

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Pressure Build-Up Test (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) (Kushtanova, 2015).

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*). Untuk menganalisis data–data hasil pengujian di dasarkan pada teori analisis ulah tekanan bentuk (*Pressure Build-Up Curve*), yang dikemukakan oleh *Horner*, dimana untuk memberlakukan teori ini digunakan anggapan sebagai berikut (Abdassah, 1997):

1. Sumur berproduksi pada laju aliran tetap dari pusat reservoir tak terbatas dengan tekanan yang tetap pada batas luar reservoir.
2. Aliran fluida hanya satu fasa.
3. Kompresibilitas dan viscositas fluida konstan pada interval tekanan dan temperatur yang bervariasi.
4. Sumur ditutup pada muka batupasir dan tidak terjadi aliran *after flow production* kedalam lubang sumur. Formasi mempunyai permeabilitas homogen dalam arah aliran.

2.1.1 Langkah Kerja Horner

Pressure Build Up Test pada prinsipnya dilakukan dengan cara memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju produksi yang

tetap, kemudian menutup sumur tersebut. Penutupan ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Data tekanan yang diperoleh dari test tersebut dan data-data pendukung lainnya dikumpulkan dan kemudian dianalisis. Analisis dengan metode *Horner* secara manual yaitu dengan cara memplot data tekanan (P_{ws}) pada saat penutupan sumur (*shut in*) vs *Horner time* ($(t_p + \Delta t) / \Delta t$), dari plot ini didapatkan harga m , P_{1jam} dan P^* . Penggunaan metode horner secara manual dalam penerapannya sering kali dijumpai kesulitan, terutama bila data tekanan sebagian besar didominasi oleh efek *wellbore storage* dan *skin efek* sehingga tidak dapat menginterpretasikan sifat reservoir yang sebenarnya.

Tahapan–tahapan interpretasi *Pressure Build-Up Test* dengan menggunakan metode *Horner* adalah sebagai berikut (Mahinda et al, 2014):

1. Siapkan data–data pendukung, antara lain :
 - a. Kumulatif Produksi
 - b. Produksi rata–rata
 - c. Porositas
 - d. Kompresibilitas batuan
 - e. Jari–jari sumur
 - f. Faktor Volume Formasi
 - g. Viscositas fluida
 - h. Ketebalan lapisan produktif
2. Hitung berapa lama sumur telah diproduksi dengan rumus

$$t_p = \frac{N_p \text{ kumulatif produksi}}{q_o \text{ produksi rata rata terakhir test}} \dots\dots\dots(1)$$

3. Buat tabel data uji tekanan dasar sumur (P_{ws}), waktu penutupan (dt), $((t_p + dt) / dt)$, dan $P_{ws} - P_{wf}$, dimana P_{wf} adalah tekanan dasar sumur pada waktu $t = 0$.
4. Plot antara $\Delta P = (P_{ws} - P_{wf})$ vs $\log t$ pada kertas log-log. 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 terpengaruh oleh *wellbore storage*.

- 5 Pengaruh *wellbore storage* terlihat dengan adanya unit *slope* yang dibentuk oleh data awal. Dari unit *slope* tersebut dapat diperkirakan *wellbore storage coefficient* (*cs*) dalam satuan bbl/psi.

$$C_s = \frac{q \times B \times dt}{24 \times dt} \dots \dots \dots (2)$$

- 6 Buatlah *Horner plot* antara $\log((t_p + dt)/dt)$ vs P_{ws} . Tarik garis lurus dimulai dari data yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage*. Tentukan sudut kemiringan (*m*) dicari dengan membaca harga kenaikan tekanan (ΔP) untuk setiap satu *log cycle*. P^* diperoleh dengan mengekstrapolasikan garis lurus tersebut hingga mencapai harga waktu penutupan (*dt*) tak terhingga atau harga $((t_p + dt)/dt) = 1$.

- 7 Hitung harga permeabilitas (*k*) dengan persamaan :

$$K_o = \frac{162,6 \times q_o \times \mu \times B_o}{m \times h} \dots \dots \dots (3)$$

- 8 Baca P_{ws} pada $dt = 1$ jam

- 9 Hitung harga skin factor dengan persamaan berikut ini :

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1 \text{ jam}} - P_{wf}}{m} \right) - \log \frac{k}{(\phi \mu c_t r_w^2)} + 3.23 \right] \dots \dots \dots (4)$$

- 10 Hitung radius investigasi (R_i) dengan persamaan :

$$R_i = 0.03 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}}, ft. \dots \dots \dots (5)$$

- 11 Hitung Flow Efficiency (FE) dengan persamaan berikut :

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

Keterangan :

FE < 1 menunjukkan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur mengecil akibat adanya kerusakan.

FE > 1 menunjukkan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur telah diperbaiki dan harganya lebih besar dari harga semula..

12 Hitung Indeks Produktifitas dengan persamaan berikut ini :

$$PI = \frac{q}{p^* - P_{wf} - \Delta P_s} BPD / Psi \dots \dots \dots (7)$$

2.1.2 Analisis Hasil Horner Plot

2.1.2.1 Flow Efficiency

Flow efficiency adalah perbandingan antara selisih tekanan statik reservoir dengan tekanan alir reservoir jika disekitar lubang tidak terjadi perubahan permeabilitas (*Ideal Drawdown*) terhadap besarpenerurunan sebenarnya (*actual drawdown*). Secara matematis dinyatakan sebagai berikut (Brown, 1977):

$$FE = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \dots \dots \dots (8)$$

Dimana :

$$J_{actual} = \frac{q}{p^* - P_{wf}} \dots \dots \dots (9)$$

$$J_{ideal} = \frac{q}{p^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}} \dots \dots \dots (10)$$

Sehingga:

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta_{skin}}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots(11)$$

Dengan mengetahui harga FE maka dapat diperkirakan kondisi formasi di sekitar lubang bor yaitu dengan adanya kerusakan formasi, maka besarnya FE akan berkurang. Harga laju produksi maksimum yang dihasilkan adalah harga laju produksi maksimum pada harga skin sama dengan nol, bukan laju produksi pada harga FE yang dimaksud. Untuk menghitung harga laju produksi maksimum pada harga FE yang dimaksud, maka harga tekanan alir dasar sumur besarnya harus sama dengan nol sehingga diubah menjadi tekanan alir dasar sumur pada kondisi ideal, kemudian dihitung laju produksinya.

2.1.2.2 Skin Effect

Skin adalah suatu besaran yang menunjukkan ada atau tidaknya kerusakan pada formasi sebagai akibat dari operasi pemboran dan dari heterogenitas reservoir (Horne, 1995). 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.

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) + 1.151 \log \left(\frac{16880 \mu c_t r_w^2}{k \Delta t} \right) = 1.151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \dots\dots\dots(12)$$

Biasanya harga Δt dipilih satu (1) jam, sehingga P_{ws} pada persamaan (3-19) menjadi P_{1jam} . P_{1jam} ini harus diambil pada garis lurus atau garis ekstrapolasinya. Kemudian faktor $\log \left(\frac{\Delta t + t_p}{\Delta t} \right)$ dapat diabaikan sehingga (Kermit. E. Brown Vol. 1, Hal : 16, 1977):

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{(\phi \mu c_t r_w^2)} + 3.23 \right) \dots\dots\dots(13)$$

Dimana, harga m harus berharga positif. Apabila s berharga positif maka dalam formasi produktif tersebut terjadi kerusakan (*damaged*), bila $s = 0$ maka tidak terdapat kerusakan maupun perbaikan pada formasinya, dan bila s berharga

negatif maka formasi produktif tersebut menunjukkan adanya perbaikan (*stimulated*) yang biasanya setelah dilakukan pengasaman (*acidizing*) atau suatu perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) (Ramey, 1992).

2.2 Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi adalah kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida dari formasi ke sumur-sumur produksi. Kemampuan reservoir untuk mengangkat fluida ke permukaan tidak berlangsung terus menerus sampai seluruh fluida yang terdapat direservoir tersebut terangkat habis, akan tetapi menurun sejalan dengan tekanan reservoir.

Produktivitas formasi dapat dinilai berdasarkan perbandingan antara laju produksi terhadap perbedaan tekanan antara tekanan static formasi dengan tekanan alir dasar sumur. dapat pula ditentukan secara grafis yang biasanya disebut *Inflow Performance Relationship* (kurva IPR) Faktor - faktor yang mempengaruhi produktivitas formasi, antara lain tekanan reservoir (P_s dan P_{wf}), kerusakan formasi, sifat fisik batuan, sifat fisik fluida, dimensi dari sistem yaitu *drainage radius* (r_e) dan ketebalan formasi.

2.2.1 Penentuan Produktivity Index (PI)

Produktivity indeks (PI) adalah indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan dari suatu sumur untuk berproduksi, pada suatu kondisi tertentu secara kualitatif.. Secara definisi PI adalah perbandingan antara laju produksi (q) suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur tertentu (P_{wf}) dengan perbedaan tekanan statik formasi (P_s) (Mahendra et al, 2014). Secara matematis dapat dituliskan dalam persamaan :

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \text{ STB / Day/ Psi} \dots\dots\dots(14)$$

Dimana :

PI = *Produktivity index*, bbl/day

q = Laju produksi, bbl/day

- Ps = Tekanan statik reservoir, psi
 Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psi

Faktor-faktor yang mempengaruhi harga PI dapat ditentukan dengan penurunan persamaan PI dari persamaan *Darcy*, untuk aliran *radial* dapat berbentuk:

$$PI = \frac{0,007082 kh}{\mu_o \beta_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots(15)$$

Jika yang dialirkan minyak, maka persamaan menjadi:

$$PI = \frac{0,007082 k_o h}{\mu_o \beta_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots(16)$$

Bila yang dialirkan terdiri dari minyak dan air maka persamaan menjadi:

$$PI = \frac{0,007082 k_w h}{\mu_w \beta_w \ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots(17)$$

Bentuk lain yang sering digunakan untuk mengukur produktivitas sumur adalah *Specific Produktivity Indeks (SPI)* yaitu perbandingan antara PI dengan ketebalan. Bisa dirumuskan sebagai berikut :

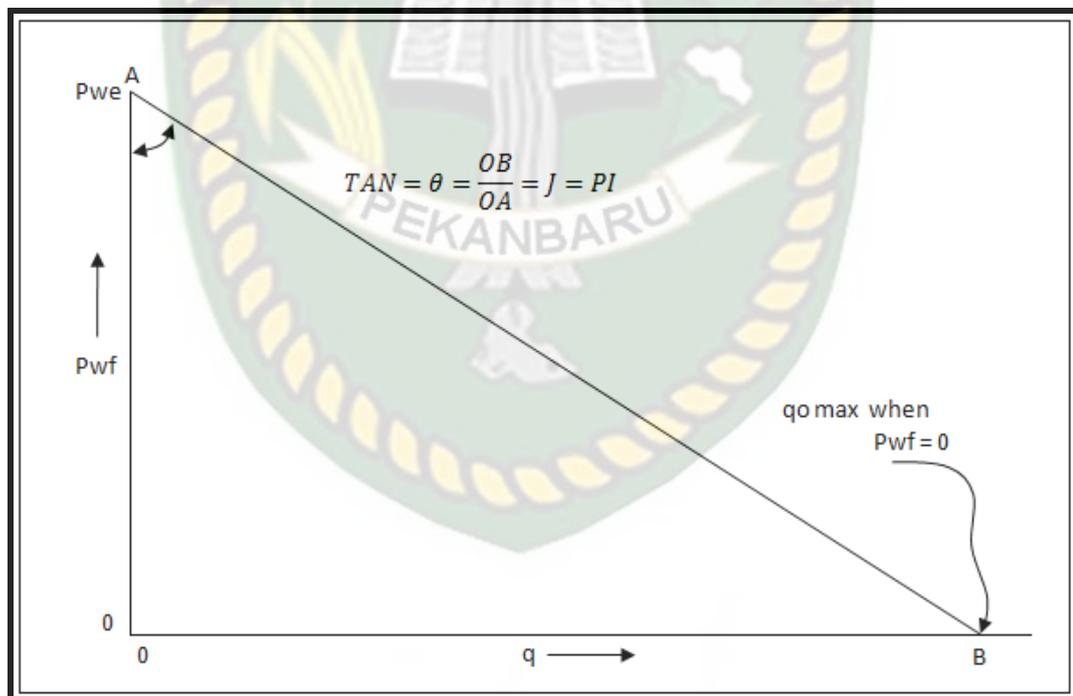
$$SPI = \frac{PI}{h} \dots\dots\dots 3.5$$

Keterangan :

- k = Permeabilitas, md
 ko = Permeabilitas minyak, md
 kw = Permeabilitas air, md
 μ_o = Viscositas minyak, cp
 μ_w = Viscositas air, cp

- B_o = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
 B_w = Faktor folume formasi air, bbl/STB
 r_e = Jari-jari pengurasan, ft
 r_w = Jari-jari sumur, ft
 h = Ketebalan formasi, ft

SPI ini biasanya digunakan untuk membandingkan produktivitas formasi pada sumur-sumur yang berbeda tetapi masih dalam satu lapangan. Untuk perencanaan suatu sumur atau untuk melihat ulah laku suatu sumur untuk berproduksi, maka hubungan antara kapasitas produksi minyak dengan tekanan alir dasar sumur biasanya digambarkan secara grafis dan sering disebut sebagai kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)*.



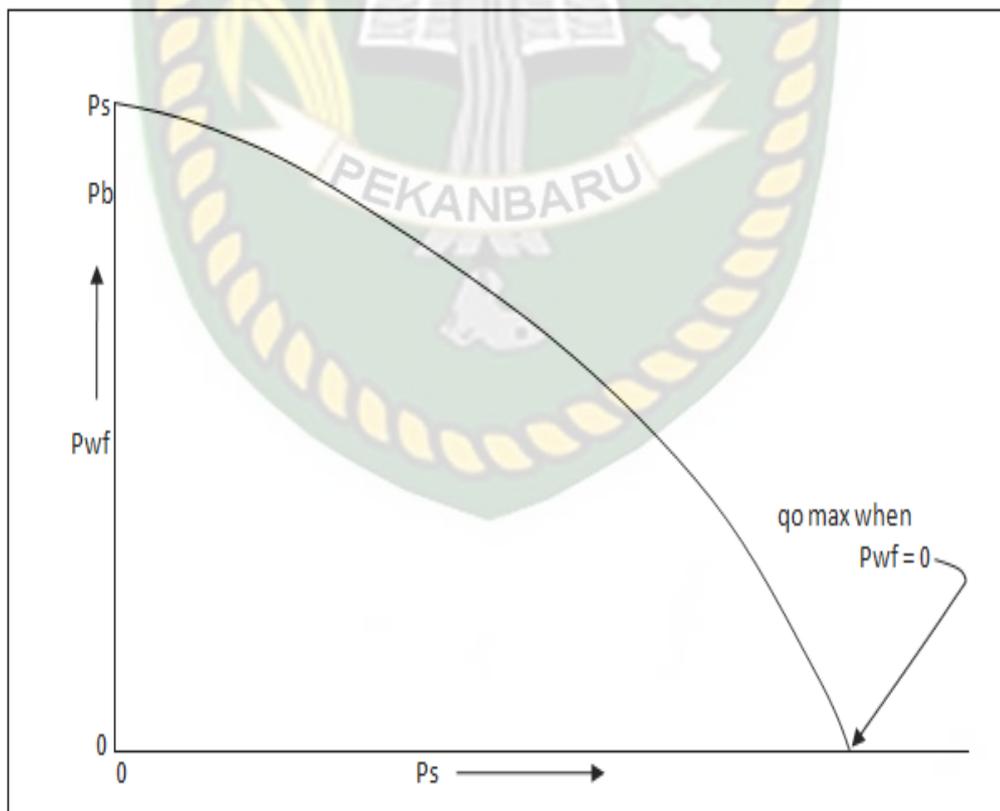
Gambar 2.1 Grafik IPR Linier (Beggs, Dale, 1978)

Berdasarkan dari persamaan diatas maka secara grafis dapat dapat diperoleh garis lurus seperti yang terlihat pada Gambar 2.1, maka $q_o = PI \times P_s$ dan harga laju produksi ini merupakan harga yang maksimum yang disebut sebagai

potensial sumur merupakan laju produksi maksimum yang diperbolehkan dari suatu sumur. Harga PI merupakan kemiringan dari garis *IPR* (Mahendra et al, 2014).

Bentuk dari garis *IPR* akan *linear* jika fluida yang mengalir satu fasa, tapi jika fluida yang mengalir terdiri dari dua fasa (fasa minyak dan fasa air) maka bentuk grafik *IPR* akan melengkung, dan harga *PI* tidak konstan lagi. Karena kemiringan grafik *IPR* akan berubah secara kontinyu untuk setiap harga P_{wf} , maka dalam hal ini *Vogel* memberikan pemecahannya yaitu dengan memplot *IPR* antara P_{wf}/P_s vs q/q_{max} . Persaman yang diberikan oleh *Vogel* adalah sebagai berikut :

$$\frac{q_o}{q_{o\ Max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{p} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{p} \right)^2 \dots\dots\dots(19)$$



Gambar 2.2 Grafik *IPR* untuk Aliran Dua Fasa (K. E. Brown, 1977)

2.2.2 Inflow Performance Relationship (IPR) Metode Standing

Metode *Standing* merupakan modifikasi dari persamaan *Vogel* dimana $P_b > P_i$, berdasarkan kenyataan bahwa untuk sumur yang mengalami kerusakan maka terjadi tambahan kehilangan tekanan di sekitar lubang bor.

Tekanan aliran dasar sumur ideal, P_{wf} tidak dipengaruhi oleh adanya faktor *skin*, sedangkan P_{wf}^* adalah tekanan dasar sumur sebenarnya yang dipengaruhi oleh faktor *skin*. Hubungan antara kedua tekanan alir dasar sumur tersebut adalah (K. E. Brown Vol. 1, Hal : 16, 1977):

$$P_{wf}^* = P_r - FE (P_r - P_{wf}) \dots\dots\dots(20)$$

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0,2 \left[\frac{P_{wf}^*}{P_r} \right] + 0,8 \left[\frac{P_{wf}^*}{P_r} \right]^2 \dots\dots\dots(21)$$

FE = efisiensi aliran, yang merupakan perbandingan antara Indeks produktivitas nyata dengan Indeks produktivitas ideal. Dengan demikian FE berharga lebih kecil dari satu apabila sumur mengalami kerusakan dan lebih besar satu apabila mengalami perbaikan sebagai hasil operasi stimulasi.

Dengan menggunakan hubungan tersebut, maka harga tekanan alir dasar sumur sebenarnya (yang dipengaruhi oleh faktor *skin*) diubah menjadi tekanan alir dasar sumur ideal, sehingga dapat dimasukkan kedalam persamaan *Vogel*.

Prosedur perhitungan kurva IPR untuk kondisi sumur yang mempunyai faktor *skin* sama dengan pemakaian persamaan *Vogel* yang telah diuraikan sebelumnya, hanya saja perlu ditambah satu langkah yang mengubah tekanan alir dasar sumur sebenarnya menjadi tekanan alir dasar sumur ideal. Harga FE yang diperlukan dalam perhitungan ini dapat diperoleh dari hasil analisis Uji *Build-Up* atau *drawdown*.

Harga laju produksi maksimum yang dihasilkan adalah harga laju produksi maksimum pada harga *skin* sama dengan nol, bukan laju produksi pada harga FE yang dimaksud. Untuk menghitung harga laju produksi maksimum pada harga FE

yang dimaksud, maka harga tekanan alir dasar sumur sebenarnya, yang sama dengan nol diubah menjadi tekanan alir dasar sumur pada kondisi ideal, kemudian dihitung laju produksinya.

Kelemahan dari metode *Standing* adalah dihasilkan kurva IPR, yang :

1. Hampir lurus, untuk harga $FE < 1$, meskipun kondisi aliran adalah dua fasa.
2. Berlawanan dengan definisi kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur.

Kedua hal tersebut di atas disebabkan penggabungan dua persamaan yang tidak selaras, yaitu persamaan *Vogel* yang berlaku untuk kondisi aliran dua fasa dengan definisi FE (efisiensi aliran) yang berlaku untuk kondisi satu fasa.