

PENGUJIAN SUMUR HP-01 PADA RESERVOIR EP-B DENGAN MENGGUNAKAN METODE *PRESSURE BUILD UP* DI LAPANGAN PRABUMULIH PT. PERTAMINA EP ASSET 2

¹⁾Euis Kusniawati, ²⁾Ruri Febriansyah

^{1,2)}Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Jurusan Teknik Perminyakan
Kampus Politeknik Akamigas Palembang
Jl. Kebon Jahe, Komperta Plaju Palembang, Indonesia
Email : euis_kusniawati@yahoo.com

Abstrak

Kegiatan pengujian sumur merupakan hal yang sangat penting dilakukan guna mengetahui kemampuan suatu reservoir berproduksi melalui sumur produksinya. Dalam pengujian sumur HP-01 lapangan TEP-B dilakukan pengujian sumur menggunakan metode PBU. Hasil dari metode PBU akan didapat nilai seperti permeabilitas, faktor skin, penurunan terhadap skin, dan aliran efisien. Pada hasil PBU terlihat pengaruh yang terjadi, bahwa sumur HP-01 pernah dilakukan stimulasi (fracturing) sehingga nilai skin sumur HP-01 negatif.

Kata Kunci : Pengujian Sumur, Pressure Build Up

1.1 Pendahuluan

Seiring bertambahnya waktu, reservoir yang diproduksi akan mengalami penurunan produksi, penurunan tersebut dapat disebabkan oleh kerusakan formasi, yang meliputi adanya faktor skin, penurunan tekanan, penurunan permeabilitas. Kerusakan formasi adalah rusaknya produktivitas formasi sumur akibat tersumbatnya pori didekat lubang bor atau rekahan-rekahan yang berhubungan langsung dengan lubang bor, sedangkan produktivitas formasi adalah kemampuan suatu reservoir untuk mengalirkan fluida dari formasi ke dalam sumur.

Hasil dari pengujian sumur (*well test*) akan didapatkan beberapa parameter diantaranya adalah : permeabilitas, skin dan efisiensi aliran. Prinsip pengujian sumur adalah dengan memberikan gangguan kesetimbangan tekanan terhadap sumur yang akan diuji dan usaha ini dilakukan dengan menutup sumur pada waktu tertentu atau dengan memproduksi sumur dengan laju alir yang konstan. Apabila pengujian sumur dilakukan dengan baik dan tepat dan hasilnya dianalisa secara tepat maka akan didapatkan informasi yang berguna untuk menganalisa kerusakan dan produktivitas formasi tersebut. Informasi yang diperoleh dari uji sumur adalah permeabilitas efektif batuan, kerusakan formasi, batas reservoir dan tekanan reservoir. Konfigurasi lubang bor menembus formasi serta geometri dan karakteristik reservoirnya menyebabkan pola aliran fluida yang terjadi berbeda-beda.

Dengan memproduksi suatu sumur yang menghubungkan permukaan dengan reservoir, akan

menyebabkan ketidakseimbangan tekanan dalam reservoir, sehingga akan menimbulkan gradien tekanan yang akan menyebabkan fluida dalam media berpori itu mengalir ke segala arah.

Besaran-besaran yang diakibatkan oleh aliran fluida dalam media berpori ke lubang sumur dipengaruhi oleh sifat fisik batuan dan sifat fisik fluida formasi. Apabila perubahan tekanan diplot sebagai fungsi waktu, maka akan dapat dianalisa pola aliran yang terjadi dan juga besaran karakteristik reservoirnya. Dengan menentukan kinerja aliran, dapat ditentukan karakteristik reservoir seperti permeabilitas (k), geometri aliran dan produktivitas formasi.

Pressure Build Up Test, merupakan suatu teknik pengujian sumur pada periode transien dilakukan dengan cara menutup sumur setelah memproduksi sumur selama waktu tertentu dengan laju alir yang tetap. Tekanan sumur akan naik sebagai fungsi waktu (tekanan yang dicatat biasanya tekanan dasar sumur). Dari analisa *Pressure Build Up Test*, dapat diketahui karakteristik formasi yang dapat digunakan untuk menentukan produktivitas sumur.

Tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Menganalisis dan mendapatkan nilai-nilai parameter reservoir dengan menggunakan metode Horner Plot.
2. Mengetahui kondisi sumur.

Adapun manfaat yang diharapkan dari penelitian ini berupa:

1. Mendapatkan nilai-nilai parameter reservoir seperti permeabilitas (k), skin (s), penurunan

tekanan akibat skin (ΔP_s), dan efisiensi aliran (FE)

2. Dapat mengetahui proses kegiatan *Pressure Build Up* (PBU) di lapangan secara langsung.

Penelitian ini hanya membahas mengenai Analisis *Pressure Build Up Test* dengan menggunakan Metode Homer Plot pada sumur "HP-01" Lapangan "TEP-B" di PT. Pertamina EP Asset-2 Field Prabumulih.

2. Kajian Literatur

2.1 Karakteristik Batuan Reservoir

Batuan reservoir adalah wadah di bawah permukaan bumi yang mengandung minyak, gas dan *aquifer*. Batuan reservoir umumnya terdiri dari batuan sedimen yang berupa batu pasir (*sandstone*) dan karbonat (sedimen klastik). Masing-masing batuan tersebut mempunyai komposisi kimia yang berbeda-beda begitupun dengan sifat fisiknya. Batuan reservoir mempunyai karakteristik sebagai berikut :

2.1.1 Porositas (ϕ)

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara pori batuan dengan volume total batuan. Di dalam porositas ini terdapat gambaran akan isi dari suatu cairan yang menempati ruangan.

$$\phi = \frac{V_B - V_G}{V_B} = \frac{V_P}{V_B} \dots \dots \dots (2.1)$$

Keterangan :

ϕ : Porositas
 V_B : Volume Bulk
 V_G : Volume Grain
 V_P : Volume Pori

2.1.2 Permeabilitas (k)

Permeabilitas didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Semakin besar permeabilitas maka semakin mudah fluida untuk mengalir melalui batuan itu. Permeabilitas dilambangkan dengan simbol "k" dan dinyatakan dalam satuan *Darcy* dengan persamaan sebagai berikut :

$$k = - \frac{q \mu \Delta L}{A \Delta P} \dots \dots \dots (2.2)$$

Keterangan :

q : Laju alir Fluida, cm^3/s
k : permeabilitas, *Darcy*
A : luas penampang media alir, cm^2
 ΔP : Perbedaan tekanan, atm

2.1.3 Saturasi

Saturasi adalah perbandingan antara volume pori-pori batuan yang terisi fluida formasi tertentu terhadap total volume pori-pori batuan yang terisi fluida atau jumlah kejenuhan fluida dalam batuan reservoir per satuan volume pori. Oleh karena

didalam reservoir terdapat tiga jenis fluida, maka saturasi terbagi menjadi tiga yaitu saturasi air (S_w), saturasi minyak (S_o), dan saturasi gas (S_g). Dimana secara sistematis dapat ditulis :

$$S_w = \frac{\text{Volume pori yang terisi air}}{\text{volume pori total}} \dots \dots \dots (2.3)$$

$$S_o = \frac{\text{Volume pori yang terisi minyak}}{\text{volume pori total}} \dots \dots \dots (2.4)$$

$$S_g = \frac{\text{Volume pori yang terisi gas}}{\text{volume pori total}} \dots \dots \dots (2.5)$$

2.2 Well Testing

Well testing merupakan kegiatan pengujian sumur yang bertujuan untuk menentukan kemampuan suatu formasi untuk menghasilkan fluida formasi atau dengan kata lain adalah menentukan produktivitas suatu sumur. Suatu perencanaan, pengoperasian dan analisa pengujian sumur yang tepat dapat melengkapi informasi tentang permeabilitas formasi, derajat kerusakan sumur bor atau stimulasinya, tekanan reservoir, kemungkinan batas reservoir dan heterogenitas formasi. 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*. Kemudian ada juga pengujian sumur yang dilakukan terhadap dua atau lebih sumur yang lazim disebut dengan *multiple-well test*. Beberapa contoh dari pengujian sumur ini adalah *drill stem test*, *interference test* dan *pulse test*. Selain itu ada juga *multiple-rate test*, yaitu pengujian sumur yang dilakukan dengan berbagai laju aliran fluida. Ada berbagai macam *well test* yang bisa dilakukan terhadap sumur, baik itu sumur produksi maupun sumur injeksi. Untuk sumur produksi diantaranya :

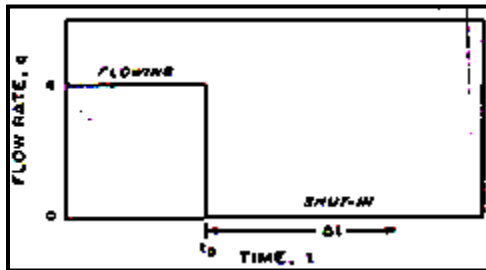
1. *Pressure Build Up Test* (PBU)
2. *Pressure Drawdown Test* (PDD)
3. *Injectivity Test*
4. *Fall Off Test*

Serta ada berbagai software yang dapat digunakan dalam menganalisa tekanan transien, seperti *Software Ecrin*. Dalam melaksanakan kegiatan penelitian ini mahasiswa menggunakan metode *Pressure Build Up Test* (PBU).

2.2.1 Pressure Build Up Test (PBU)

Pressure build up adalah salah satu dari metode *well test* yang paling umum dilakukan. Pada dasarnya pengujian ini dilakukan dengan memproduksi sumur selama waktu selang tertentu dengan laju aliran yang tetap, kemudian dilakukan penutupan sumur (*shut in*) dengan cara menutup kepala sumur di permukaan. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu.

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



Gambar 2.1 Grafik Laju Alir Ideal *Pressure Build Up*

Suatu sejarah produksi suatu sumur yang diperlihatkan oleh gambar 2.1. Mula-mula sumur diproduksi dengan laju alir tetap (q) selama waktu t_p , kemudian sumur ditutup selama waktu Δt .

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi\mu C_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2S \right] \dots (2.6)$$

Kemudian persamaan tersebut disusun menjadi :

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots (2.7)$$

Adanya penyimpangan dari garis lurus Horner dapat disebabkan oleh banyak hal. Seperti terjadinya penyimpangan pada segmen data awal dan data lanjut. Misalnya data awal dipengaruhi oleh *wellbore storage*. Efek dari *wellbore storage* ini mendominasi data awal dari suatu pengujian sumur, dimana lama pengaruh *wellbore storage* sangat tergantung kepada ukuran maupun konfigurasi lubang bomnya, pengaruh sumur-sumur produksi atau injeksi di sekeliling sumur yang diuji dan lain-lain.

Data-data yang diperoleh dari pengujian *pressure build up* adalah berupa data perubahan tekanan dan data waktu tes yang kemudian dianalisa untuk mendapatkan parameter reservoir seperti :

a. Permeabilitas

Merupakan kemampuan batuan untuk mengalir yang persamaannya sebagai berikut:

$$k = 162.6 \frac{q.B.\mu}{m.h} \dots (2.8)$$

b. Faktor Skin (S)

Faktor *skin* digunakan untuk untuk mengetahui apakah formasi mengalami kerusakan

atau tidak. Dimana apabila suatu faktor *skin* berharga positif (+) maka diindikasikan bahwa adanya kerusakan di lapisan formasi, sedangkan apabila keadaan faktor *skin* negatif (-) maka diindikasikan adanya perbaikan zona formasi dengan persamaan sebagai berikut :

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 3.23 \right] \dots (2.9)$$

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 hidrolik (*hydraulic fracturing*).

c. Efisiensi Aliran

FE merupakan efisiensi aliran atau besaran untuk mengetahui apakah sumur mengalami kerusakan atau mengalami perbaikan. Bila harga $FE \leq 1$, maka sumur tersebut mengalami kerusakan formasi dan bila harga $FE \geq 1$, maka sumur tersebut dalam keadaan baik atau telah diperbaiki baik melalui pengasaman atau maupun melalui perekahan hidrolik. Efisiensi aliran merupakan rasio suatu produktivitas indeks pada suatu kondisi formasi reservoir terhadap kondisi ideal pada saat diproduksi, sehingga dapat dituliskan persamaannya sebagai berikut :

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \dots (2.11)$$

2.2.2 Tujuan dan Kegunaan *Pressure Build Up*

Pressure build up adalah suatu cara yang digunakan untuk mendapatkan informasi secara langsung mengenai sifat-sifat fluida yang terkandung dalam reservoir, karakteristik batuan reservoir, temperatur, dan tekanan reservoirnya. Secara umum analisa Hasil Uji *Pressure Build Up* (PBU) reservoir gas bertujuan untuk menentukan :

1. Permeabilitas formasi (k)
2. Faktor Skin (S)
3. Tekanan reservoir (P^* atau P)
4. Efisiensi aliran (FE)

2.2.3 Karakteristik Kurva *Pressure Build Up Test*

Karakteristik kurva *Pressure Build Up Test* dapat menggambarkan bagian bagian dan ulah tekanan, untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 2.2. dimana pada gambar tersebut terlihat bahwa ulah tekanan

dapat dibagi menjadi tiga bagian segmen data yang meliputi :

1. Segmen Waktu Awal (*Early Time*)

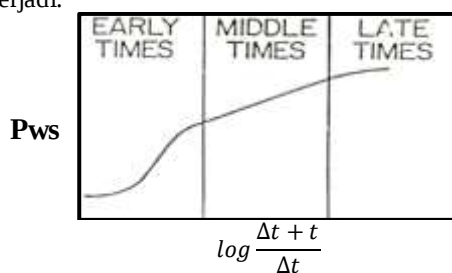
Mula-mula sumur ditutup, *pressure build up test* memasuki segmen data awal, dimana aliran didominasi oleh adanya pengaruh *wellbore storage*, *skin* dan *phase segregation (gas hump)*. Bentuk kurva yang dihasilkan oleh bagian ini merupakan garis melengkung pada kertas semilog, dimana mencerminkan penyimpangan garis lurus akibat adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur atau adanya pengaruh *wellbore storage*.

2. Segmen Waktu Pertengahan (*Middle Time*)

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 *infinite acting* 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.

3. Segmen Waktu Lanjut (*Late Time*)

Bagian akhir dari suatu kurva setara tekanan adalah bagian waktu lanjut (*late times*) yang dinampakkan 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 semi *steady state*. Selang waktu ini adalah sangat sempit atau kadang-kadang hampir tidak pernah terjadi.



Gambar 2.2 Grafik Pressure Build Up Test

2.2.4 Peralatan Pengujian Sumur

Dalam pengujian sumur terdapat alat yang digunakan yang disebut dengan EMR (*Electrical Memory Recorder*). Alat tersebut digunakan untuk mengetahui *Gauge* dan *Temperature Gauge*. Langkah kerja *Electrical Memory Recorder*.

- Pertama *check* semua peralatan.
- Rangkai peralatan seperti pemasangan BOP dan rangkaian *lubricator*.

- Kemudian *Check Casing Pressure* dan *Weel Head Pressure* dengan menggunakan *pressure gauge*.
- Atur EMR pada posisi 0 ft.
- Kemudian *running* dengan menurunkan *tool unit* kedalam sumur.
- Kemudian *rig down*

Di mana rangkaian tersebut terdiri dari :



Gambar 2.3 Kegiatan Traverse

2.2.5 Komponen Peralatan Traverse Service

1. Peralatan Di atas Permukaan:

Peralatan diatas permukaan pada saat proses *traverse* ini merupakan peralatan yang digunakan untuk mengkontrol dan mengendalikan rangkaian *tool unit* yang akan dimasukkan ke dalam sumur. Peralatan ini terdiri dari *power pack*, *meja control*, *winch*, rangkaian *lubricator*, dan BOP (*Blow Out Preventer*).

1. Lubricator

Lubricator merupakan batang – batang seperti pipa yang dirangkai dibawah *stuffing box*.



Gambar 2.4 Lubricator

2. BOP Wireline

Dipergunakan sebagai pencegah semburan liar yang mungkin terjadi selama operasi *Slickline*, dan sangat berguna pada waktu mengerjakan pekerjaan memancing pada sumur bertekanan.



Gambar 2.5 BOP Wireline

3. *Pressure Gauge*

Pressure gauge berfungsi untuk mengukur tekanan yang ada di dalam casing dan tekanan Well Head (WHP).



Gambar 2.6 Pressure Gauge

4. *Hay Pulley*

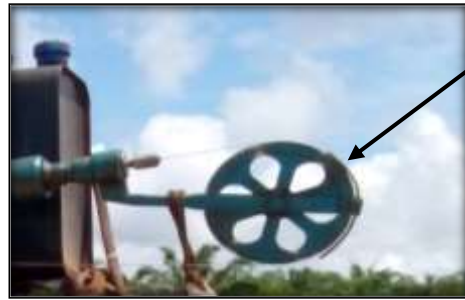
Hay pulley berfungsi untuk membuat Slickline tetap lurus menuju ke *stuffing box* dan mempermudah aliran dari Slickline.



Gambar 2.7 Hay Pulley

5. *Stuffing Box*

Stuffing Box dipergunakan untuk mengerjakan pekerjaan slickline pada sumur yang bertekanan. *Stuffing box* juga berfungsi sebagai pencegah semburan kedua setelah BOP wireline serta untuk mempermudah penarikan dan penguluran slickline.



Gambar 2.8 Staffing Box

6. *Load Seal*

Load Seal berfungsi untuk menahan berat rangkaian string.



Gambar 2.9 Load Seal

7. *Power Pack*

Power Pack berfungsi sebagai bagian yang memberikan tenaga dalam pengoperasian alat-alat.



Gambar 2.10 Power Pack

8. *Drum Slickline (Winch)*

Drum besar untuk menggulungan kawat slickline yang berputar karena adanya tenaga dari *power pack* melalui *gear box* sehingga kawat dapat masuk ke dalam sumur dan dapat ditarik kembali.



Gambar 2.11 Drum Slickline

9. Slickline

Slickline berfungsi mencegah agar rangkaian *tool unit* tidak jatuh kedalam sumur dan untuk menaik dan menurunkan rangkaian *tool unit*.



Gambar 2.12 Slickline

10. Weight Indicator (Marlin Deker)

Weight Indicator berfungsi untuk membaca beban dari rangkaian *tool unit*.



Gambar 2.13 Weight Indicator

2. Peralatan Bawah Permukaan :

Peralatan bawah permukaan ini merupakan rangkaian *tool string* yang dikirimkan dengan menggunakan *slickline* ke dalam sumur untuk mengambil informasi berupa temperatur dan tekanan di dalam sumur. Rangkaian *tool unit* umumnya tersusun atau terdiri atas *Rope Socket*, beberapa *Steam*, *Knuckel Joint*, *Spang Jar* dan *Electrical Memorial Recorder (EMR)*.

1. Rope Socket

Rope Socket berfungsi sebagai tempat untuk menghubungkan *slickline*.



Gambar 2.14 Rope Socket

2. Stem

Stem berfungsi sebagai pemberat sehingga rangkaian *tool unit* dapat turun ke dasar sumur.



Gambar 2.15 Stem

3. Knuckel Joint

Knuckel Joint berfungsi untuk fleksibilitas rangkaian *tool unit*.



Gambar 2.16 Knuckle Joint

4. EMR (Electrical Memorial Recorder)

EMR berfungsi untuk merecord temperature dan tekanan di dalam sumur.



Gambar 2.17 EMR (Electrical Memory Recorder)

5. Baterai Unit

Di dalam alat ini digunakan sebagai sumber tenaga yang dipasang pada rangkaian EMR.



Gambar 2.18 Baterai Unit

4.1 Analisa Perhitungan Pressure Build Up

Dengan memproduksi suatu sumur yang menghubungkan permukaan dengan reservoir akan menyebabkan ketidakseimbangan tekanan dalam reservoir, sehingga akan menimbulkan gradien tekanan yang akan menyebabkan fluida dalam berpori itu mengalir ke semua arah.

Besaran-besaran yang diakibatkan oleh aliran fluida dalam media berpori ke lubang sumur dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu : sifat fisik

batuan formasi dan sifat fisik dari fluida formasi. Apabila perubahan tekanan di plot sebagai fungsi waktu, maka akan dapat dianalisa pola aliran yang terjadi dan juga besaran karakteristik reservoirnya. Aliran fluida dalam media berpori menuju lubang sumur didasarkan atas hukum *Darcy*. Pola aliran radial paling sering digunakan untuk menggambarkan aliran fluida dalam media berpori.

Dalam menganalisa data, kita menggunakan *Pressure Build Up Test*, yang merupakan suatu teknik pengujian transien yang dilakukan dengan cara memproduksi suatu sumur selama selang waktu tertentu dengan laju alir yang tetap. Kemudian sumur tersebut ditutup sehingga tekanan menjadi naik dan dicatat sebagai fungsi waktu. Dari hasil *Pressure Build Up Test* dapat diketahui karakteristik formasi yang dapat digunakan untuk menentukan produktivitas formasi, sehingga dapat diketahui kemampuan suatu sumur untuk berproduksi dan jari-jari pengurasan sumur.

Untuk mendapatkan besarnya parameter-parameter tersebut, diperlukan melakukan analisa data *Pressure Build Up*. Pada sumur HP-01 menggunakan perhitungan dengan metode Horner Plot.

4.2 Perhitungan Hasil *Pressure Build-Up*

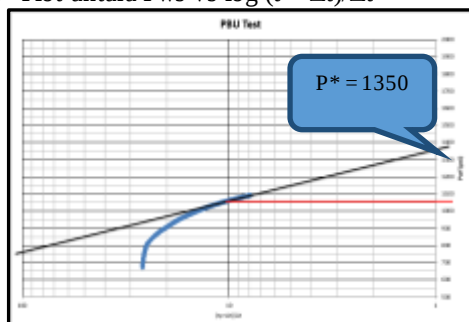
Langkah-langkah perhitungan hasil *Pressure Build-Up* menggunakan metode Horner Plot sebagai berikut:

1. Siapkan data-data pendukung:

Tabel 4.1 Data-data reservoir

Simbol	Nilai	Satuan
Qo	86	(bpd)
Tp	72	(hours)
Bo	1,30689	(psia)
μ	0,487563	(cp)
ϕ	13	%
rw	0,708333	(ft)
Ct	1,25342E-03	(psi ⁻¹)
H	10	(ft)
Pwf	671,8	(psia)

2. Buat tabel Δt , $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$, Pws, dan , dimana Pwf pada saat $\Delta t = 1$.
3. Plot antara Pws vs $\log(t + \Delta t)/\Delta t$



Gambar 4.1 Metode Horner Plot pada grafik semilog

4. Cari nilai slope(m) dengan rumus:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{\log x_2 - \log x_1}$$

$$m = \frac{1350 - 1065}{\log 10 - \log 1}$$

$$m = 285 \text{ psi/cycle}$$

5. Setelah itu cari nilai permeabilitas (k) dengan rumus:

$$k = \frac{162,6 \cdot Q \cdot \mu \cdot B}{m \cdot h}$$

$$k = \frac{162,6 \cdot 86 \cdot 0,487563 \cdot 1,30689}{285 \cdot 10}$$

$$k = 3,126 \text{ mD}$$

6. Setelah didapat nilai permeabilitas, maka selanjutnya mencari nilai skin menggunakan rumus:

$$S = 1,151 \left[\frac{P_{i\text{jam}} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2} + 3,23 \right]$$

$$S = 1,151 \left[\frac{825 - 671,8}{285} - \log \frac{3,126}{0,13 \cdot 0,487563 \cdot 1,25342E-03 \cdot 0,70833^2} + 3,23 \right]$$

$$S = -1,045$$

7. Lalu hitung ΔP_s dengan rumus:

$$\Delta P_s = 0,87 \cdot m \cdot S$$

$$\Delta P_s = 0,87 \cdot 285 \cdot -1,045$$

$$\Delta P_s = -259,302 \text{ psia}$$

8. Kemudian langkah terakhir yaitu menghitung Flow efficiency:

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}}$$

$$FE = \frac{1350 - 671,8 - (-259,302)}{1350 - 671,8}$$

$$FE = 1,38$$

4.3 Pembahasan Hasil *Pressure Build-Up* Menggunakan Metode Horner Plot

Berdasarkan *pressure build-up test* yang telah dilakukan pada sumur HP-01, didapatkan data tekanan dan temperatur dalam selang waktu tertentu (Δt). Penganalisaan hasil *Pressure Build-Up* yang menggunakan metode Horner terhadap sumur "HP-01" lapangan "TEP-B" yang bertujuan untuk mengetahui karakteristik reservoir dan kemampuan untuk berproduksi dengan menggunakan beberapa data, seperti data produksi (waktu produksi, laju alir, tekanan dasar alir, tekanan statik), kemudian data reservoir (viskositas, faktor volume formasi, kompresibilitas total, porositas), dan data hasil *Pressure Build-Up* itu sendiri (waktu, tekanan, dan temperatur yang didapat dari *electric memory recorder*). Setelah semua data didapat, kemudian dilakukan analisa. Dari hasil penganalisaan dan

dilakukan perhitungan dengan metode tersebut didapatkan :

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Pressure Build-Up

Metode Horner Plot		
Parameter	Nilai	Satuan
K	3,126	mD
S	-1,045	-
(ΔP)s	-259,302	Psia
FE	1,38	-

Dari grafik semilog antara P_{ws} vs $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$ kita bisa mengambil persamaan garis lurus untuk mendapatkan nilai P_{wf} 1hr, P^* (tekanan reservoir) serta nilai m (slope). Permeabilitas (k) pada sumur ini diperoleh 3,126 mD. Parameter ini mengindikasikan bahwa sumur ini dalam keadaan permeabilitas yang ketat (*tight*), dikarenakan permeabilitas sumur tersebut dalam kisaran 0 – 5 mD. Namun kita tidak bisa langsung menyatakan bahwa sumur ini baik – baik saja tanpa menghitung harga skin (s). Kasus ini bisa dijadikan sebagai hipotesis atau kesimpulan sementara.

Harga faktor skin atau faktor kerusakan formasi memberikan indikasi tentang keadaan formasi disekitar lubang bor. Skin yang diperoleh pada sumur ini yaitu -1,045. Jika harga skin bernilai positif (+) ini menunjukkan bahwa sumur tersebut mengalami kerusakan. Dan jika harga skin bernilai negatif (-), ini menunjukkan bahwa sumur tersebut tidak mengalami kerusakan atau sumur tersebut telah diperbaiki.

FE merupakan efisiensi aliran atau besaran untuk mengetahui apakah sumur mengalami kerusakan atau mengalami perbaikan. Bila harga $FE \leq 1$, maka sumur tersebut mengalami kerusakan formasi dan bila harga $FE \geq 1$, maka sumur tersebut dalam keadaan baik atau telah diperbaiki baik melalui pengasaman atau maupun melalui perekahan hidrolik. Pada hasil analisa di sumur HP-01 didapat nilai FE sebesar 1,38. $FE \geq 1$, maka sumur dalam keadaan baik atau telah dilakukan perbaikan. Sedangkan yang menandakan bahwa sumur dalam keadaan baik atau telah di perbaiki dapat dilihat dari penurunan tekanan akibat skin atau (ΔP)S sebesar -259,302.

Kesimpulan

Berdasarkan pembahasan yang telah dilakukan, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

- Hasil perhitungan dan analisa *pressure build-up test* diantaranya sebagai berikut :
 - $K = 3,126$ mD
 - $s = -1,045$
 - (ΔP)s = -259,302 psi
 - $FE = 1,38$
- Kondisi lubang sumur HP-01 yaitu dalam keadaan baik karena sumur telah mengalami perbaikan, itu terlihat dari sejarah sumur tersebut dan penelitian ini dilakukan untuk memvalidasi data yang sudah ada.

Daftar Pustaka

- Ahmed, Tarek, 1989. "Hydrocarbon Phase Behavior". Gulf Publishing Company, United States of America,
- Ahmed, Tarek dan Paul D.Mckinney, 2005. "Advanced Reservoir Engineering". Gulf Professional Publishing, United States of America
- Chaudhry, Amanat U., 2003. "Gas Well Testing Handbook". Advanced TWPSOM Petroleum System, Gulf Professional Publishing, United States of America
- John Lee, 1982. "Well Test", First Printing, Society Of Petroleum Engineering, Of AIME, New York
- Pertamina, 2003. Handbook "Teknik Reservoir". Pertamina file pdf
- Sumantri, R., 1996. "Teknik Reservoir", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia