

BAB II

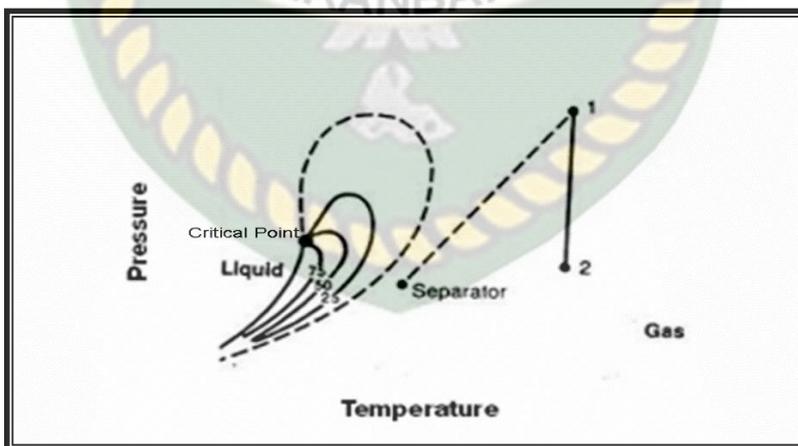
TINJAUAN PUSTAKA

2.1. KLASIFIKASI RESERVOIR GAS

Lapangan SR Blok bentu termasuk kedalam kategori reservoir gas kering (*dry gas reservoir*). Berikut penjelasan dari jenis reservoir gas kering.

2.1.1 Reservoir Gas Kering (*Dry Gas Reservoir*)

Reservoir gas kering mengandung fraksi ringan seperti metana dan ethana dalam jumlah banyak serta sedikit fraksi yang lebih berat. Gas alam jenis ini umumnya terdiri dari metana dengan sejumlah kecil ethana dan kemungkinan propana. Istilah “kering” menunjukkan bahwa fluida tidak mengandung molekul-molekul hidrokarbon berat yang cukup untuk membentuk cairan di kondisi permukaan. Pada reservoir ini tidak akan dijumpai adanya hidrokarbon cair akibat penurunan tekanan dan temperatur, baik kondisi di permukaan maupun di reservoir. Liquid yang berasosiasi bersama gas hanyalah air. Produksi di permukaan, GLR biasanya dapat mencapai lebih dari 100 Mscf/stb dengan *gravity* cairan sekitar 54.7 °API (Chaudhry.2001)(Dale, 1984).



Gambar 2.1. Diagram Fasa Reservoir Gas Kering (Dale, 1984)

2.2. SIFAT-SIFAT FISIK GAS

Gas merupakan suatu fluida yang homogen dengan densitas dan viskositas rendah serta tidak tergantung pada bentuk tempat yang ditempatinya, sehingga

dapat mengisi semua ruangan yang ada. Berdasarkan jenisnya, gas dapat dibedakan menjadi dua, yaitu gas ideal dan gas nyata (Ikoku.1984) (Dale.1984).

Gas ideal, adalah fluida dimana :

1. Mempunyai molekul yang dapat diabaikan bila dibandingkan dengan volume fluida keseluruhan.
2. Tidak mempunyai tenaga tarik-menarik maupun tolak-menolak antar molekul-molekulnya, atau antara molekul-molekul dengan dinding wadahnya.
3. Tumbukan antar molekul-molekulnya bersifat lenting sempurna, sehingga tidak terjadi kehilangan tenaga akibat tumbukan tersebut.

Persamaan untuk gas ideal adalah sebagai berikut :

$$PV = nRT = \frac{m}{M} RT \dots\dots\dots (1)$$

Konstanta gas (R) memiliki harga berlainan, tergantung satuan yang digunakan.

Gas nyata, adalah gas yang tidak mengikuti hukum-hukum gas ideal.

Persamaan untuk gas nyata adalah sebagai berikut :

$$PV = nZRT = \frac{m}{M} ZRT \dots\dots\dots (2)$$

1) Viskositas Gas

Viskositas gas (μ_g) didefinisikan sebagai ukuran ketahanan gas terhadap aliran, dengan satuan centi poise (cp) atau gr/100-cm-sec. Viskositas gas tergantung dari tekanan, temperatur dan komposisi gas. Hering dan Zipperer (1936) menurunkan persamaan viskositas gas campuran berdasarkan viskositas masing-masing komponen penyusunnya, yaitu sebagai berikut :

$$\mu_{1g} = \frac{\sum \mu_i Y_i M_i^{\frac{1}{2}}}{\sum Y_i M_i^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots (3)$$

2) Faktor Volume Formasi Gas

Faktor volume formasi gas (B_g) didefinisikan sebagai volume dalam barrel pada kondisi reservoir yang ditempati oleh satu standard cubic feet (SCF) gas. Hal

ini dapat dinyatakan sebagai perbandingan antara volume yang ditempati oleh gas pada kondisi reservoir dengan sejumlah gas yang sama pada kondisi standar (14.7 psi, 60 °F). Jadi bentuk persamaan matematikanya adalah sebagai berikut :

$$B_g = \frac{V_r}{V_{sc}} \dots\dots\dots (4)$$

Volume n mol gas pada kondisi standar, adalah :

$$V_{sc} = \frac{Z_{sc} nRT_{sc}}{P_{sc}} \dots\dots\dots (5)$$

Sedangkan volume n mol gas pada kondisi reservoir, adalah :

$$V_r = \frac{Z_r nRT_r}{P_r} \dots\dots\dots (6)$$

Dengan mensubstitusikan Persamaan (2-31) dan (2-32) kedalam Persamaan (2-30), maka akan diperoleh harga B_g , yaitu :

$$B_g = 0.02829 \frac{Z_r T_r}{P_r}, \text{ Cuft/SCF} \dots\dots\dots (7)$$

$$B_g = 0.00504 \frac{Z_r T_r}{P_r}, \text{ BBL/SCF} \dots\dots\dots (8)$$

3) Densitas Gas

Densitas (berat jenis) gas didefinisikan sebagai perbandingan antara rapatan gas tersebut dengan rapatan suatu gas standar. Densitas gas biasanya dinyatakan dalam specific gravity gas (γ_g), yang merupakan perbandingan densitas gas pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu terhadap densitas udara kering pada tekanan dan temperatur yang sama, atau secara matematik dituliskan dengan persamaan sebagai berikut :

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{PM_g}{RT} \dots\dots\dots (9)$$

Persamaan (2-7) merupakan persamaan densitas untuk gas ideal, sedangkan untuk gas nyata, adalah :

$$\rho = \frac{PM_g}{ZRT} \dots\dots\dots (10)$$

4) Kompresibilitas Gas

Kompresibilitas gas (C_g) didefinisikan sebagai fraksi perubahan volume per unit perubahan tekanan, atau secara matematik dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut :

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right) \dots\dots\dots (11)$$

Dalam pembahasan mengenai kompresibilitas gas terdapat dua kemungkinan penyelesaian, yaitu : kompresibilitas gas ideal dan kompresibilitas gas nyata.

Kompresibilitas Gas Ideal

Persamaan gas ideal adalah :

$$PV = nRT, \text{ atau}$$

$$V = \frac{nRT}{P} \left(\frac{dV}{dP} \right) = -\frac{nRT}{P^2} \dots\dots\dots (12)$$

Dengan mensubstitusikan Persamaan (2-9) kedalam Persamaan (2-10) akan dihasilkan persamaan berikut :

$$C_g = \left(-\frac{1}{V} \right) \left(-\frac{nRT}{P^2} \right) = \frac{1}{P} \dots\dots\dots (13)$$

Kompresibilitas Gas Nyata

Pada gas nyata, faktor kompresibilitas diperhitungkan. Persamaan volume gas nyata adalah sebagai berikut :

$$V = nRT \frac{Z}{P} \dots\dots\dots(14)$$

Bila temperatur dianggap konstan, maka penurunan persamaan tersebut menghasilkan persamaan berikut (Ikoku.1984)(Dale.1984)(Abdassah, Dody).

$$\left(\frac{dV}{dP} \right) = nRT \left[\frac{P \frac{dZ}{dP} - Z}{P^2} \right]_T$$

$$C_g = -\frac{P}{nRTZ} \frac{nRT}{P^2} \left(P \frac{dZ}{dP} - Z \right)$$

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \dots\dots\dots (15)$$

2.3. PENGENALAN *WELLTEST*

Menurut John P. Spivey *Welltest* adalah sebuah proses mendapatkan informasi tentang *reservoir* melalui analisis respon tekanan transient di sebabkan oleh perubahan rate produksi. Informasi ini di gunakan untuk membuat keputusan bagaimana cara agar produksi *reservoir* maksimal. Ada berbagai macam *well testing* yang bisa dilakukan terhadap sumur, baik itu untuk sumur produksi maupun sumur injeksi. Untuk sumur produksi diantaranya *pressure drawdown test* dan *pressure build-up test*, untuk sumur injeksi diantaranya *injectivity test* dan *fall off test*

Interpretasi *well test* berperan pada banyak tahap pada kelangsungan sumur meliputi eksplorasi, karakterisasi *reservoir* dan teknik produksi. Berikut beberapa penjabaran dari peran-peran *well test*:

1. Ekplorasi

Well test mempunyai peran yang sangat penting selama proses eksplorasi. Informasi yang di dapatkan oleh *well test* akan berperan dalam membuat keputusan investasi besar di antaranya untuk mensetting platform di laut, membangun jaringan pipa, mengembangkan sebuah lapangan atau menandatangani kontrak jangka panjang.

Dua pertanyaan penting dalam *well test* eksplorasi sumur yang bisa di jawab, yaitu berapa banyak minyak atau gas yang terkandung dalam *reservoir* dan dalam berapa rate optimum rencana *reservoir* diproduksi.

2. Reservoir

Dalam teknik *reservoir*, *well test* dapat menjawab pertanyaan di antaranya berapa besar permeability, apa sifat dan berapa jauh batas *reservoir*, dan berapa tekanan rata-rata *reservoir*. Mengetahui ukuran permeability adalah sangat penting dalam simulasi *reservoir* dan

perkiraan produksi. Mengetahui sifat dan batas reservoir berguna untuk simulasi reservoir dan keputusan membuat jarak antar sumur. Dan mengetahui tekanan rata-rata *reservoir* yang berguna dalam simulasi *reservoir*, optimasi sumur, dan penghitungan material balance.

3. Teknik produksi

Fokus *well test* dalam teknik produksi adalah dalam satu individu sumur. Pertanyaan yang dapat dijawab melalui *well test* untuk teknik produksi adalah kerusakan sumur, dan seberapa efektif treatment stimulasi. Performa sumur yang buruk mungkin di sebabkan oleh karakteristik reservoir, di antaranya permeabilitas yang kecil, tekanan reservoir yang rendah, kondisi di dekat lubang sumur, misal kerusakan karena filtrasi lumpur, perforasi tersumbat, atau kombinasi dari sebab sebelumnya. Interpretasi *well test* dapat mengidentifikasi performa sumur yang jelek, sehingga perbaikan yang tepat dapat di lakukan.

2.4. **PRESSURE BUILD-UP (PBU)**

PBU adalah suatu teknik pengujian transien tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan orang, pada dasarnya pengujian ini dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama suatu selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap (konstan), kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat ini biasanya adalah tekanan dasar sumur).

Dari data tekanan yang didapat kemudian dapat ditentukan permeabilitas formasi, daerah pengurasan saat itu, adanya kerusakan atau perbaikan formasi. Dasar analisis PBU ini diajukan oleh **Horner (1951)**, yang pada dasarnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu. Prinsip yang mendasari analisis ini adalah yang dikenal dengan prinsip superposisi (*superposition principle*) (Dake.1998) (Abdassah.1997).

2.4.1 **Teori Pressure Build-Up**

Setelah mengetahui prinsip superposisi diatas, maka *pressure build up* akan lebih mudah dimengerti, **Gambar 2.2.** memperlihatkan suatu sejarah

produksi suatu sumur. Mula-mula sumur diproduksi dengan laju tetap (q), selama waktu (tp), kemudian sumur ditutup selama waktu Δt .

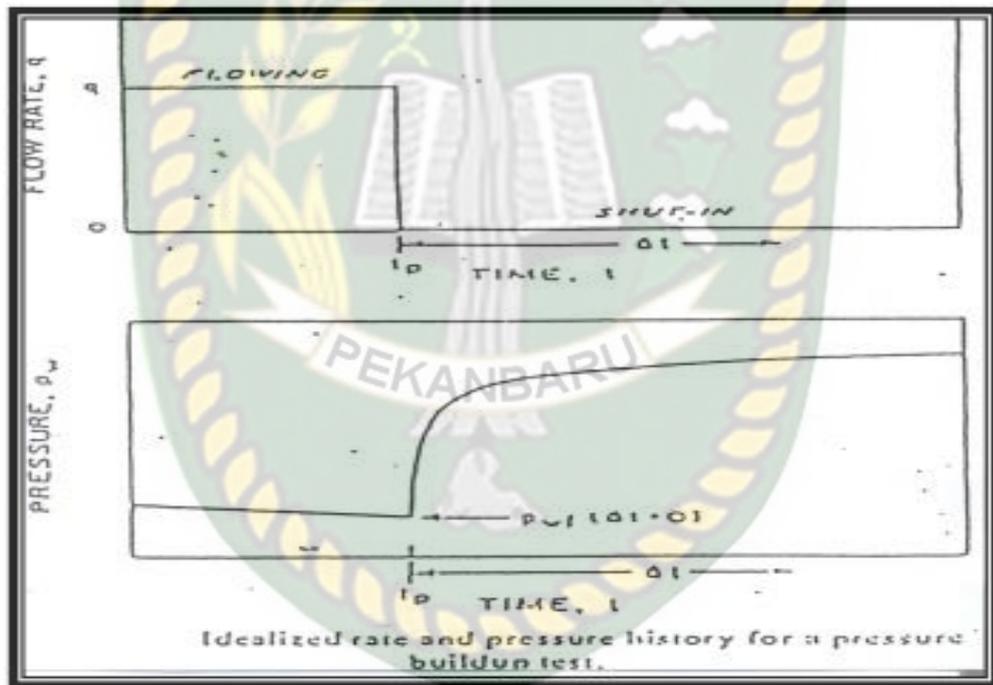
$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{q\mu B}{kh} \left\{ \left(\ln \left(\frac{1688\phi c_{tr}w^2}{k(t_p+\Delta t)} \right) - 2s \right) \right. \\ \left. - 70.6 \frac{(0-q)\mu B}{kh} \left\{ \left(\ln \left(\frac{1688\phi c_{tr}w^2}{k(t_p+\Delta t)} \right) - 2s \right) \right\} \right\} \dots\dots\dots(16)$$

Kemudian persamaan (2-6) disusun menjadi :

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{q\mu B}{kh} \ln \left[\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots(17)$$

Atau :

$$P_{ws} = P_i - 126.6 \frac{q\mu B}{kh} \log \left[\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots(18)$$



Gambar 2.2. Laju Alir Ideal dan Sejarah Produksi untuk *Pressure Build Up Test* (Abdassah.1997)

Persamaan (2-8) memperlihatkan bahwa P_{ws} , *shut-in* BHP, yang dicatat selama penutupan sumur, apabila diplot terhadap $\log \frac{t+\Delta t}{\Delta t}$ merupakan garis lurus dengan kemiringan :

$$m = \frac{162.6q\mu B}{kh}, \text{ psi/cycle} \dots\dots\dots(19)$$

Contoh yang ideal dari pengujian ini dapat dilihat dari **Gambar 2.2**. Jelas bahwa permeabilitas (k), dapat ditentukan dari *slope* “ m ”, sedangkan apabila garis ini diekstrapolasikan keharga *Horner Time* sama dengan satu (*equivalent* dengan penutupan yang tidak terhingga lamanya), maka tekanan pada saat ini teoritis sama dengan tekanan awal reservoir tersebut.

Sesaat sumur ditutup akan berlaku hubungan :

$$\begin{aligned} P_{wf} &= P_i + 70.6 \frac{q\mu B}{kh} \left[\ln \frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k.t_p} - 2s \right] \\ &= P_i + 162 \frac{q\mu B}{kh} \left[\log \frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k.t_p} - 0.869s \right] \\ &= P_i + m \left[\log \left(\log \frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{k.t_p} - 0.869s \right) \right] \dots\dots\dots(20) \end{aligned}$$

Pada saat waktu penutupan $=\Delta t$, berlaku hubungan :

$$P_{ws} = P_i - m \log[(t_p + \Delta t)] \dots\dots\dots(21)$$

Didalam industri perminyakan biasanya dipilih $\Delta t = 1$ jam sehingga P_{ws} pada persamaan (2-12) menjadi P_{1jam} . P_{1jam} ini harus diambil pada garis lurus atau garis ekstrapolasinya. Kemudian faktor $\left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p}\right)$ dapat diabaikan sehingga :

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{(\phi\mu_g c_t r_w^2)} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots(22)$$

dimana skin harus berharga positif.

- 1 Apabila harga s ini berharga positif berarti ada kerusakan (*damaged*) yang pada umumnya dikarenakan adanya filtrat lumpur pemboran yang meresap kedalam formasi atau endapan lumpur (*mud cake*) di sekeliling lubang bor pada formasi produktif yang kita amati. *Skin* yang negatif menunjukkan perbaikan (*stimulated*), biasanya ini terjadi setelah dilakukan pengasaman (*acidizing*) atau perekahan (*hydraulic fracturing*).
2. Sedangkan adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan kepada besarnya penurunan tekanan, ΔP_s yang ditentukan menggunakan persamaan :

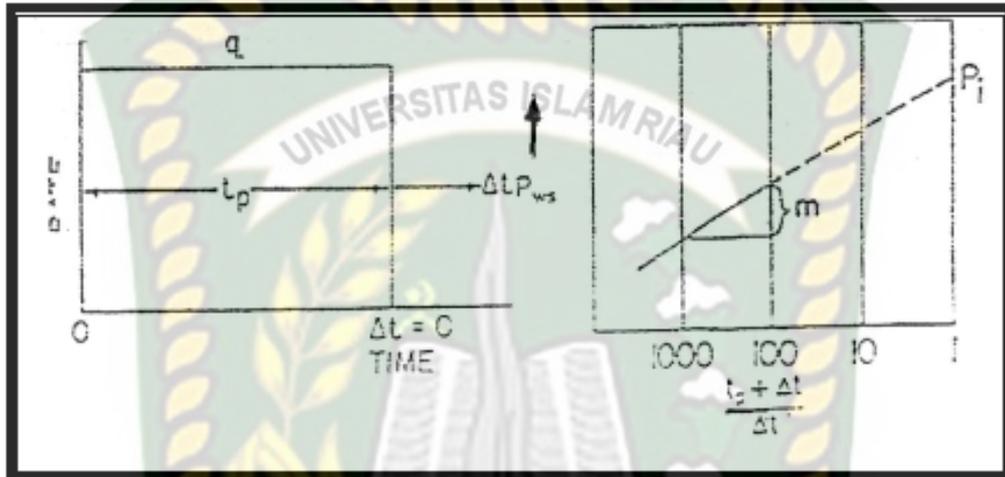
$$\Delta P_s = 0.87 m s, \text{ psi} \dots\dots\dots(23)$$

Maka besarnya produktifitas formasi (PI) dan atau *flow efisiensi*(FE) berdasarkan analisa *pressure build-up* ini dapat ditentukan menggunakan persamaan :

$$PI = \frac{Q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}, \text{BPD/Psi} \dots \dots \dots (24)$$

$$FE = \left[\frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \right] \times 100\% \dots \dots \dots (25)$$

Untuk reservoir yang bersifat *infinite acting*, tekanan rata-rata reservoir ini adalah $P^* = P_i = P_{ave}$.

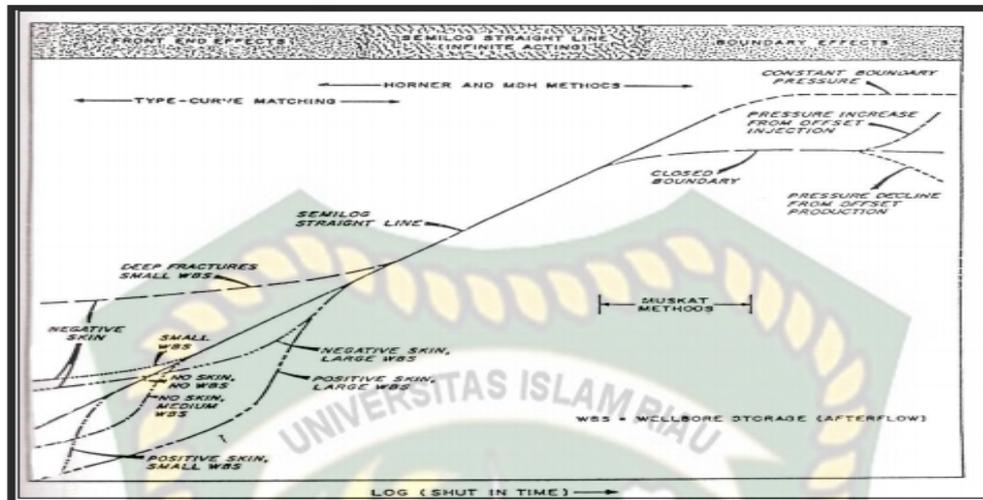


Gambar 2.3. Sejarah Laju Alir untuk Ideal *Pressure Build-up Test*
(Abdassah.1997)

2.4.2 Karakteristik Kurva *Pressure Build-Up Test*

Karakteristik kurva *Pressure Build Up Test* dapat menggambarkan bagian-bagian dari tekanan, untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada **Gambar 2.4**. Dari gambar tersebut terlihat bahwa ulah tekanan dapat dibagi menjadi tiga bagian yang meliputi :

1. Segmen Data Awal (*Early Time*)
2. Segmen Data Tengah (*Middle Time*)
3. Segmen Data Lanjut (*Late Time*)



Gambar 2.4. Tipe *Pressure Build-up* Bawah Lubang untuk Produksi *Pseudo Steady State* Sebelum *Shut-in* (Abdassah.1997)

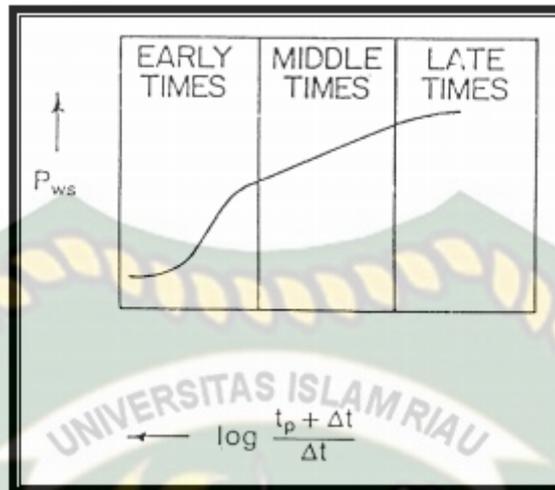
1. Segmen Data Awal (*Early Time*)

Mula-mula sumur ditutup, *pressure buildup test* memasuki segmen data awal, dimana aliran didominasi oleh adanya pengaruh *wellbore storage*, *skin* dan *phase segregation (gas hump)*.

Bentuk kurva yang dihasilkan oleh bagian ini merupakan garis melengkung pada kertas semilog, dimana mencerminkan penyimpangan garis lurus akibat adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur atau adanya pengaruh *wellbore storage* seperti terlihat pada **Gambar 2.5**.

2. Segmen Waktu Pertengahan (*Middle Times*)

Dengan bertambahnya waktu, radius pengamatan akan semakin jauh menjalar kedalam formasi. Setelah pengaruh data awal terlampaui maka tekanan akan masuk bagian waktu pertengahan. Pada saat inilah reservoir bersifat *infiniteacting* dimana garis lurus pada semilog terjadi. Dengan garis lurus ini dapat ditentukan beberapa parameter reservoir yang penting, seperti: kemiringan garis atau *slope (m)*, permeabilitas efektif (*k*), *storage capacity (kh)*, faktor kerusakan formasi (*s*), tekanan rata-rata reservoir.



Grafik 2.5. Grafik *Pressure Build-up Test* Sebenarnya (Abdassah, 1997)

3. Segmen Waktu Lanjut (*Late Times*)

Bagian akhir dari suatu kurva setara tekanan adalah bagian waktu lanjut (*late times*) yang dinampakan dengan berlangsungnya garis lurus semilog mencapai batas akhir sumur yang diuji dan adanya penyimpangan kurva garis lurus. Hal ini disebabkan karena respon tekanan sudah dipengaruhi oleh kondisi batas reservoir dari sumur yang diuji atau pengaruh sumur-sumur produksi maupun injeksi yang berada disekitar sumur yang diuji.

Periode ini merupakan selang waktu diantara periode *transient* (peralihan) dengan awal periode *semisteady state*. Selang waktu ini adalah sangat sempit atau kadang-kadang hampir tidak pernah terjadi.

2.5. PENENTUAN *PRESSURE BUILD-UP TEST* PADA SUMUR GAS

Adapun metode - metode lain yang digunakan untuk menghitung hasil uji *pressure build-up* pada fluida termampatkan (gas) adalah metode P , P^2 , dan $m(P)$. Dari masing - masing metode tadi memiliki syarat - syarat khusus yaitu (PERTAMINA.2003):

- Metode P (*Pseudo Liquid*) berlaku pada tekanan reservoir lebih besar dari 4000 psi. Jadi, apabila tekanan dasar sumur (P_{wf} atau P_{ws}) lebih besar dari 4000 psi, maka metode P ini dapat digunakan.

$$P_{wf} = P_i - 8.176 \times 10^5 \frac{\mu Z T q_{sc}}{P k h} \left[\log \frac{kt}{\mu C t \sigma r_w^2} - 3.23 \right] \dots \dots \dots (26)$$

- b) Metode P^2 (*Pseudo Pressure*) berlaku pada tekanan reservoir lebih kecil dari 2000 psi. Jadi, apabila tekanan dasar sumur (P_{wf} atau P_{ws}) lebih kecil dari 2000 psi, maka metode P^2 ini dapat digunakan.

$$P_{wf}^2 = P_i^2 - 8.176 \times 10^6 \frac{\mu Z T q_{sc}}{P k h} \left[\log q \frac{kt}{\mu c t \phi r_w^2} - 3.23 \right] \dots \dots \dots (27)$$

- c) Metode $m(P)$ (*Pressure Functional Function*) dapat digunakan untuk semua harga tekanan reservoir, tetapi karena penggunaan metode ini sukar, jadi biasanya metode ini digunakan pada tekanan reservoir antara 2000 psi sampai 4000 psi.

$$m(p) = 2 \int_0^p \frac{P}{\mu.2} \Delta p \dots \dots \dots (28)$$

2.5.1 Langkah Kerja *Pressure Build-Up* metode P

1. Siapkan data pendukung untuk analisa :
 - a. Laju aliran (q_{sc}), MMSCF/D
 - b. Viskositas gas (μ_g), cp
 - c. Kompresibilitas total (ct), psi-1
 - d. Faktor deviasi gas (Z)
 - e. Temperatur reservoir (T), oR
 - f. Tebal lapisan (h), ft
 - g. Jari-jari lubang bor (r_w), ft
 - h. Waktu produksi sebelum sumur ditutup (tp), jam
 - i. Porositas (ϕ)
2. Buat tabel Δt , $\frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$, P_{ws} , P^2_{ws} dan $(P_{ws} - P_{wf})$, dimana P_{wf} adalah tekanan saat $\Delta t = 0$.
3. Plot P_w terhadap $\log \frac{tp + \Delta t}{\Delta t}$, pada kertas semilog. Buat garis lurus melalui titik yang bebas dari pengaruh *wellbore storage*, kemudian tentukan kemiringan, m .
4. Ekstrapolasikan garis lurus (butir 4) sampai ke harga $\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} = 1$ untuk mendapatkan P^*

5. Hitung harga permeabilitas (k) dengan persamaan :

$$k = \frac{8.176 \times 10^5 q_g \bar{\mu} \bar{Z} T}{mh \bar{P}} \dots \dots \dots (29)$$

Dimana :

$$\bar{P} = \sqrt{\frac{P^{*2} + P_{wf}^2}{2}}$$

6. Tentukan harga factor skin (S) dan Δp skin (dari rumus 22):

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_g c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$\Delta p_{skin} = 0.87 \text{ m S}$$

7. Tentukan harga Efisiensi aliran (FE) :

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta p_{skin}}{P^* - P_{wf}} \dots \dots \dots (30)$$

2.6. WELLBORE STORAGE

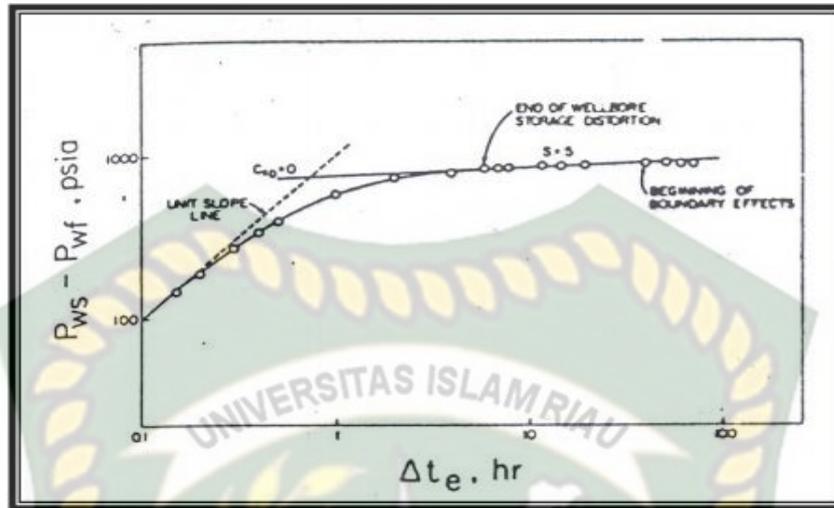
Pengaruh dari *wellbore storage* akan mendominasi data awal dari suatu pengujian sumur, dimana lamanya pengaruh *wellbore storage* ini tergantung pada ukuran maupun konfigurasi lubang bor serta sifat-sifat fisik fluida maupun batuan formasinya. Untuk menentukan kapan *wellbore storage* berakhir maka dibuat plot antara $\Delta P = (P_{ws} - P_{wf})$ vs Δt pada kertas log-log (Chaudhry.2001).

Garis lurus dengan kemiringan 45° (slope = 1) pada data awal menunjukkan adanya pengaruh *wellbore storage*. Dari garis ini, tentukan titik awal penyimpangan dan ukur 1 - 1,5 cycle dari titik tersebut untuk menentukan awal dari tekanan yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage* (*end of wellbore storage*).

Dengan diketahuinya *wellbore storage* yang terlihat dengan adanya unit *slope* tersebut dapat diperkirakan *wellbore storage coefficient* (c_s) dalam satuan bbl/psi.

$$C_s = \frac{qB\Delta t}{24\Delta P} \dots \dots \dots (31)$$

ΔP dan Δt berasal dari sembarang titik yang dipilih dari unit *slope*.



Grafik 2.6. Grafik ΔP vs Δt pada Kertas Log-log (Chaudhry.2001)

2.7. TEKANAN RESERVOIR

Tekanan reservoir adalah tekanan yang diberikan oleh zat yang mengisi rongga reservoir baik berupa gas, minyak, atau air. Tekanan reservoir ini hanya diberikan oleh fluida yang ada dan bergerak dalam pori-pori batuan. Dengan adanya tekanan reservoir ini akan menyebabkan terjadinya aliran fluida didalam formasi kedalam lubang sumur yang mempunyai tekanan relatif rendah dan besarnya tekanan reservoir ini akan berkurang jika adanya kegiatan produksi.

2.8. SKIN EFFECT

Skin adalah suatu besaran yang menunjukkan ada atau tidaknya kerusakan pada formasi sebagai akibat dari operasi pemboran. Biasanya ini diakibatkan oleh adanya filtrat lumpur pemboran yang masuk kedalam formasi atau adanya endapan lumpur (*mud cake*) disekeliling lubang bor pada formasi produktif tersebut. Secara matematis besarnya perubahan *skin* dapat dinyatakan dengan persamaan berikut ini :(Gunaydin.2017).

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) + 1.151 \log \left(\frac{16880 \mu c_t r_w^2}{k \Delta t} \right) + 1.151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \dots (32)$$

Didalam industri perminyakan biasanya dipilih $\Delta t = 1$ jam sehingga P_{ws} pada persamaan (2-12) menjadi P_{1jam} . P_{1jam} ini harus diambil pada garis lurus atau garis ekstrapolasinya.

Dimana skin harus berharga positif :

1. Apabila harga S ini berharga positif berarti ada kerusakan (*damaged*) yang pada umumnya dikarenakan adanya filtrat lumpur pemboran yang meresap kedalam formasi atau endapan lumpur (*mud cake*) di sekeliling lubang bor pada formasi produktif yang kita amati. *Skin* yang negatif menunjukkan perbaikan (*stimulated*), biasanya ini terjadi setelah dilakukan pengasaman (*acidizing*) atau perekahan (*hydraulic fracturing*).
2. Sedangkan adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan kepada besarnya penurunan tekanan, ΔP_s yang ditentukan menggunakan persamaan :
$$\Delta P_s = 0.87ms, psi \dots\dots\dots (33)$$