

EVALUASI HASIL UJI *PRESSURE BUILD UP* PADA SUMUR DPL#1 DAN DPL#2 LAPANGAN PANDAWALIMA

EVALUATION RESULT OF PRESSURE BUILD UP TEST AT WELL OF DPL#1 AND DPL#2 PANDAWALIMA FIELD

Dwi Putri Lestari¹⁾

¹⁾ Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas Politeknik Akamigas Palembang, 30257, Indonesia
Corresponding Author E-mail: dwiputtrilestari@pap.ac.id

Abstract: PBU is a tech transien's testing pressure the most is known and a lot of executed, basically this test, the first produce well up to a time gap particular with fast streaming one makes a abode (constant), then closes that well. This well foreclosure cause its rise pressure which is noted as function of time (this noted pressure usually is well base pressure). In this writing writer utilizes to methodic Horner and drawed out by computerization method by use of *software Shapir* one that have result with high confidence, so gotten by maximum result and approaching by condition at the site. Of Well evaluation result DPL#1 was gotten by permeability (k) as big as 154 md, skin is factor as big as 1,2, effect pressure decrease skin (Δ ps) as big as 0,86 psi, *flow efficiency* as big as 0.83331 and radius investigation as 648 ft indicated that formation is still in good shape and was mandatory be done repair. DPL#2'S well resulting permeability (K) as big as 1.930 md, skin is factor as big as 87,63, effect pressure decrease skin (Δ ps) as big as 61,8 psi, *flow efficiency* as big as 0,0868 and radius investigation as 1.959 ft indicated that damaged formation and is referred to be repair.

Keywords: Pressure build up, Skin, Flow Efficiency.

Abstrak: *Pressure build up test* 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). Metode yang digunakan dalam Analisa adalah metode Horner dan dilanjutkan dengan metode komputersasi menggunakan *software Shapir* yang memiliki hasil dengan tingkat keakurasian yang tinggi, sehingga didapatkan hasil yang maksimum dan mendekati dengan kondisi di lapangan. Dari hasil evaluasi Sumur DPL#1 diperoleh permeabilitas (k) sebesar 154 md, skin faktor sebesar 1.2, penurunan tekanan akibat skin (Δ ps) sebesar 0.86 psi, *flow efficiency* sebesar 0.83331 dan Radius pengurusan sebesar 648 ft yang mengindikasikan bahwa formasi masih dalam kondisi baik dan belum wajib dilakukan perbaikan. Sumur DPL#2 menghasilkan permeabilitas (K) sebesar 1930 md, skin faktor sebesar 87.63, penurunan tekanan akibat skin (Δ ps) sebesar 61,8 psi, *flow efficiency* sebesar 0.0868 dan Radius pengurusan sebesar 1959 ft yang mengindikasikan bahwa formasi rusak dan dirujuk untuk dilakukan perbaikan. Kata kunci: *Pressure build up*, Skin, Flow Efficiency.

1. PENDAHULUAN

Rendahnya produksi suatu sumur merupakan suatu permasalahan dalam suatu operasi produksi. Kondisi ini dapat disebabkan karena penurunan tekanan reservoir, rusaknya peralatan produksi atau karena rusaknya formasi. Apabila Peralatan produksi masih cukup baik dan tekanan masih cukup besar, namun terjadi penurunan produksi, maka perlu suatu analisa mengenai kemungkinan adanya kerusakan formasi. Analisa Tekanan Transient adalah analisa yang dapat digunakan dalam mengidentifikasi karakteristik formasi dan mengindikasikan apakah pada formasi tersebut

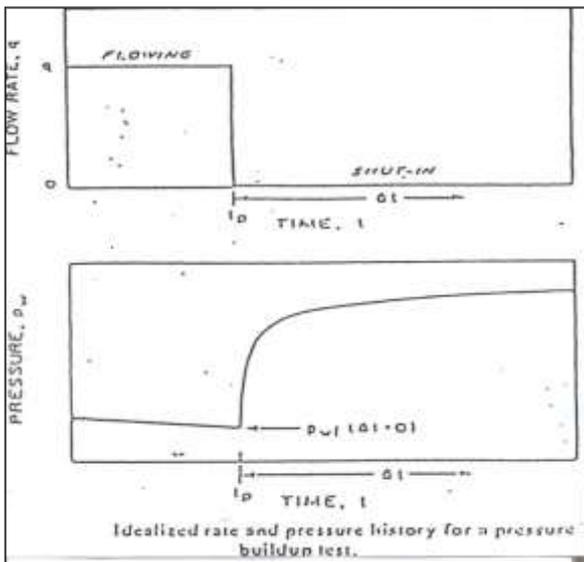
telah terjadi kerusakan. Kerusakan reservoir dapat diakibatkan oleh penurunan permeabilitas disekitar sumur akibat adanya skin, oleh karena itu analisa uji tekanan sangat diperlukan untuk menentukan kemampuan suatu lapisan berproduksi. Metode analisa sumur DPL#1 dan DPL#2 ini menggunakan analisa uji tekanan *pressure buildup test*, untuk menentukan produktivitas formasi, sehingga dapat diketahui kemampuan suatu sumur untuk berproduksi.

2. TEORI DASAR

2.1 Teori *Pressure Build-Up*

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).

Mula – mula sumur diproduksi dengan laju tetap sebesar q , selama waktu t_p , kemudian sumur tersebut ditutup selama waktu Δt .



Sumber : Abdassah, Doddy, 2004

Gambar 2.1 Ulah Aliran dan Sejarah Tekanan pada Analisa Pressure Build-Up

Didapat persamaan (Earlougher, Robert C, 1997):

$$P_{ws} = P_i - 70,6 \frac{q\mu B}{kh} \ln\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

atau

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

Dimana:

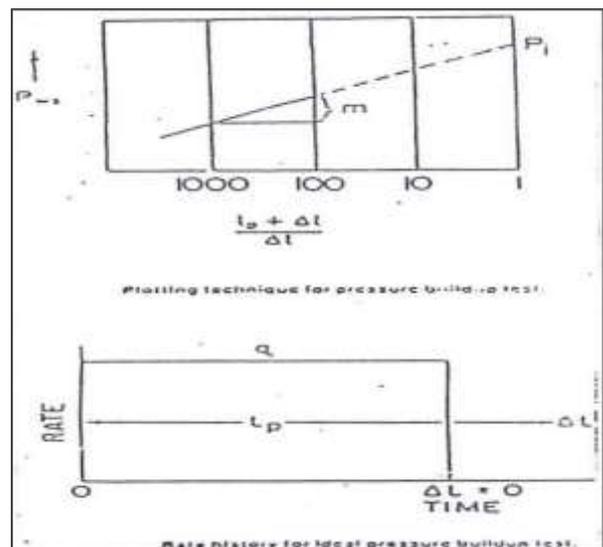
- P_{ws} = tekanan dasar sumur selama penutupan (psi)
- P_i = tekanan reservoir mula – mula sebelum shut-in (psi)
- q = laju produksi sebelum sumur ditutup (bbl/day)
- c_t = compressibilitas total (psi^{-1})
- μ = viscositas minyak (cp)
- B_o = faktor volume formasi (bbl/STB)

- k = permeabilitas efektif (mD)
- h = ketebalan formasi produktif (ft)
- t_p = waktu produksi sebelum dilakukan uji sumur (jam)
- Δt = waktu penutupan sumur (jam)

Persamaan diatas memperlihatkan bahwa P_{ws} , shut-in BHP, yang dicatat selama penutupan sumur, apabila di-plot terhadap $\log(t_p + \Delta t/\Delta t)$ merupakan garis lurus dengan kemiringan:

$$m = \frac{162,6 q\mu B}{kh}$$

Contoh yang ideal dari pengujian ini dapat dilihat pada Gambar 2.2. Jelas bahwa permeabilitas dapat ditentukan dari slope, sedangkan apabila garis ini diekstrapolasi ke harga Horner time akan sama dengan satu ($t_p + \Delta t/\Delta t = 1$, maka tekanan pada saat ini teoritis sama dengan tekanan awal reservoir tersebut.



Sumber : Abdassah, Doddy, 2004

Gambar 2.2 Teknik Plot Tekanan dan Ulah Aliran pada Analisa PBU

Sesaat sumur ditutup akan berlaku hubungan:

$$P_{ws} = P_i + m \left[\log \frac{1.688 \phi \times \mu \times c_t \times r_w^2}{k \times t_p} \right] - 0,87S$$

Pada saat waktu penutupan sama dengan Δt , berlaku hubungan:

$$P_{ws} = P_i - m \log\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right]$$

Apabila dikombinasikan, maka dapat dihitung faktor skin, sehingga:

$$S = 1,151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf}}{m} \right) + 1,151 \log \left(\frac{1.688 \times \phi \times \mu \times c_t \times r_w^2}{k \times \Delta t} \right) + 1,151 \log \left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

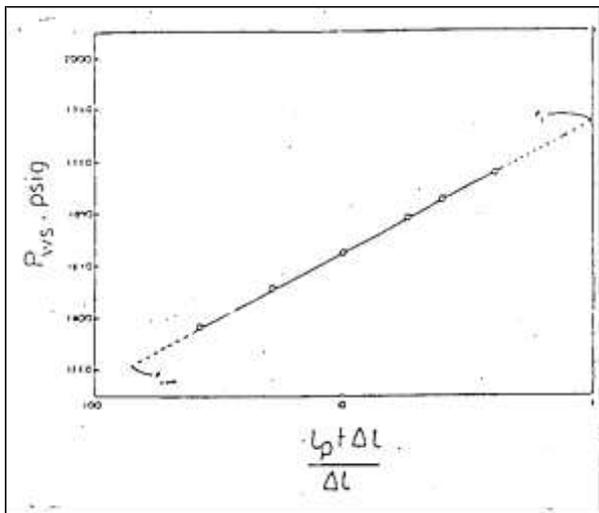
Di dalam industri perminyakan biasanya dipilih Δt sama dengan satu jam, sehingga $\log (tp + \Delta t / \Delta t)$ dapat diabaikan, P_{ws} pada persamaan diatas menjadi P_{1jam} , yang diambil dari garis lurus ekstrapolasi, sehingga persamaan tersebut menjadi:

$$S = 1,151 \left[\frac{(P_{1jam} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \times \mu \times c_t \times (r_w)^2} \right) + 3,23 \right]$$

Dimana:

- S = faktor kerusakan formasi
 m = slope/kemiringan (psi/cycle)
 P_{1jam} = tekanan pada saat $\Delta t = 1$ jam (psi)
 P_{wf} = tekanan aliran sumur (saat sumur ditutup) (psi)
 Φ = porositas (fraksi)
 μ = viskositas (cp)
 c_t = *compressibilitas* batuan total (psi^{-1})
 r_w = jari – jari sumur (ft)
 k = permeabilitas efektif (mD)

Apabila S ini berharga positif berarti ada kerusakan (*damage*), yang pada umumnya dikarenakan adanya invasi *filtrat* lumpur pemboran ke dalam formasi. S yang berharga negatif menunjukkan adanya perbaikan (*stimulated*), biasanya setelah dilakukan pengasaman (*acidizing*) atau perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*).



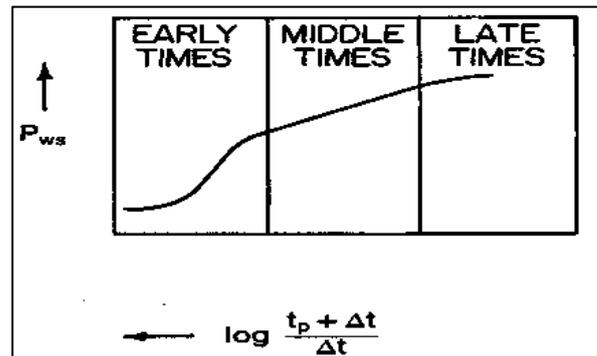
Sumber : Lee, John., 1982

Gambar 2.3 Grafik Ideal Analisa *Pressure Build-Up*

2.2 Karakteristik Kurva *Pressure Buildup Test*

Karakteristik kurva *pressure build up test* dapat menggambarkan bagian-bagian dari ulah 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*), dan
3. segmen data lanjut (*late time*).



Sumber : Abdassah, Doddy, 2004

Gambar 2.4 Grafik Aktual Test PBU

2.2.1 Segmen Data 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 disekitar lubang sumur atau adanya pengaruh *wellbore storage* seperti terlihat pada Gambar 2.4.

2.2.2 Segmen Waktu Pertengahan (*Middle Times*)

Dengan bertambahnya waktu, radius pengamatan akan semakin jauh menjalar ke dalam formasi. Setelah pengaruh data awal terlampaui, maka tekanan akan masuk kebagian 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.

2.2.3 Segmen Waktu Lanjut (*Late Times*)

Bagian akhir dari suatu kurva setara tekanan adalah bagian waktu lanjut (*late times*) yang ditampilkan 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 di sekitar sumur yang diuji. Periode ini merupakan selang waktu di antara periode *transient* (peralihan) dengan awal periode *semi steady state*. Selang waktu ini adalah sangat sempit atau kadang-kadang hampir tidak pernah terjadi.

2.3 Analisa *Pressure Build Up* Menggunakan *Software Saphir*

Untuk menganalisa tekanan transien diperlukan sebuah *software* yang mempermudah dalam pengolahan data. Analisa dengan *software* bertujuan untuk mempermudah dan meminimalisir persentasi kesalahan akibat *human error*. Pada penelitian ini, pengolahan data menggunakan *software saphir* yang dikembangkan oleh ecrin.

Generasi pertama *Saphir* dirilis pada tahun 1988, yang merupakan *software* yang berbasis DOS. Generasi kedua dirilis pada tahun 1993 dimana versi ini sudah dapat dijalankan dengan *Multi-Platform* (Windows, Macintosh dan Motif) yang ditulis dalam format C dan C++ dengan menggunakan grafis XVT.

Pengembangan program *Saphir* sangat cepat dan banyak mengalami perubahan. Saat ini telah tumbuh ke posisi dominan dalam industri dengan lebih dari 2.700 lisensi komersil yang digunakan sebagai standar oleh semua perusahaan minyak. Metodologi *Saphir* selalau berdasarkan turunan *Bourdet* sebagai alat utama *diagnostic* dimana prinsipnya adalah mencocokkan data diukur untuk model, dengan mempertimbangkan *detail* dari sejarah

produksi. Analisa tekanan yang dapat dilakukan *saphir* antara lain:

- 1) *Pressure build up*,
- 2) *Pressure draw down*,
- 3) *Interference test*,
- 4) *Fall of test*, dan
- 5) *Deliverability test reservoir gas*.

Langkah awal dalam pengolahan data dengan *Saphir* adalah mempersiapkan data hasil *well test* dan data pendukung lain untuk pemodelan. Prinsipnya semakin cocok model yang digunakan untuk analisa data dengan kondisi sebenarnya maka hasil yang diperoleh akan semakin akurat.

2.3.1 Konsep Dasar *Saphir*

Saphir adalah *software* yang dapat digunakan untuk interpretasi *well test* yang dikemas berdasarkan pada metodologi *pressure derivative*. Logika dasarnya adalah sebagai pedoman untuk menyelesaikan interpretasi yang lengkap dengan metode ini, selain itu juga dapat memberikan akses yang mudah untuk melengkapi fasilitas yang lain.

Langkah-langkah yang berbeda dalam sebuah interpretasi menggunakan *pressure derivative* adalah dapat diperoleh lebih banyak dari halaman interpretasi pada control panel. Pada beberapa *point* dalam sebuah interpretasi, *Saphir* memberikan proses tahap lanjut, menyediakan pilihan-pilihan aplikasi dan menganjurkan apa yang harus kita kerjakan selanjutnya. Dengan asumsi langkah-langkah tersebut benar dan data yang didapatkan *valid*. Selanjutnya diberikan pilihan adalah inti yang harus dikerjakan.

2.3.2 Langkah Kerja *Software Saphir*

Setelah tahap inisialisasi dan kontrol kualitas data, langkah dasar interpretasi, dari muatan data awal untuk menurunkan ke dalam model terakhir, adalah sebagai berikut:

- 1) *Loading rate and pressure data*

Tujuan utamanya untuk mendapatkan sebuah data laju alir dan tekanan yang lengkap dan tepat. Ini dapat dilakukan apabila tidak ada data yang tersimpan, atau jika hanya data *pressure* yang tersedia, langkah ini untuk memberikan data laju alir. Jika hanya laju alir yang tersedia, maka langkah selanjutnya dianjurkan untuk mengisi data tekanan.

2) Load rate

Data laju alir dapat diisi dari *ascii file*, dari *clipboard*, dari *keyboard* ataupun dari *PAS file*. Ketika laju alir diisi dari *file* dapat dipilih dari durasi ataupun dari saat dimulai.

3) Load pressure

Data tekanan dapat diisi dari *ascii file*, dari KPR atau KD2 *file* (Saphir V2 Format), dari *PAS file*, dari *clipboard*, dari data perolehan ataupun dari *keyboard*. *Pressure gauges* dapat diisi dari pilihan *Load P* pada panel interpretasi ataupun pilihan pengisian pada QA/QC panel.

4) Extracting Delta P

Setelah data laju alir dan tekanan terisi, langkah selanjutnya adalah untuk *extract dt*, *dP* data dari periode aliran. Dari langkah ini, akan didapat *log-log plot* dan *semi-log plot*. *Log-log plot* menunjukkan data tekanan dan *pressure derivative*. Setelah *derivative* tersedia, saphir akan memberikan perkiraan awal yang sesuai, terhadap model yang dianalisa pada data.

5) Generating a model

Langkah selanjutnya adalah dengan memilih model dan mengisi model parameter. Setelah semua parameter terisi, model akan ditunjukkan dalam sebuah periode aliran dan keseluruhan sejarah produksi. Model dapat disesuaikan dengan data pada *log-log plot* dan model yang sama dapat digunakan pada parameter-parameter yang baru. Setelah digunakan untuk memberikan sebuah periode aliran, model dapat menunjukkan dalam beberapa periode yang lain.

6) Improve

Setelah sebuah model tersedia langkah selanjutnya adalah untuk *running improve* menjadi sebuah *linear* atau *non linear regression* untuk mengurangi perbedaan antara model dengan data. Langkah ini digunakan untuk mensesuaikan grafik tekanan dan *derivative*-nya.

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Jenis Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan metode deskriptif dengan berbentuk kuantitatif dan kualitatif.

3.2 Interpretasi Pressure Build-Up test

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 dianalisa. Analisa dengan metode Horner secara manual, yaitu dengan cara *plotting* data tekanan (P_{ws}) pada saat penutupan sumur (*shut in*) vs *Horner time* ($((t_p + \Delta t) / \Delta t)$). Dari *plotting* 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 effect* sehingga tidak dapat menginterpretasikan sifat reservoir yang sebenarnya.

Tahapan-tahapan interpretasi *pressure build up test* dengan menggunakan metode Horner sebagai berikut:

1. Siapkan data – data pendukung, antara lain:
 - Kumulatif produksi,
 - Produksi rata-rata,
 - Porositas,
 - Kompresibilitas batuan,
 - Jari-jari sumur,
 - Faktor volume formasi,
 - Viscositas fluida, dan
 - Ketebalan lapisan produktif.
2. Hitung berapa lama sumur telah diproduksi dengan rumus:

$$t_p = \frac{N_p, \text{ kumulatif produksi}}{q_0, \text{ produksi rata-rata terakhir sebelum test}}$$
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*.

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

$$c_s = \frac{q \times B \times \Delta t}{24 \times \Delta P}$$

- Buatlah *Horner plot* antara $\log((tp + dt)/dt)$ 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 $((tp + dt)/dt) = 1$.

- Hitung harga permeabilitas (k) dengan persamaan :

$$k_o = \frac{162,6 \times q_o \times \mu \times B_o}{m \times h}$$

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

- Hitung harga faktor *skin* dengan persamaan:

$$S = 1,151 \left[\frac{(P_{1jam} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \times \mu \times c_t \times (r_w)^2} \right) + 3,23 \right]$$

- Hitung r_i (*radius of investigation*) dengan persamaan :

$$r_i = \left[\frac{k \times t}{948 \times \phi \times \mu \times c_t} \right]^{1/2}$$

- Hitung *flow efficiency* (FE) dengan persamaan:

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

$$\Delta P_{skin} = 0,87 \times m \times s$$

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

FE = 1 menunjukkan permeabilitas formasi di sekitar lubang sumur telah diperbaiki dan harganya lebih besar dari harga semula.

- Hitung *productivity index* (PI) dengan persamaan:

$$PI = \frac{q_o}{P^* - P_{wf}}$$

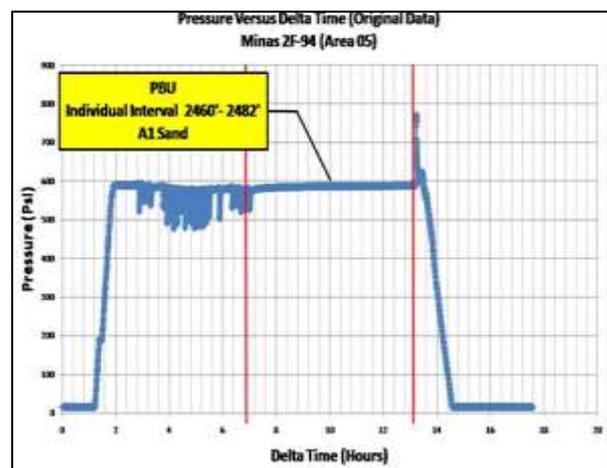
4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis *Pressure Build Up* Pada Sumur DPL#1 dan DPL#2

Dari hasil uji *pressure build up*, maka dilakukan evaluasi menggunakan metode Horner dan analisa dengan menggunakan *software Saphir*. Metode Horner dan komputerisasi untuk menganalisa *pressure build up*, agar diperoleh tingkat kepercayaan yang tinggi. Dari hasil keseluruhan tes, dapat dilihat distribusi permeabilitas, faktor *skin*, dan parameter lainnya berdasarkan perubahan waktu. Pengujian *pressure build up* dilakukan pada sumur DPL#1 dan sumur DPL#2. Berikut data sumur dan data reservoir sumur.

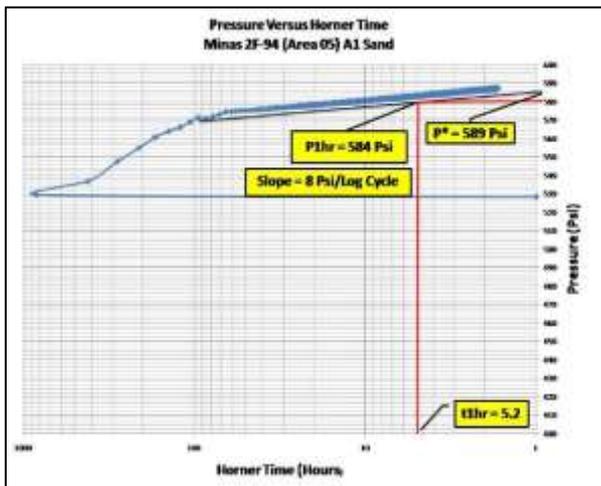
Tabel 4.1 Data Sumur dan Reservoir Sumur DPL#1 dan DPL#2

Parameter	DPL#1	DPL#2
<i>Production Rate</i> (q_f)	604,8 BBLS/D	777,6 BBLS/D
<i>Well Radius</i> (r_w)	0,29 ft	0,4 ft
<i>Production Time</i> / tp (hr)	6 hr	6 hr
<i>Thickness</i> (h)	31 ft	32 ft
<i>Mix Specific Gravity</i> (SG_{mix})	0,998	1
<i>Average Temperature</i>	200 °F	200 °F
<i>Compressibility</i>	$2,65 \times 10^{-5} \text{psi}^{-1}$	$2,65 \times 10^{-5} \text{psi}^{-1}$
<i>Porosity</i> (f)	0,2	0,20
<i>Oil Viscosity</i> (μ_o)	3,3 cp	3,3 cp
<i>Oil FVF</i> (B_o)	1,08 RB/STB	1,08 RB/STB
<i>Water Cut</i> (WC)	98%	99%



Gambar 4.1 Data *Pressure Vs Delta Time* Sumur DPL#1

Analisa dengan menggunakan *pressure build up test* adakalanya dijumpai hambatan dalam menganalisa datanya. Hambatan yang terjadi dalam menganalisa dengan menggunakan metode *Horner* adalah pengaruh *wellbore storage* yang mendominasi segmen data awal. Pada segmen data awal bentuk kurva yang dihasilkan merupakan garis lengkung pada kertas semilog, dimana mencerminkan penyimpangan dari garis lurus akibat adanya pengaruh *wellbore storage*. Idealnya untuk menganalisa data yang dihasilkan uji sumur dengan baik, maka pengujian sumur harus berlangsung cukup lama sehingga data tekanan yang didapat merupakan data tekanan formasi yang sebenarnya.



Gambar 4.2 Data *Pressure Vs Horner* Sumur DPL#1

Berdasarkan hasil analisa *horner plot*, maka diperoleh hasil sebagai berikut:

1. Permeabilitas (k) :

$$k = 162,6 \frac{q \times \mu \times B_o}{m \times h}$$

$$k = 162,6 \frac{604,8 \text{ BBLS/D} \times 0,36 \text{ cp} \times 1,08 \text{ RB/STB}}{8 \times 31 \text{ ft}}$$

$$k = 154,172 \text{ mD}$$

2. Nilai *skin factor*:

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

$$S = 1,151 \left\{ \frac{584 \text{ psi} - 528,2 \text{ psi}}{m} - \log \frac{154,172 \text{ mD}}{0,2 \times 0,36 \text{ cp} \times 0,000256 \text{ psi}^{-1} \times 0,29 \text{ ft}^2} + 3,23 \right\}$$

$$= 1.396 \text{ psi/log cycle}$$

3. Harga ΔP_s :

$$\Delta P_s = 0,87 \times m \times s$$

$$= 0,87 \times 8 \times 1,396$$

$$= 9,722 \text{ psi log/cycle}$$

4. Produktivitas formasi (PI)

$$PI_{ideal} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}$$

$$PI_{ideal} = \frac{604,8 \text{ STB/D}}{589 \text{ psi} - 528,27 \text{ psi} - 9,722 \text{ psi}}$$

$$= 11,8569 \text{ STB/D.psi}$$

5. Flow Effisiensi (FE)

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

$$FE = \frac{589 \text{ psi} - 528,27 \text{ psi} - 9,722 \text{ psi}}{589 \text{ psi} - 528,722 \text{ psi}} \times 100\%$$

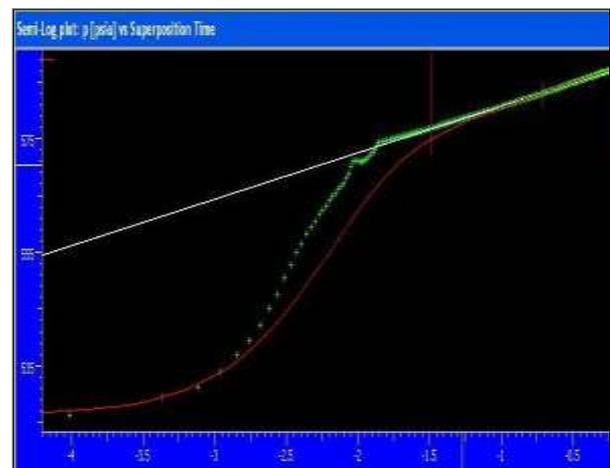
$$= 0,8399 \%$$

6. Radius pengurasan (ri)

$$r_i = 0,03 \sqrt{\frac{k \cdot t \cdot P}{\phi \cdot \mu \cdot C_t}}$$

$$r_i = 0,03 \sqrt{\frac{154,72 \text{ mD} \times 4,20655 \text{ jam}}{0,2 \times 0,36 \text{ cp} \times 0,000256 \text{ psi}^{-1}}}$$

$$= 589,788 \text{ ft}$$

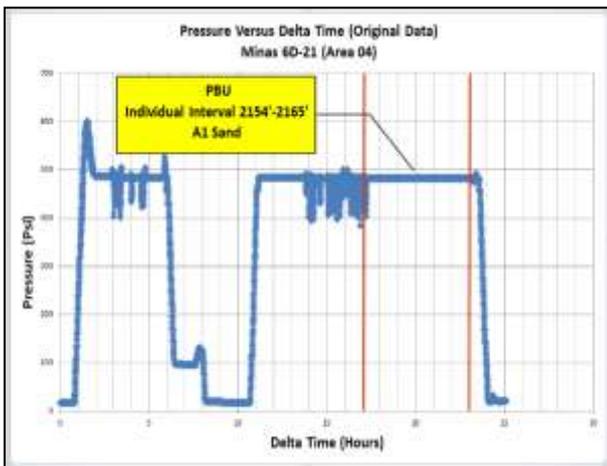


Gambar 4.3 Kurva *Semi-Log Plot* yang Dihasilkan Pada *Saphir* sumur DPL#1

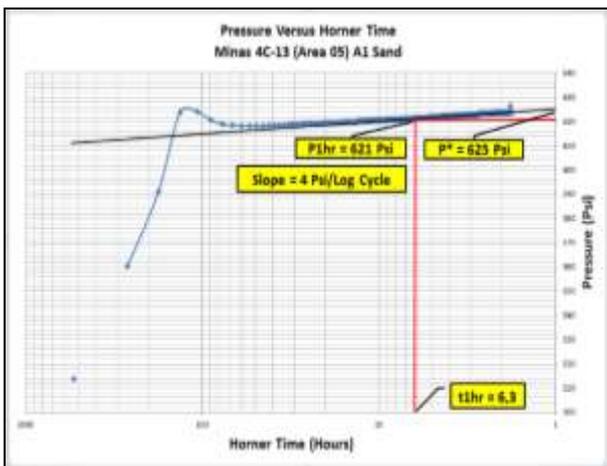
Uji *pressure build up* pada sumur DPL#1, setelah dianalisa dengan metode *Horner* manual menghasilkan permeabilitas (K) sebesar 154,17429 mD, *skin factor* sebesar 1,39 *psi/log cycle*, penurunan tekanan akibat *skin* (Δp_s) sebesar 9,722 psi, *flow efficiency* sebesar 0,8399% dan radius pengurasan sebesar 589,788 ft. Melalui perhitungan dan analisa dengan metode *Horner*, maka

dilanjutkan analisa dengan menggunakan metode *pressure derivative* dengan *software Saphir (Ecrin V4.12.06)* dengan tingkat akurasi yang tinggi dibandingkan dengan metode manual. Nilai yang dihasilkan untuk sumur DV#1 adalah permeabilitas (k) sebesar 154 mD, *skin factor* sebesar 1,2, penurunan tekanan akibat *skin* (Δp_s) sebesar 10,58 psi, *flow efficiency* sebesar 0,86 dan Radius pengurasan sebesar 648 ft.

Analisa dengan menggunakan *pressure build up test* pada sumur DPL#2 diperoleh hasil sebagai berikut:



Gambar 4.4 Data *Pressure Vs Delta Time* Sumur DPL#2



Gambar 4.5 Data *Pressure Vs Horner* Sumur DPL#2

Tabel 4.2 Hasil Akhir Analisa Horner Plot dan *Saphir* Sumur DPL#1

Parameter	<i>Horner Plot</i>	<i>Saphir</i>
Permeabilitas (mD)	154,172	154

Parameter	<i>Horner Plot</i>	<i>Saphir</i>
<i>Skin factor</i>	1,396	1,2
PI (STB/d)	11,8569	27,94
ΔP_{skin} (psi)	9,722	8,4
<i>Flow efficiency</i> (%)	0,8399	0,86
<i>Reservoir boundary</i> (ft)	589,788	648

Berdasarkan hasil analisis horner plot diatas, maka diperoleh hasil sebagai berikut :

1. Permeabilitas (k) :

$$k = 162,6 \frac{q \times \mu \times B}{m \times h}$$

$$k = 162,6 \frac{776 \text{ BBL/D} \times 0,3 \text{ cp} \times 1,08 \text{ RB/STB}}{4 \times 32 \text{ ft}}$$

$$k = 320 \text{ mD}$$

2. Nilai *skin factor*:

$$S = 1,151 \left\{ \frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_r r_w^2} + 3,23 \right\}$$

$$S = 1,151 \left\{ \frac{621 \text{ psi} - 435 \text{ psi}}{0,8} - \log \frac{320 \text{ mD}}{0,26 \cdot 0,3 \text{ cp} \cdot 0,0000256 \text{ psi}^{-1} \cdot 0,400 \text{ ft}^2} + 3,23 \right\}$$

$$S = 46,69$$

3. Harga ΔP_s :

$$\Delta P_s = 0,87 \times m \times s$$

$$= 0,87 \times 4 \times 46,69$$

$$= 162,51 \text{ psi log/cycle}$$

4. Produktivitas formasi (PI)

$$PI_{ideal} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}$$

$$PI_{ideal} = \frac{776 \text{ STB/D}}{625 \text{ psi} - 435,59 \text{ psi} - (162,51 \text{ psi})}$$

$$= 28,84 \text{ STB/Day.psi}$$

5. *Flow efficiency* (FE)

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

$$FE = \frac{625 \text{ psi} - 435,59 \text{ psi} - 162,51 \text{ psi}}{625 \text{ psi} - 435,59 \text{ psi}} \times 100\%$$

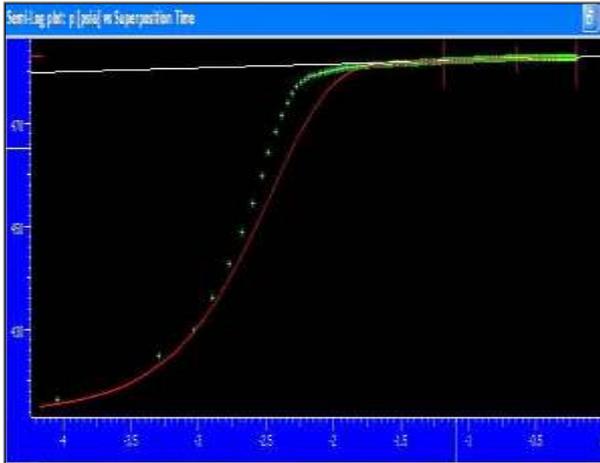
$$= 0,14 \%$$

6. radius pengurasan (ri)

$$ri = 0,03 \sqrt{\frac{k \cdot P}{\phi \cdot \mu \cdot Ct}}$$

$$ri = \sqrt{\frac{320 \text{ mD} \cdot 5,29962 \text{ jam}}{0,22 \times 0,33 \text{ cp} \times 0,0000256 \text{ psi}^{-1}}}$$

$$= 1.011,41 \text{ ft}$$



Gambar 4.6 Kurva Semi-Log Plot yang Dihasilkan Pada Saphir sumur DPL#2

Pada sumur DPL#2, setelah dianalisa dengan metode Horner manual menghasilkan permeabilitas (k) sebesar 320 mD, *skin factor* sebesar 46,69, penurunan tekanan akibat *skin* (Δp_s) sebesar 162,51 psi, *flow efficiency* sebesar 0,1428 dan radius pengurasan sebesar 1.011,41 ft. Melalui perhitungan dan analisa dengan metode Horner, maka dilanjutkan analisa dengan menggunakan metode *pressure derivative* dengan *software Saphir* dengan tingkat akurasi yang tinggi dibandingkan dengan metode manual. Nilai yang dihasilkan oleh *software* ini untuk sumur DV#2 adalah permeabilitas (K) sebesar 310,10 mD, *skin factor* sebesar 45,81, penurunan tekanan akibat *skin* (ΔP_s) sebesar 164,2 psi, *flow efficiency* sebesar 0,1428 dan radius pengurasan sebesar 1.018 ft.

Tabel 4.3 Hasil Akhir Analisa *Horner Plot* dan *Saphir* Sumur DPL#2

Parameter	<i>Horner Plot</i>	<i>Saphir</i>
Permeabilitas (mD)	320	310,10
<i>Skin factor</i>	46,69	45,81
PI (stb/d)	28,84	27,94
ΔP <i>skin</i> (psi)	162,51	164,2
<i>Flow efficiency</i> (%)	0,14	0,1428
<i>Reservoir boundary</i> (ft)	1.011,41	1.018

Pada lapisan ini memiliki nilai *skin factor* bernilai positif (+) termasuk dalam kategori sumur sangat buruk, meski sumur DPL#2 ini memiliki permeabilitas yang baik. *Skin* tidak saja disebabkan selama produksi berlangsung, *skin* bisa terjadi saat kompleksi berlangsung seperti saat pemboran, penyemenan dan perforasi. *Skin* berdampak pada menurunnya tekanan reservoir hampir mencapai 20% dan turut melemahnya *flow efficiency* (FE) yang menjadikan aliran sangat rendah yang mengindiasikan kerusakan pada lapisan ini. Maka tindak lanjut yang harus diambil dari hasil uji *pressure build up* ini adalah melakukan perbaikan atau stimulasi terhadap sumur DPL#2.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari pembahasan tersebut, maka dapat disimpulkan:

1. Analisa uji *pressure build up* pada sumur DPL#1 dengan metode horner menghasilkan permeabilitas (k) sebesar 154,17429 mD, *skin factor* sebesar 1,39 *psi/log cycle*, penurunan tekanan akibat *skin* (Δp_s) sebesar 9,722 psi, *flow efficiency* sebesar 0,8399 dan radius pengurasan sebesar 598,788 ft.
2. Analisa uji *pressure build up* dengan *software saphir* menghasilkan harga permeabilitas (k) sebesar 154 mD, *skin factor* sebesar 1,2, penurunan tekanan akibat *skin* (ΔP_s) sebesar 0,86 psi, *flow efficiency* sebesar 0,83331 dan radius pengurasan sebesar 648 ft.
3. Analisa uji *pressure build up* sumur DPL#2 dengan metode horner menghasilkan permeabilitas (K) sebesar 1.961 mD, *skin factor* sebesar 87,55 *psi/log cycle*, penurunan tekanan akibat *skin* (ΔP_s) sebesar 60,93 psi, *flow efficiency* sebesar 0,088 dan radius pengurasan sebesar 1.625 ft.
4. Analisa uji *pressure build up* dengan *software saphir* menghasilkan permeabilitas (K) sebesar 1.930 mD, *skin factor* sebesar 87,63, penurunan tekanan akibat *skin* (Δp_s) sebesar 61,8 psi, *flow efficiency* sebesar

0,0868 dan radius pengurasan sebesar 1.959 ft.

5. Untuk meningkatkan hasil produksi pada sumur-sumur yang memiliki nilai faktor skin yang positif, FE yang rendah, ΔP_s yang berpengaruh terhadap tekanan reservoir (Pr) mengindikasikan adanya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur, sehingga perlu dilakukan stimulasi sumur.
6. Perbedaan hasil dari *Saphir* dengan metode manual disebabkan oleh beberapa faktor, antara lain pada waktu penentuan *end of wellbore storage*, slope, tekanan reservoir dan P1jam.

5.2 Saran

Dari pembahasan tersebut, maka dapat disarankan:

1. Sumur DPL#1 lapisan A1 *sand* kerusakannya masih bisa di toleril karena penurunan tekanan akibat *skin* (ΔP_s) tidak terlalu berpengaruh terhadap tekanan reservoir dan aliran, yang ditunjukkan dengan masih tingginya nilai FE.
2. Sumur DPL#2 lapisan A1 bernilai *skin* positif dan besar, penurunan tekanan akibat *skin* (ΔP_s) sangat berpengaruh terhadap tekanan reservoir serta nilai FE yang sangat rendah, maka langkah yang harus dilakukan adalah perbaikan atau stimulasi.
3. Saat melakukan perhitungan dengan *software*, data harus divalidasi beberapa kali untuk mendapatkan hasil yang maksimum sesuai dengan kondisi yang ada di lapangan.

DAFTAR PUSTAKA

Abdassah, Doddy, 2004. *Analisa Tekanan Transien*. Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung.

Andrian Gunarso, Pratama, dkk. 2015. *Analisa Well Testing Sumur Lapangan T Dengan Metoda Horner Dan Type Curve Derivative*. Seminar Nasional Cendekiawan.

Ahmed, Tarek, 2005. *Advanced Reservoir Engineering*. Elsevier Science Publishers, Oxford.

Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: The Use Of Advanced Interpretation Models*. Elsevier Science B. V. (Vol. 3).

Brown K.E.. 1997. *The Technology of Artificial Lift Method, Vol 1*. Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.

Dake, L.P.. 1991. *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Science Publishers B.V. Netherlands, Amsterdam.

Earlougher, Robert C.. 1997. *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Series, SPE, Dallas.

Kabir, C.S, Stanislav, J.F.. 1990. *Pressure Transient Analysis*. University of Calgary, Schlumberger Well Service, United States of America.

Lee, John. 1982. *Well Testing*. Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, Dallas.

Matthews, C.S, Russel, D.G.. 1967. *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*. Society of Petroleum Engineers of AIME, New York.

Rekahidaya , Lestari dan Ridha Husla. 2020. *Analisa Pressure Build Up Sumur Syl-001 Lapangan X*. Prosiding Seminar Nasional Pakar ke 3.

Rizki Arumdanie, Yustitia, dkk.. 2019. *Analisa Pressure Build Up Dan Deliverability Sebagai Evaluasi Partial Penetration Sumur X-15*. Jurnal Penelitian dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti Vol. 4, No. 1.