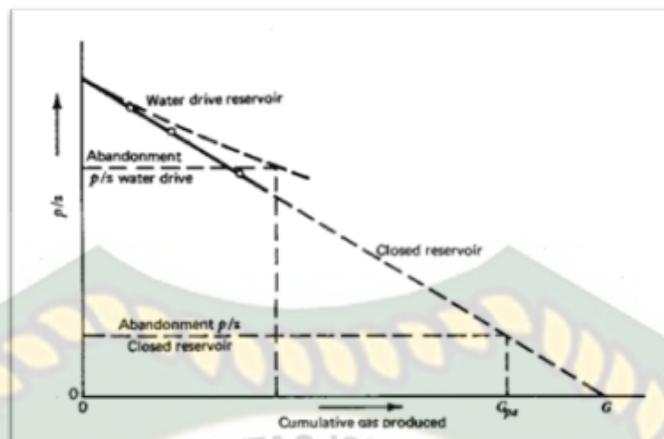
$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \dots \dots \dots (15)$$

$$G = G_p + \frac{GB_{gi}}{B_g} \dots \dots \dots (16)$$

$$G = G_p + \frac{G(0.00504 \frac{Z_i T}{P_i})}{0.00504 \frac{Z T}{P}} \dots \dots \dots (17)$$

$$G = G_p + \frac{G \left( \frac{P}{Z} \right)}{\frac{P_i}{Z_i}} \rightarrow \left( \frac{P}{Z} \right) = \left( \frac{P_i}{Z_i} \right) - \left( \frac{\left( \frac{P_i}{Z_i} \right)}{G} \right) G_p \dots \dots \dots (18)$$

Pada persamaan *material balance* yang terbentuk (18)  $\left( \frac{P_i}{Z_i} \right)$  dan  $\left( \left( \frac{P_i}{Z_i} \right) / G \right)$  mempunyai harga yang tetap (*constant*), sehingga persamaan (18) merupakan persamaan garis lurus apabila diplotkan pada grafik skala linier dengan  $P/Z$  sebagai sumbu Y dan  $G_p$  sebagai sumbu X. Perpotongan pada  $p/z = 0$  memberikan harga G (*Initial Gas In Place*). Plot linier dapat diekstrapolasikan memberikan nilai G pada tekanan nol, cadangan awal pada tekanan pengaruh volumetris (*depletion drive*) seperti pada gambar berikut :



**Gambar 2.6** Grafik Teori P/z vs Gp  
Ikoku, C.(1984)

### 2.4.3 Simulasi Reservoir (Simulator IPM 7.5 *Petroleum Expert*)

Simulasi merupakan suatu bentuk atau model reservoir yang dijabarkan secara matematis. Dimana model tersebut dibuat dan dianggap seperti keadaan sebenarnya, sesuai dengan parameter-parameter reservoir yang ada.

#### 1. Mbal 10.5

Mbal adalah seperangkat alat untuk menganalisa *reservoir* yang menggunakan data sejarah produksi *reservoir* dan data PVT dari fluida yang diproduksi untuk memperkirakan *Stock Tank Original Gas In Place* (STOGIP) dengan memperhitungkan keseimbangan massa, serta mengidentifikasi mekanisme pendorong reservoir. Data PVT serta sejarah produksi yang lengkap dan baik untuk dimasukkan ke dalam Mbal sebagai data input.

Kemudian Mbal dapat menganalisa keadaan reservoir berdasarkan *history* data yang diinputkan dengan menampilkan *analytical method*, *graphical method*, *energy method* dan *driving mechanism*. Sistem dari simulasi Mbal ini hampir sama dengan simulasi lainnya yaitu melakukan *run* data secara *explicit* dan *implicit*. *Explicit* adalah data yang sekarang dapat menghitung data yang akan datang atau disebut dengan *forecast* sedangkan *implicit* adalah data yang sekarang untuk menghitung data yang sebelumnya.

Data- data yang di input untuk Mbal adalah sebagai berikut :

1. Data PVT yang merupakan data-data dari fluidanya (*fluid properties*).

2. *Tank Parameter* (data yang diinput adalah temperatur, tekanan inisial, porositas batuan, *connate water saturation*, *water compressibility*, OGIP, dan tanggal awal produksi).
3. *Water Influx* (pemodelan akuifer diisi jika data-datanya lengkap)
4. *Rock Compress* (kompresibilitas batuan)
5. *Rock Compaction* (input data *compaction factor* berdasarkan perubahan tekanan pada *tank*)
6. *Pore Volume*
7. *Relative Permeability* (harga permeabilitas relatif, gas, minyak dan air)
8. *Production History*

## 2. Prosper 11.5

Prosper adalah seperangkat program yang digunakan untuk membuat model sumur, guna menganalisa dari aspek PVT (karakteristik fluida), korelasi yang digunakan untuk menghitung *pressure loss* di tubing dan merupakan perhitungan terhadap *vertical lift performance*, serta dapat menentukan kurva IPR.

Tahap pengisian atau tahapan input data adalah tahap dimana data-data utama yang berhubungan dengan sumuran dimasukkan ke dalam simulator sesuai dengan kolom/isian yang tersedia. Data-data utama yang dimaksud adalah :

1. Pada kolom *Options System Summary* data yang diinput:
  1. Jenis fluida produksi (*gas/condensat/oil*)
  2. Metode simulator dan Jenis sumur (produksi)
  3. Pemilihan metode perhitungan yang akan digunakan
  4. Jenis kompleks sumur (*cased hole*) dan Jenis *reservoirnya* (*single branch / multilateral well*)
2. Kolom PVT data yang diinput:
  - a) *Oil gravity* ( $^{\circ}$ API) *Gas gravity*
  - b) Tekanan Separator dan CGR (*Condensat Gas Ratio*)
  - c) *Condensate Ratio* dan WGR (*Water Gas Ratio*)
  - d) *Water salinity* dan *Gas-gas impurities* (jika ada)

3. Data untuk penentuan IPR (*Inflow Performance Relationship*) dengan menggunakan metode Jones adalah:
  - a) Tekanan *reservoir* ( $P_r$ ), *Temperature reservoir*, WGR dan CGR
  - b) *Deviation*
4. *Equipment data*, data-data yang di input antara lain :
  - a) *Deviation Survey* (input data *well profile* berupa MD dan TVD)
  - b) *Surface Equipment, Downhole Equipment, Geothermal Gradient Dan Average Heat Capacities* (input dalam parameter BTU-*British Thermal Unit*)

