

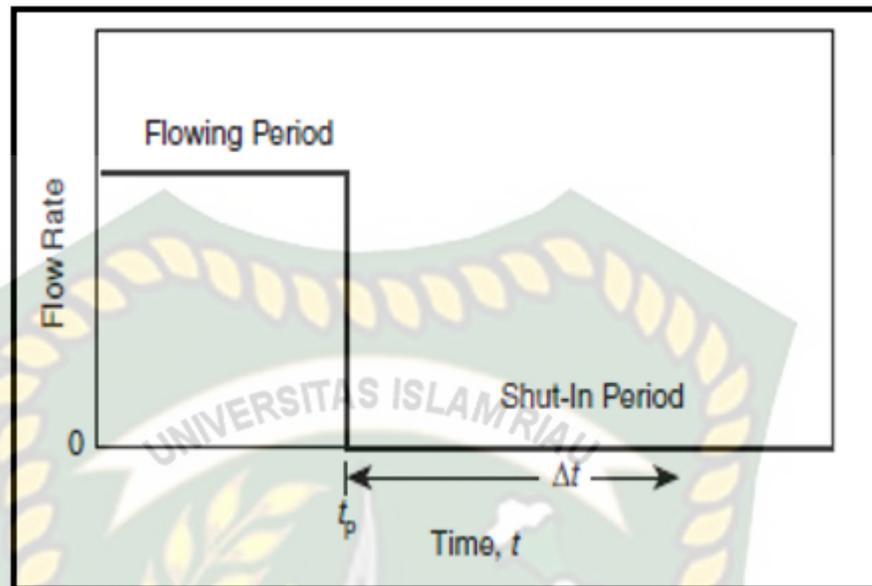
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

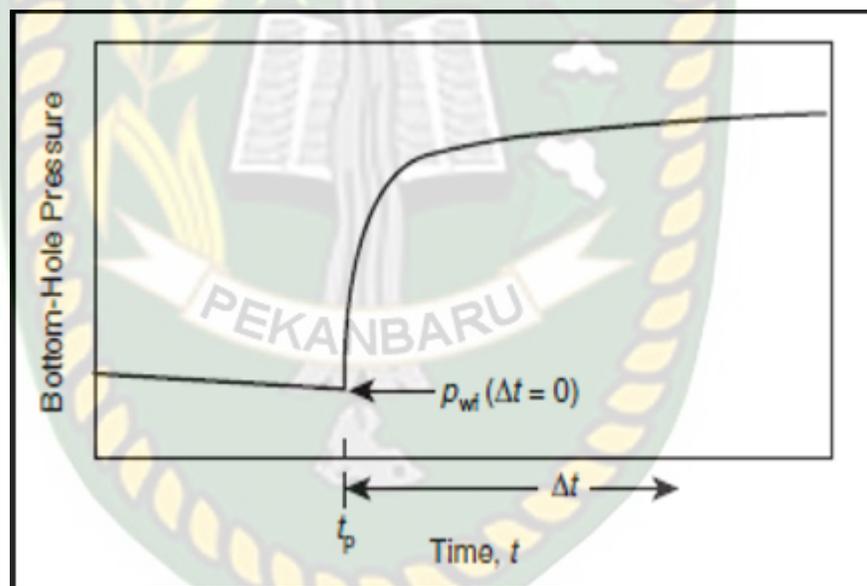
Well test analysis merupakan salah satu cabang dari reservoir engineering. Informasi yang didapat dari test tekanan transient tentang kondisi reservoir adalah hal yang penting untuk menentukan kapasitas produksi reservoir (Chaudhry, A. U, 2004). Apabila pengujian dilakukan dengan baik dan kemudian hasilnya dianalisis dengan baik maka banyak informasi yang sangat berharga diperoleh, seperti permeabilitas formasi, kerusakan formasi disekitar lubang sumur akibat pemboran dan kompleksitas ataupun pada saat berproduksi, tekanan reservoir dan batas-batas reservoir. Pada prinsipnya pengujian ini dilakukan sangat sederhana yaitu dengan memberikan gangguan kesetimbangan tekanan terhadap sumur yang akan di test. Pengujian dilakukan dengan menggunakan beberapa macam yaitu pada sumur minyak dengan *drill Stem Test*, *pressure test (pressure Buildup dan pressure drawdown)*, pengujian aliran (*multiple rate testing dan two rate flow test*) dan pada sumur gas dengan *deliverability, back pressure test, isochronal test dan modified isochronal*.

2.1 Pressure Build Up Test

Pressure Build Up Test (PBU) adalah suatu teknik pengujian yang dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap, kemudian menutup sumur tersebut dengan menutup kepala sumur di permukaan. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi dari waktu.



Gambar 2.1 Flow rate vs t (John Lee, 1982)



Gambar 2.2 BHP vs t (John Lee, 1982)

PBU test merupakan metode yang paling sering digunakan dalam industri perminyakan. Berdasarkan data tekanan yang didapat dari hasil analisis PBU, maka dapat ditentukan:

- a. Permeabilitas formasi
- b. Adanya karakteristik perbaikan atau kerusakan formasi

- c. Menentukan produktifitas formasi
- d. Menentukan tekanan statis dan tekanan rata-rata reservoir

Dasar analisis PBU diajukan oleh Horner yang pada prinsipnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu berdasarkan suatu prinsip yang dikenal dengan superposisi. Berdasarkan prinsip superposisi tersebut, maka sumur-sumur diproduksi dengan laju aliran tetap selama waktu “ t_p ”, kemudian sumur ditutup selama waktu “ Δt ”, sehingga didapat bentuk umum persamaannya adalah

$$P_{ws} = P_i - 162,6 \frac{q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots\dots\dots(1)$$

Dimana :

- P_{ws} = Tekanan dasar sumur, psi
 P_i = Tekanan mula-mula reservoir, psi
 q = Laju produksi sebelum sumur ditutup
 μ = Viskositas minyak, cp
 B = Faktor volume formasi, bbl/stb
 k = Permabilitas, mD
 h = Ketebalan formasi, ft
 t_p = Waktu produksi sebelum sumur ditutup, jam
 Δt = Waktu penutupan sumur, jam

Dari persamaan (1), terlihat bahwa apabila P_{ws} diplot terhadap $\log (t_p + \Delta t / \Delta t)$ akan merupakan garis lurus dengan kemiringan (slope m) :

$$m = 162,6 \frac{q \mu B}{kh} \dots\dots\dots(2)$$

Berdasarkan konsep tersebut, maka harga permeabilitas dapat ditentukan dari slope “ m ”, sedangkan apabila garis tersebut diekstrapolasi ke harga “horner time”

($t_p + \Delta t / \Delta t$) sama dengan 1, maka secara teoritis harga P_{ws} sama dengan tekanan awal reservoir.

Sedangkan untuk menentukan apakah terjadi kerusakan atau perbaikan formasi yang ditandai oleh harga skin faktor (s), maka digunakan persamaan:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1 \text{ jam}} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_{tr} w^2} + 3.23 \right] \dots \dots \dots (3)$$

Selanjutnya apabila “ 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. Berharga negatif berarti menunjukkan adanya perbaikan (*stimulated*), yang biasanya terjadi setelah dilakukan pengasaman (*acidizing*) atau suatu perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*).

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 :

$$P_s = 0.87 \ m \ s \dots \dots \dots (4)$$

Sehingga besarnya produktifitas formasi (PI) dan atau *flow efficiency* (E_f) berdasarkan analisis *pressure build up* ini dapat ditentukan menggunakan persamaan:

$$PI = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}, \text{ BPD} / Psi \dots \dots \dots (5)$$

dan

$$FE = \left[\frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \right] \times 100 \% \dots \dots \dots (6)$$

Sedangkan untuk mengetahui besarnya radius of investigation (r_i) dapat ditentukan menggunakan persamaan :

$$r_i = 0.03 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu C_t}}, \text{ ft} \dots\dots\dots (7)$$

dimana :

C_t : kompresibilitas, psi^{-1}

Tahapan untuk melakukan analisis pressure built-up test berdasarkan metode Horner adalah:

- a. Berdasarkan data-data PBU buat tabulasi yang menghubungkan harga Pws terhadap Horner time ($t_p + \Delta t/\Delta t$).
- b. Plot harga-harga Pws vs ($t_p + \Delta t/\Delta t$) pada grafik semilog.
- c. Buat garis ekstrapolasi berdasarkan plot harga tersebut (langkah 2) sampai harga ($t_p + \Delta t$)/ $\Delta t = 1$, maka akan didapatkan harga tekanan statis reservoir (P^*).
- d. Tentukan besarnya slope (m) pada bagian garis yang lurus grafik tersebut.
- e. Tentukan besarnya permeabilitas (k).
- f. Tentukan besarnya harga $P_{1\text{jam}}$ yang diambil pada bagian garis ekstrapolasi.
- g. Tentukan skin faktor, dan berdasarkan harga skin tersebut tentukan apa yang terjadi pada formasi produktif yang diamati.
- h. Tentukan produktifitas formasi (PI).
- i. Tentukan *flow efficiency* (FE).
- j. Tentukan besarnya *radius of investigation* (r_i).

Seperti diketahui bersama bahwa tekanan rata-rata reservoir merupakan suatu besaran fisik yang mendasar untuk diketahui pada proses *primary recovery* maupun *enchanced recovery*, yaitu sangat berguna untuk karakteristik suatu reservoir, penentuan cadangan dan peramalan kelakuan reservoir tersebut.

Untuk reservoir yang bersifat *infinite acting*, tekanan rata-rata reservoir ini adalah $P^* = P_i = \bar{P}_R$ yang dapat diperkirakan dengan mengekstrapolasikan segmen garis lurus pada Horner plot sampai ke harga $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$. Tetapi pada reservoir yang terbatas, hal diatas tidak dapat dilakukan mengingat bahwa dengan adanya pengaruh dari batas reservoir, maka tekanan pada umumnya akan jatuh berada di bawah garis lurus Horner.

Salah satu cara untuk menghitung nilai tekanan rata-rata reservoir adalah dengan metode Mattews-Brons-Hazebroek (Metode MBH). Metode ini dilakukan dengan asumsi bahwa mobilitas dan kompresibilitas fluida tidak bervariasi sampai sebatas radius pengurasan atau dapat dikatakan bahwa tidak ada variasi sifat-sifat fluida dan batuan reservoirnya.

$$\bar{P}_R = P^* - \left(\frac{m}{2,303} \times P_{MBHD}\right) \dots \dots \dots (8)$$

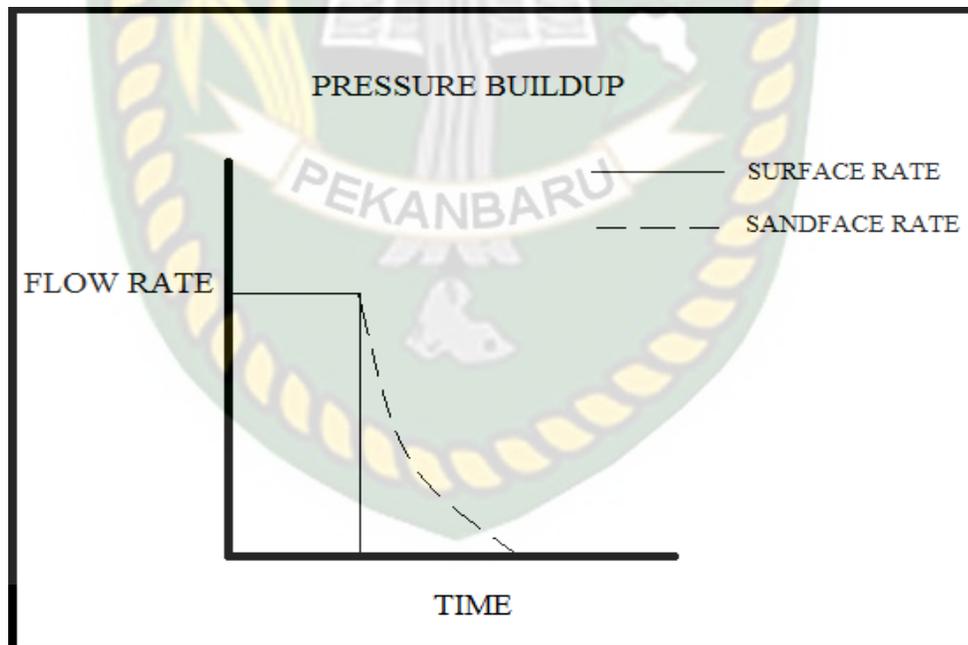
P_{DMBH} atau dikenal sebagai “MBH *dimensionless pressure*” dibaca pada kurva MBH tergantung pada bentuk dari daerah pengurasannya, sedangkan harga absisnya (t_{pDA}) didapat dengan persamaan:

$$t_{pDA} = \frac{0.0002637 \quad kt_p}{\phi \mu CtA} \dots \dots \dots (9)$$

2.2 Wellbore Storage

Saat sumur ditutup, fluida dari formasi akan mengalir kedalam lubang bor sampai keadaan setimbang dicapai. Hal yang sama juga terjadi saat sumur diproduksi dimana sebagian dari fluida yang mengalir ke permukaan adalah fluida yang mengisi lubang bor sebelum sumur dibuka. Kemampuan sumur untuk menyimpan dan mengeluarkan fluida inilah yang disebut *wellbore storage* (Dastkhan, Z, *et al.* 2015). Parameter pengukur fenomena ini disebut konstanta *wellbore storage* (C_s).

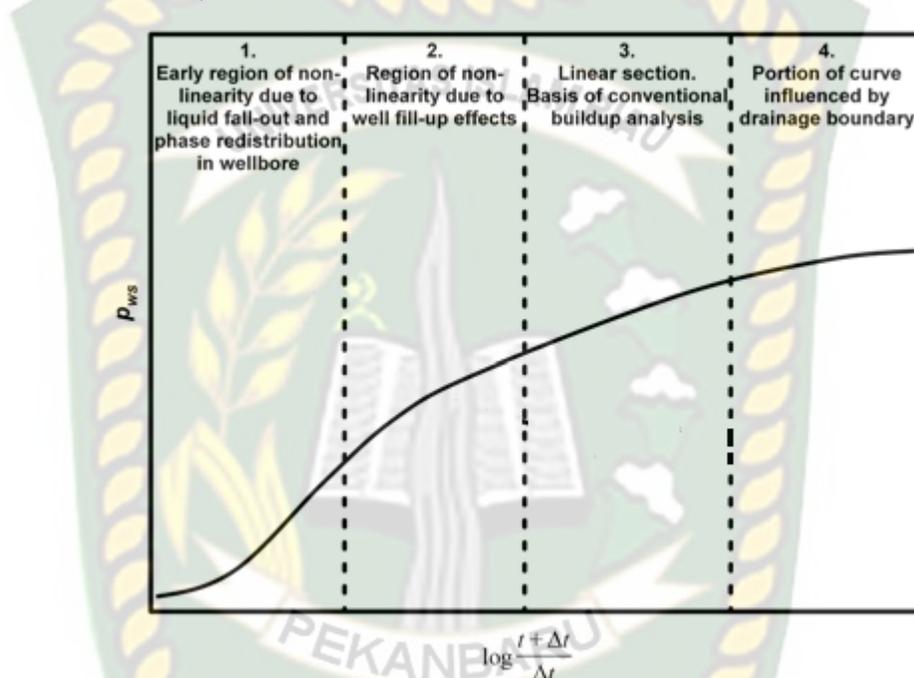
Pada *pressure buildup test*, sumur akan ditutup untuk sementara waktu setelah sebelumnya sumur tersebut diproduksi terlebih dahulu. Pada waktu awal penutupan, akan terjadi ketidakseimbangan antara laju alir *surface* dan *sandface*, karena fluida dari reservoir akan terus mengalir ke dalam lubang sumur. Selang beberapa waktu laju alir *sandface* akan terus menurun sampai tercipta keseimbangan antara laju alir *sandface* dan *surface*.



Gambar 2.3 Skema Laju Alir Surface dan Sandface (Matthews, 1967)

Wellbore storage bisa terjadi selama beberapa detik hingga berjam-jam. Durasi *wellbore storage* dipengaruhi oleh tiga faktor, yaitu volume lubang bor,

permeabilitas formasi, dan kompresibilitas fluid. Volume lubang bor yang besar, permeabilitas formasi yang kecil, serta kompresibilitas fluid yang tinggi dapat memperpanjang durasi *wellbore storage*. *Wellbore storage* sendiri merupakan hal yang sifatnya mengganggu hasil *well test* karena bisa mendistorsi pembacaan tekanan di lubang sumur saat test berlangsung. Efek *wellbore storage* sangat dominan pada awal waktu test (*early time*).



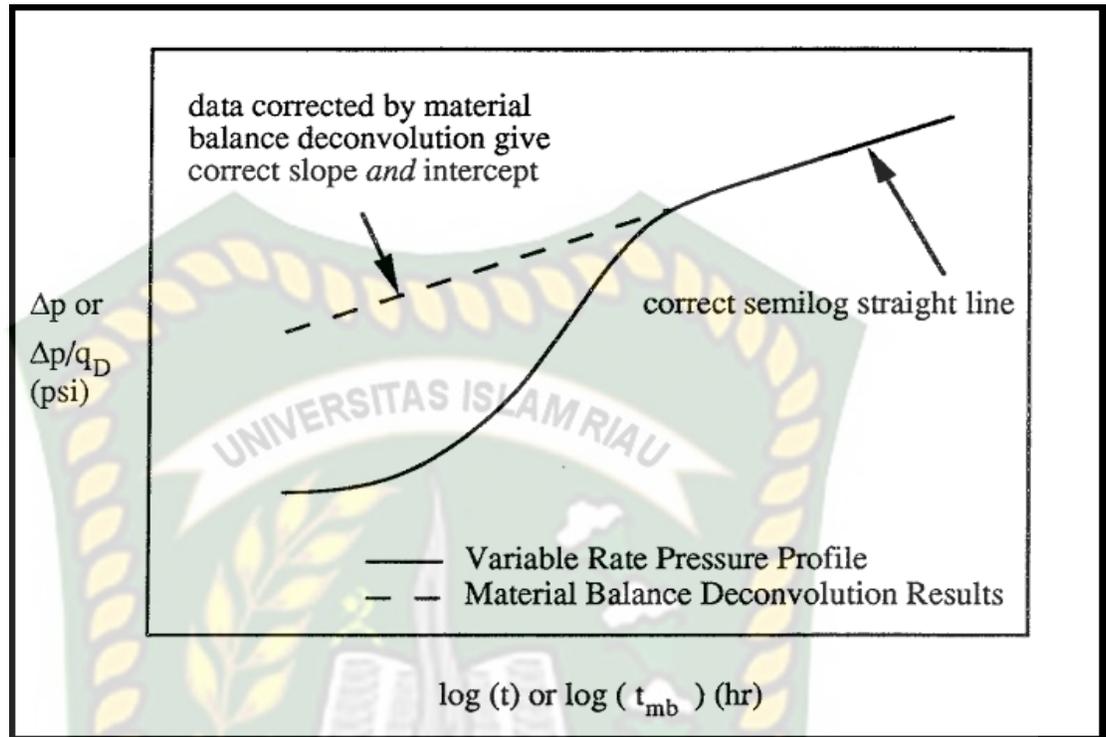
Gambar 2.4 Bentuk Umum PBU Horner Plot (Bahabianian, 2006)

Karena pertimbangan ekonomi, *well test* sering kali dilakukan dalam durasi yang sebentar. Sering kali hal ini menyebabkan hasil *well test* seluruhnya didominasi oleh *wellbore storage*. Satu-satunya cara untuk mengurangi pengaruh wellbore storage adalah menutup sumur sedekat mungkin dengan reservoir yang mana membutuhkan biaya tambahan. Oleh karena itu diperlukan suatu metode untuk mengoreksi pengaruh *wellbore storage* yang mendominasi hasil *well test*.

2.3 *Material Balance Deconvolution*

Deconvolution adalah teknik yang digunakan untuk mengkonversikan tekanan dan laju alir yang diukur menjadi respon tekanan dan laju alir konstan reservoir (Razminia, K, *et al.* 2014). Dengan kata lain, tujuan dekonvolusi adalah untuk mengoreksi data tekanan yang diperoleh dari *well test* yang terkena pengaruh *wellbore storage*. Setelah data didekonvolusi, metode interpretasi konvensional bisa digunakan untuk memperoleh karakteristik dan parameter reservoir yang diperlukan.

Salah satu metode dekonvolusi adalah *Material Balance Deconvolution*. *Material Balance Deconvolution* adalah metode dekonvolusi yang merupakan perpanjangan dari metode *rate normalization*. Metode *rate normalization* bisa digunakan untuk menentukan permeabilitas dari semi-log plot, tetapi memberikan nilai *slope* yang salah (*error*). Metode *Material Balance Deconvolution* memperbaiki masalah ini. Sumbu y pada semi log plot *Material Balance Deconvolution* sama dengan sumbu y pada *rate normalization*, tetapi parameter yang digunakan pada sumbu x berbeda. Kelebihan metode ini adalah kemudahan dan kecepatan, karena metode ini hanya membutuhkan kemampuan matematika dasar dan dapat diprogram menggunakan aplikasi *spreadsheet* pada komputer (Johnston, J.L, 1992).



Gambar 2.5 Ilustrasi Koreksi Data Tes dengan Material Balance Deconvolution (Johnston, 1992)

Bentuk umum *Material Balance Deconvolution* adalah menyediakan fungsi *material balance time* dan *rate normalized pressure drop*. Fungsi *material balance time* adalah:

$$t_{mb} = \frac{N_p}{q} \dots\dots\dots(10)$$

Fungsi *rate normalized pressure drop* adalah:

$$\frac{\Delta p}{q} = \frac{(p_i - p_{wf})}{q} \dots\dots\dots(11)$$

Fungsi *wellbore storage rate* untuk *pressure build up test* adalah:

$$q_{wbs} = \frac{1}{m_{wbs}} \frac{d}{dt} [\Delta p_{ws}] \dots\dots\dots(12)$$

Dimana *wellbore storage slope* adalah:

$$m_{wbs} = \frac{qB}{24C_s} \dots\dots\dots(13)$$

Dan *pressure drop* adalah:

$$\Delta p_{ws} = p_{ws} - p_{wf} (\Delta t=0) \dots \dots \dots (14)$$

Kumulatif produksi *wellbore storage* untuk *pressure build up test* adalah:

$$N_p = \int_0^{\Delta t} (1 - q_{wbs}) d\Delta t = \Delta t - \frac{1}{m_{wbs}} \Delta p_{ws} \dots \dots \dots (15)$$

Fungsi *material balance time* berdasarkan *wellbore storage* untuk *pressure build up test* adalah:

$$\Delta t_{mb} = \frac{N_p}{1 - q_{wbs}} = \frac{\Delta t - \frac{1}{m_{wbs}} \Delta p_{ws}}{1 - \frac{1}{m_{wbs} d} [\Delta p_{ws}]} \dots \dots \dots (16)$$

Fungsi *rate normalize pressure drop* berdasarkan *wellbore storage* untuk *pressure build up test* adalah

$$\Delta p_{mb} = \frac{\Delta p_{ws}}{1 - q_{wbs}} = \frac{1}{1 - \frac{1}{m_{wbs} d} [\Delta p_{ws}]} \Delta p_{ws} \dots \dots \dots (17)$$

Dengan membuat plot antara *rate normalized pressure* dan *material balance time* menunjukkan bahwa *Material Balance Deconvolution* mengoreksi data yang terkena pengaruh *wellbore storage* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.5.