

# Pemodelan Reservoir *Radial Composite* Berdasarkan Hasil Uji Tekanan *Transient* pada Sumur Gas Kondensat

**Edward ML Tobing**

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi “LEMIGAS”  
Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan  
Telepon: 62-21-7394422, Fax: 62-21-7246150  
Email: etobing@lemigas.esdm.go.id

Teregistrasi I tanggal 5 Februari 2013; Diterima setelah perbaikan tanggal 20 Februari 2013

Disetujui terbit tanggal: 30 April 2013

## **ABSTRAK**

Cairan kondensat akan terbentuk di dalam sumur bila tekanan alir dasar sumur lebih kecil dari tekanan *dew point*, sehingga sejumlah cairan kondensat akan terbentuk di sekitar lubang sumur pada silinder bagian dalam (kondensat *banking*). Selain itu, jauh dari lubang sumur pada silinder bagian luar (gas *banking*) mempunyai harga tekanan reservoir di atas tekanan *dew point*. Analisis hasil uji tekanan *transient* sumur eksplorasi gas kondensat K-1 dengan konfigurasi *partial completion*, dilakukan dengan menerapkan metode *type curve matching pressure derivative*. Berdasarkan analisis hasil uji tekanan *transient* tersebut diperoleh model reservoir *radial composite* dengan batas *reservoir infinite acting*. Harga M (*mobility ratio*) dan D (*diffusivity ratio*) yang didapat masing masing menunjukkan adanya peningkatan mobilitas dan diffusitas pada silinder bagian luar dari sumur gas kondensat tersebut.

**Kata Kunci:** model *reservoir radial composite*, uji *transient* tekanan, sumur kondensat

## **ABSTRACT**

*Condensate will be formed in well when the flowing bottom hole pressure is less than the dew point pressure, therefore condensate will be developed near the well bore at the inner region of cylindrical (condensate “banking”). Besides, far from the well bore at the outer region of cylindrical (gas “banking”), the reservoir pressure will be greater than the dew point pressure. Analysis of pressure transient data for the gas condensate exploration well of K-1 with partial completion configuration was performed by applying the method of type curve matching pressure derivative. This analysis results of pressure transient data indicating the reservoir model as radial composite with infinite acting reservoir boundary. The value of M (mobility ratio) and D (diffusivity ratio) indicated increasing mobility and diffusivity at the outer region of cylindrical of gas condensate well.*

**Keywords:** *reservoir model radial composite, pressure transient testing, condensate well*

## **I. PENDAHULUAN**

Kinerja aliran fluida hidrokarbon di dalam media berpori selain tergantung sifat fisik fluida dan batuan reservoir, juga tergantung pada pola aliran fluida yang terbentuk selama diproduksi melalui lubang sumur, model dan batas reservoir. Uji sumur atau lebih dikenal uji tekanan *transient* (impuls perubahan tekanan) dapat dilakukan dengan cara menciptakan “gangguan” di dalam sumur yaitu dengan melakukan perubahan laju alir, sehingga diperoleh respon perubahan tekanan terhadap waktu

yang kemudian dicatat sebagai data hasil uji tekanan *transient*. Data tersebut diperoleh melalui cara uji alir (uji *pressure drawdown*) dimana sumur dibiarkan berproduksi setelah ditutup sementara waktu, yang kemudian penurunan tekanan di dalam sumur dicatat. Atau melalui cara uji *pressure buildup* dimana sumur ditutup, setelah berproduksi dalam selang waktu tertentu, yang kemudian kenaikan tekanan di dalam sumur dicatat. Jika uji sumur dilakukan dalam waktu yang singkat, maka aliran yang terjadi di reservoir sekitar sumur bersifat *transient* dan oleh sebab itu disebut uji tekanan *transient*.

Terhadap data yang dihasilkan dari uji tekanan *transient* dapat dilakukan analisis untuk mengevaluasi model reservoir di sekitar lubang sumur dalam radius pengujian. Hal tersebut dapat dilakukan dengan menghitung atau menentukan parameter reservoir serta mengenali perubahan sifat, baik secara alami ataupun karena hal lain di sekitar lubang sumur. Beberapa karakteristik reservoir yang diperoleh dari analisis hasil uji tekanan *transient* diantaranya: tekanan reservoir, permeabilitas efektif dalam radius pengujian, transmisibilitas, faktor *skin*, produktivitas dan *damage ratio*, deteksi adanya bidang patahan atau batas serta *heterogeneity reservoir*. Atau dengan kata lain diagnosis terhadap model sumur, reservoir maupun batas reservoir dapat dilakukan melalui analisis hasil uji tekanan *transient*.

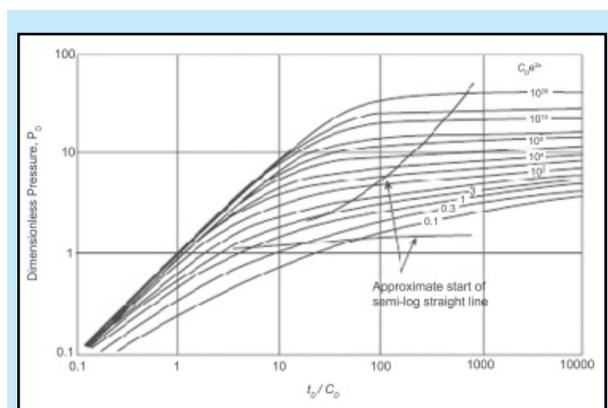
Sumur eksplorasi gas kondensat K-1 terletak di arah barat daya kota Luwuk, Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah, dengan konfigurasi sumur *partial completion*. Uji tekanan *transient* (*pressure buildup*) pada sumur gas kondensat tersebut dilakukan setelah sumur tersebut dilakukan uji potensi produksi melalui uji *deliverability modified isochronal*. Pada sumur gas kondensat K-1 tersebut, cairan kondensat terbentuk karena tekanan alir dasar sumur lebih kecil dari tekanan *dew point*, sehingga sejumlah cairan kondensat terbentuk di sekitar lubang sumur pada silinder bagian dalam, dan jauh dari lubang sumur pada silinder bagian luar mempunyai harga tekanan diatas tekanan *dew point*.

Pemodelan konfigurasi sumur, reservoir maupun batas reservoir berdasarkan hasil uji tekanan *transient* pada sumur kondensat K-1 tersebut, digunakan simulator *transient* tekanan Ecrin versi 4.12 dengan menerapkan metode *plot* diagnostik *type curve matching pressure derivative*. *Plot* diagnostik tersebut memiliki beberapa keuntungan, antara lain: (1). Pada kasus reservoir yang bersifat heterogen, berdasarkan data hasil uji tekanan *transient* sangat sulit terlihat pada *plot* konvensional, akan tetapi dapat lebih jelas terlihat pada *plot derivative* (2). Periode aliran mempunyai bentuk karakteristik yang jelas pada *plot derivative* (3). *Plot derivative* mampu menampilkan dalam satu bentuk grafik dengan berbagai karakteristik yang berbeda dan tidak membutuhkan *plot* lain, serta (4). Meningkatkan kualitas interpretasi.

## II. TYPE CURVE MATCHING PRESSURE DERIVATIVE

Metode *plot* diagnostik (*plot log-log*) atau *type curve matching* adalah perangkat yang digunakan bersama-sama dengan *plot* semilog konvensional, dan merupakan gambaran secara grafis dari solusi persamaan aliran. Sedangkan analisis *type curve matching* adalah teknik interpretasi untuk mendapatkan *type curve* secara teoritis yang selaras dengan respon aktual dari pengujian sumur dan reservoir bila parameter produksi dan tekanan berubah. Keselarasan tersebut didapat secara grafis dengan cara menempatkan grafik dari data uji aktual dengan grafik yang mirip dengan *type curve* dan menentukan *type curve* mana yang paling selaras dengan grafik tersebut, melalui pemindahan kurva ke arah horizontal dan vertikal.

*Type curve matching* merupakan *plot* dari solusi secara teoritis untuk persamaan aliran *transient* dan *pseudo steady state*, maka digunakan variabel tak berdimensi (misalnya:  $P_D$ ,  $t_D$ ,  $r_D$ , dan  $C_D$ ) yang mengacu pada variabel yang sebenarnya (misalnya:  $\Delta p$ ,  $t$ ,  $r$ , dan  $C$ ). Parameter reservoir dan sumur antara lain: model reservoir, permeabilitas reservoir, faktor *skin*, dan koefisien *wellbore storage* dapat diketahui dari parameter tak berdimensi yang sebelumnya telah didefinisikan pada *type curve* tersebut. Gringarten dkk. (1979) mengembangkan *type curve matching* yang ditunjukkan pada Gambar 1. Terdapat 3 grup tak berdimensi yang digunakan oleh Gringarten dkk dalam mengembangkan *type curve* tersebut, yaitu: 1. Tekanan tidak berdimensi,  $P_D$  2. *Ratio* tidak berdimensi,  $t_D/C_D$  dan 3. Kelompok karakterisasi tak berdimensi  $C_D e^{2s}$ .



Gambar 1  
Type Curve Matching Gringarten

Bourdet dkk. (1983) mendefinisikan tekanan *derivative* sebagai *derivative* dari  $P_D$  dan hubungannya dengan  $t_D/C_D$  sebagai berikut:

$$P_D^\lambda = \frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} \quad (1)$$

Hal tersebut menunjukkan bahwa selama didominasi oleh periode *wellbore storage* (laju alir dipermukaan belum sama dengan laju alir di *sand-face*), kinerja tekanan dapat digambarkan sebagai berikut:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}$$

*Derivative*  $P_D$  terhadap  $t_D/C_D$ , maka akan dihasilkan:

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P_D^\lambda = 1.0$$

Karena  $P_D^\lambda = 1$ , maka perkalian  $P_D^\lambda$  dengan  $t_D/C_D$  menghasilkan  $t_D/C_D$ , atau:

$$P_D^\lambda \left( \frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{t_D}{C_D} \quad (2)$$

Persamaan di atas menunjukkan bahwa *plot*  $P_D^\lambda (t_D/C_D)$  vs  $t_D/C_D$  dalam skala log-log akan menghasilkan sebuah garis lurus yang mempunyai kemiringan sama dengan satu selama periode aliran didominasi oleh *wellbore storage*.

Selama aliran *radial infinite acting*, kinerja tekanan diterangkan dalam persamaan sebagai berikut:

$$P_D = \frac{1}{2} \left[ \ln \left( \frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80907 + \ln(C_D e^{2s}) \right] \quad (3)$$

Dengan melakukan diferensiasi pada  $t_D/C_D$ , maka menghasilkan:

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P_D^\lambda = \frac{1}{2} \left[ \frac{1}{(t_D/C_D)} \right] \quad (4)$$

Setelah disederhanakan maka menjadi:

$$P_D^\lambda \left( \frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{1}{2} \quad (5)$$

Hal ini mengindikasikan bahwa *plot*  $P_D^\lambda (t_D/C_D)$  vs  $(t_D/C_D)$  dalam skala log-log akan menghasilkan sebuah garis horizontal pada  $P_D^\lambda (t_D/C_D) = 0.5$  selama periode aliran *transient (infinite acting)*. Seperti terlihat pada Persamaan (2) dan (5), *plot derivative* dari  $P_D^\lambda (t_D/C_D)$  vs  $(t_D/C_D)$  untuk semua data hasil uji tekanan *transient* menghasilkan dua garis lurus yaitu:

- Garis lurus yang mempunyai kemiringan sama dengan satu selama aliran *wellbore storage* mendominasi.
- Garis horizontal pada saat  $P_D^\lambda (t_D/C_D) = 0.5$  selama periode aliran *transient*.

Pendekatan tekanan *derivative* didasari oleh identifikasi dua garis lurus yang dapat digunakan sebagai garis acuan saat menentukan data hasil uji tekanan *transient* yang sesuai dengan model interpretasi. Bourdet memplot kembali *type curve* Gringarten dkk pada bentuk *plot*  $P_D^\lambda (t_D/C_D)$  vs  $(t_D/C_D)$  dalam skala log-log seperti yang terlihat pada Gambar 2. Hal tersebut menunjukkan saat *early time* selama periode *wellbore storage* mendominasi, grafik tersebut membentuk garis lurus yang memiliki kemiringan dalam skala log-log. Saat *infinite acting radial flow (IARF)* telah tercapai, kurva tersebut menjadi horizontal pada harga  $P_D^\lambda (t_D/C_D) = 0.5$  seperti yang ditunjukkan pada Persamaan (2). Dapat dikatakan bahwa transisi dari *wellbore storage* yang utuh menjadi *infinite acting radial flow* membentuk seperti "pungguk" dengan ketinggian tertentu yang menunjukkan dominasi pengaruh dari faktor *skin*.

Gambar 2 menggambarkan bahwa efek dari *skin* hanya terlihat pada bagian yang melengkung antara garis lurus berdasarkan aliran *radial infinite acting*. Bourdet dkk. mengindikasikan bahwa data dalam daerah yang melengkung pada kurva tidak selalu dapat ditentukan. Karena alasan ini, Bourdet menemukan solusi bahwa akan sangat bermanfaat jika mengkombinasikan *type curve matching derivative* dengan *type curve matching* Gringarten dengan cara memosisikan 2 jenis *type curve matching* tersebut dalam grafik yang sama seperti terlihat pada Gambar 3. Penggunaan *type curve matching* yang baru ini

memungkinkan penyelarasan data tekanan dan data *derivative* secara bersamaan yang diplot pada skala yang sama. Harga ( $C_D e^{2s}$ ) ditentukan dengan cara membandingkan kurva yang cocok untuk data tekanan *derivative* dan data penurunan tekanan.

**III. IDENTIFIKASI MODEL**

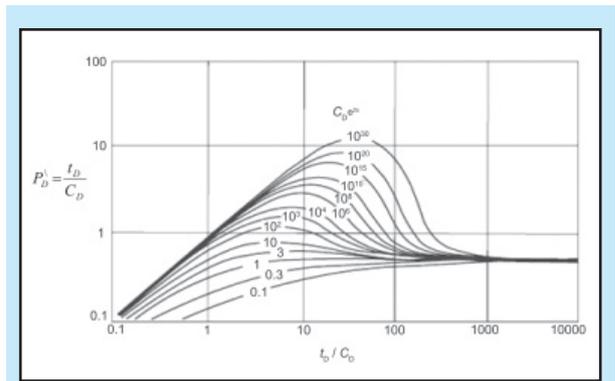
Validasi terhadap analisis hasil uji tekanan *transient* tergantung pada dua faktor penting yaitu akurasi pengukuran data lapangan dan identifikasi model yang dipilih. Identifikasi model yang tepat untuk menganalisis data hasil uji tekanan *transient* dapat ditentukan dengan memplot data tersebut dalam beberapa bentuk *plot* untuk menghindari pemilihan model yang bersifat ganda. Identifikasi model terdiri dari tiga komponen yang didominasi waktu yang berbeda selama pengujian, dan mengikuti urutan waktu dari respon tekanan. Ketiga komponen tersebut antara lain:

1. *Inner boundaries* (model sumur). Identifikasi *inner boundaries* ditunjukkan dari data uji pada *periode early time* (Gambar 3). Terdapat 5 (lima) *inner boundaries* dan kondisi aliran di sekitar lubang sumur, yaitu: a. *Wellbore storage* b. Faktor *skin* c. Pemisahan fase d. Rekahan dan e. *Partial penetration* atau *Partial Completion*.
2. Kinerja reservoir (model reservoir). Identifikasi model reservoir dapat ditentukan dari data pada *periode middle-time* selama dalam keadaan *infinite acting*, yang terdiri dari dua jenis, yaitu: a. homogen dan b. heterogen.
3. *Outer boundaries* (model batas). Identifikasi *outer boundaries* ditentukan dari *data late-time*, yang terdiri dari dua jenis, yaitu: a. *no-flow boundary* dan b. tekanan konstan pada *boundary*.

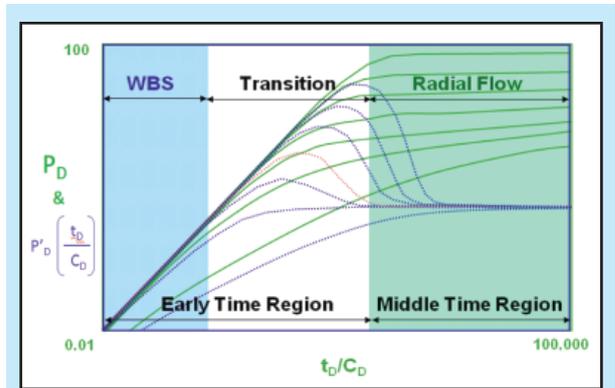
Ketiga komponen di atas masing-masing mempunyai karakteristik yang dapat diidentifikasi secara terpisah dan dapat digambarkan dalam bentuk persamaan matematik yang berbeda.

**A. Model Sumur *Partial Completion***

Anggapan pada model sumur *partial penetration* atau *partial completion* adalah bila sumur diproduksi dari interval perforasi yang lebih pendek dibandingkan dengan ketebalan reservoir, h (Gambar 4). Faktor penting dalam menentukan faktor *skin* dari model sumur *partial completion* adalah perbandingan harga permeabilitas arah horizontal ( $k_r$ )



**Gambar 2**  
**Type Curve Matching Pressure Derivative  $P_D'(t_D/C_D)$  terhadap  $t_D/C_D$**



**Gambar 3**  
**Plot  $P_D$  dan  $P_D'(t_D/C_D)$  terhadap  $t_D/C_D$  (Pembagian Region)**

terhadap permeabilitas arah vertikal ( $k_z$ ). Jika harga permeabilitas arah vertikal kecil, maka kinerja sumur seolah-olah mempunyai ketebalan formasi (h) yang sama dengan ketebalan *completion* ( $h_w$ ). Bila harga permeabilitas arah vertikal besar, maka pengaruh dari *partial completion* akan mengakibatkan naiknya kehilangan tekanan dekat lubang sumur. Naiknya kehilangan tekanan ini akan mengakibatkan faktor *skin* berharga positif. Total faktor *skin*, s yang ditentukan dari uji tekanan *transient*, mempunyai hubungan dengan faktor *skin* sebenarnya yang disebabkan oleh kerusakan formasi  $s_d$  dan dengan faktor *skin* karena *partial completion*  $s_p$ . Hubungan tersebut dapat dinyatakan berikut ini:

$$s = \left( \frac{h}{h_w} \right) s_d + s_p \tag{6}$$

Persamaan yang menghubungkan faktor *skin* dengan *partial completion* adalah :

$$s_p = \left( \frac{h}{h_w} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}} \right) - 2 \right]$$

Di mana:

$r_w$  = jari-jari sumur, ft

$h_w$  = interval perforasi, ft

$h$  = ketebalan reservoir, ft

$k_r$  = permeabilitas horizontal, md

$k_z$  = permeabilitas vertikal, md

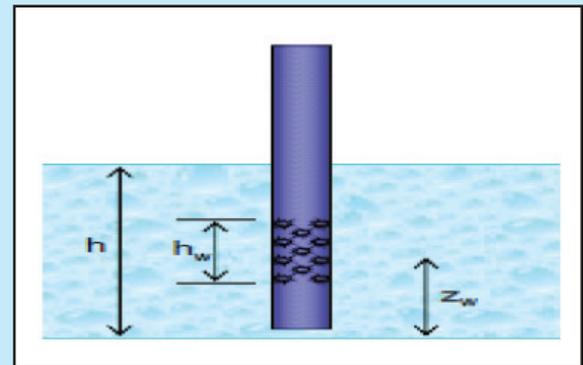
Setelah perioda *wellbore storage*, respon diawali dengan aliran radial pada interval perforasi,  $h_w$ , yang ditunjukkan angka "1" pada Gambar 5. Hal ini menunjukkan respon *derivative match* yang ekuivalen dengan *mobility*,  $kh_w$  yang rendah, dan menggambarkan seolah-olah harga permeabilitas ke arah vertikal kecil. Pola aliran "2" menunjukkan adanya kontribusi arah vertikal pada aliran, dan bila interval perforasi cukup kecil maka pola aliran yang terjadi adalah *spherical*. Dan akhirnya pola aliran kembali menjadi radial (3). Bila harga  $k_z$  turun, maka waktu pola aliran *spherical* berlangsung akan semakin lama, sehingga kehilangan tekanan secara keseluruhan akan meningkat, yang ditunjukkan pada kurva log-log (Gambar 6) dan bergerak keatas. Faktor *skin* terlihat juga meningkat seperti yang ditunjukkan secara terpisah pada kurva log-log tekanan *derivative*.

### B. Model Reservoir *Radial Composite*

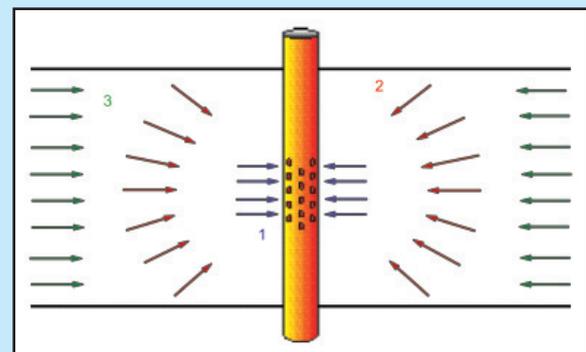
Selain model reservoir homogen yang secara luas dikenal, ditemui juga model reservoir *radial composite*. Pada model reservoir tersebut, karakteristik reservoir mempunyai harga tidak kontinu pada jarak tertentu dari sumur, yang secara skematik dapat dilihat pada Gambar 7 dan 8. Sistem ini dipisahkan menjadi silinder bagian dalam (dinotasikan-1) dengan letak sumur pada pusat lingkaran dan silinder bagian luar dengan batas *infinite* (dinotasikan-2), yang mempunyai harga *diffusivity* ( $\eta=k/\phi\mu c_i$ ) dan *capacity* ( $\phi c_i$ ) yang berbeda. Selanjutnya didefinisikan parameter yang menunjukkan perubahan karakteristik reservoir dari silinder ke-1 dan silinder ke-2, yaitu *mobility ratio* dan *diffusivity ratio*.

Mobility ratio: 
$$M = \frac{[k/\mu]_1}{[k/\mu]_2}$$

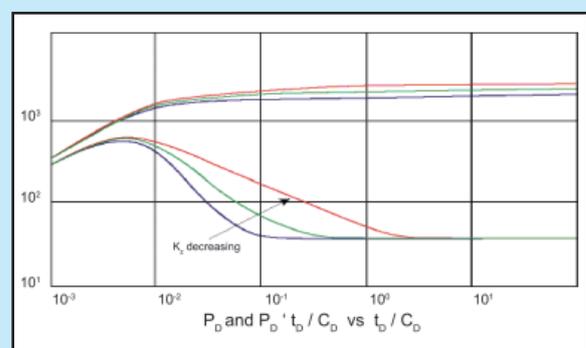
Diffusivity ratio: 
$$D = \frac{[k/\phi\mu C_i]_1}{[k/\phi\mu C_i]_2}$$



Gambar 4  
Idealisasi model sumur *Partial Completion*



Gambar 5  
Pola aliran pada model *Partial Completion*



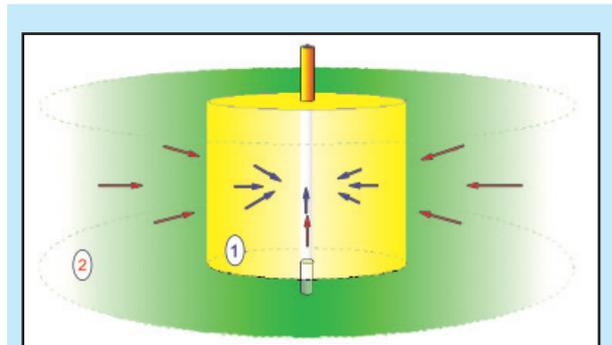
Gambar 6  
Respon tekanan *Derivative* pada model sumur *Partial Penetration*

Anggapan yang diterapkan dalam model *reservoir radial composite* ini adalah tidak ada kehilangan tekanan di bidang *interface* yang terletak pada jarak  $r_i$  dari lubang sumur. Sedangkan respon tekanan, pada *early time* menunjukkan sifat silinder bagian dalam dan kinerja pada *late time* tergantung sifat dari silinder bagian luar. Model reservoir *radial composite* dapat diaplikasikan untuk sumur gas kondensat dengan tekanan dasar sumur lebih kecil dari tekanan *dew point*, sehingga sejumlah cairan kondensat terbentuk disekitar lubang sumur pada silinder bagian dalam, dan jauh dari lubang sumur pada silinder bagian luar mempunyai harga tekanan di atas tekanan *dew point*.

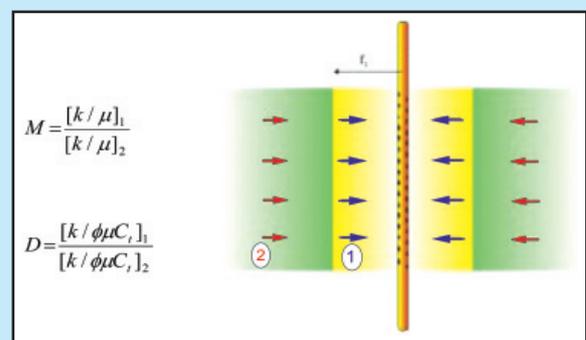
Respon tekanan dalam bentuk *plot* tekanan *derivative* dari model reservoir *radial composite* (Gambar 9) pada *early time* dan *middle time region* berkaitan dengan karakteristik reservoir silinder bagian dalam. Pada *middle time region* menunjukkan perioda *infinite acting radial flow* (IARF). Perioda selanjutnya adalah perioda *late time* mempunyai kinerja yang sangat tergantung karakteristik reservoir dari silinder bagian luar. Garis horizontal yang merupakan kelanjutan dari perioda IARF menunjukkan karakteristik reservoir yang homogen. Garis menurun menunjukkan adanya perbaikan mekanisme aliran yang mengindikasikan beberapa keadaan yaitu, *support* tekanan di *boundary*, peningkatan harga  $k_h$  atau peningkatan mobilitas. Sebagai contoh, injeksi air pada reservoir minyak, maka mobilitas minyak pada umumnya lebih besar dibandingkan dengan mobilitas air dan respon tekanan *derivative* akan bergerak kebawah pada bidang *interface*. Dan garis keatas mengindikasikan kebalikan dari garis menurun.

#### IV. HASIL ANALISIS DAN DISKUSI

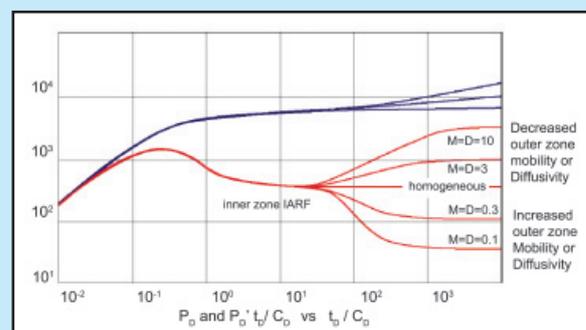
Sumur K-1 merupakan sumur eksplorasi pertama pada Lapangan "L" yang terletak arah barat daya kota Luwuk, Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah. Sumur tersebut dibor secara vertikal sampai kedalaman 7218.2 ft. Berdasarkan analisis petrofisika, reservoir gas "M" ditemukan pada kedalaman 7044.31 ft-7086.96 ft, dan perforasi dilakukan secara partial *completion* pada interval kedalaman 7044.31 ft-7050.87 ft dan 7077.12 ft-7086.96 ft. Data karakteristik reservoir dan sumur K-1 ditunjukkan pada Tabel 1, serta data komposisi gas pada Tabel 2. Uji tekanan *transient* (*pressure buildup*) pada



Gambar 7  
Aliran fluida pada model  
Reservoir Radial Composite



Gambar 8  
Mobility dan Diffusivity Ratio  
pada model Reservoir Radial Composite



Gambar 9  
Respon tekanan *Derivative* pada  
model Reservoir Radial Composite

sumur gas kondensat K-1 dilakukan setelah sumur tersebut dilakukan uji potensi produksi melalui uji *deliverability* jenis *modified isochronal*. Ringkasan pengujian tekanan transient dan *plot* tekanan dan laju alir terhadap waktu, masing-masing ditunjukkan pada Tabel 3 dan Gambar 10. Data tekanan *transient* (*pressure buildup*#5) diperoleh selama 50.547 jam yang dapat dilihat pada Tabel 4, yang kemudian digunakan dalam analisis.

Penyelesaian lubang perforasi pada sumur gas kondensat K-1 dilakukan secara *partial* pada 2(dua) interval kedalaman yaitu 7044.31 ft- 7050.87 ft dan 7077.12 ft-7086.96 ft. Untuk pemodelan kondisi sumur ini, maka perlu dilakukan penyesuaian terhadap idealisasi model sumur *partial completion* yang ditunjukkan pada Gambar 4, yaitu dengan cara menggabungkan 2 (dua) interval kedalaman perforasi tersebut dan diletakkan di tengah-tengah ketebalan reservoir ( $h = 42.65$  ft), sehingga harga  $h_w$  dan  $Z_w$  masing-masing menjadi 16.40 ft dan 21.23 ft.

Uji tekanan *transient* pada sumur gas kondensat K-1 meliputi sejumlah keadaan dinamis yang ditunjukkan oleh perubahan pada laju alir gas dan kondensat di permukaan. Analisis atau Interpretasi model sumur, reservoir maupun batas reservoir terhadap hasil uji tekanan *transient* tersebut dianalisis secara simultan, dengan menggunakan simulator *transient* tekanan Ecrin versi 4.12. Metodologi interpretasi tersebut dilakukan dengan beberapa tahap, yang digambarkan dalam diagram alir dan ditunjukkan pada Gambar 11. Data masukan yang diperlukan pada simulator tersebut terdiri atas: data sumur, tekanan, laju alir gas dan kondensat serta karakteristik fluida dan batuan reservoir, yang terlebih dahulu dilakukan *quality assurance* dan *quality control* terhadap seluruh data tersebut. Karena harga viskositas dan kompresibilitas gas nyata sangat dipengaruhi oleh fungsi tekanan, maka parameter harga tekanan dalam analisis selanjutnya dilakukan transformasi ke dalam bentuk "*real gas pseudo*" atau "*real gas potential*" yang dinyatakan dalam notasi  $m(p)$ .

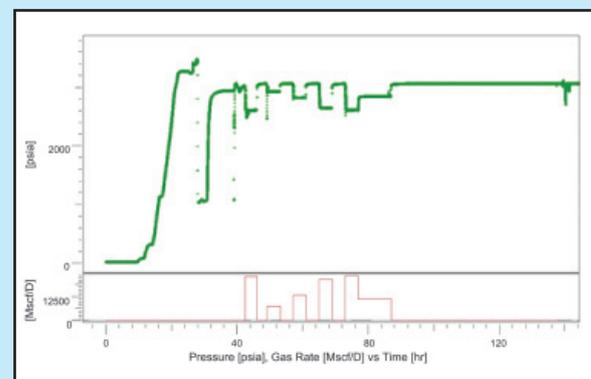
*Plot* diagnostik log-log:  $dm(p)$  dan  $dm(p)'$  terhadap  $(dt)$  dapat dilihat dalam Gambar 12. Pada perioda *early time* terlihat adanya keselarasan antara data uji tekanan *transient* dengan tekanan *derivative* yang disebabkan adanya aliran *spherical* karena konfigurasi sumur *parsial completion*. Perbandingan harga  $kz/kr$  yang diperoleh sebesar 1.587, berarti bahwa harga permeabilitas arah vertikal lebih besar dari harga permeabilitas arah horizontal, sehingga akan mengakibatkan naiknya kehilangan tekanan dekat sumur yang ditunjukkan dengan *skin partial completion*,  $sp$  berharga positif sebesar 0.425. Dan juga diperoleh harga koefisien *wellbore storage*,  $C$  sebesar 0.00605 bbl/psi.

**Tabel 1**  
Data karakteristik reservoir dan sumur K-1

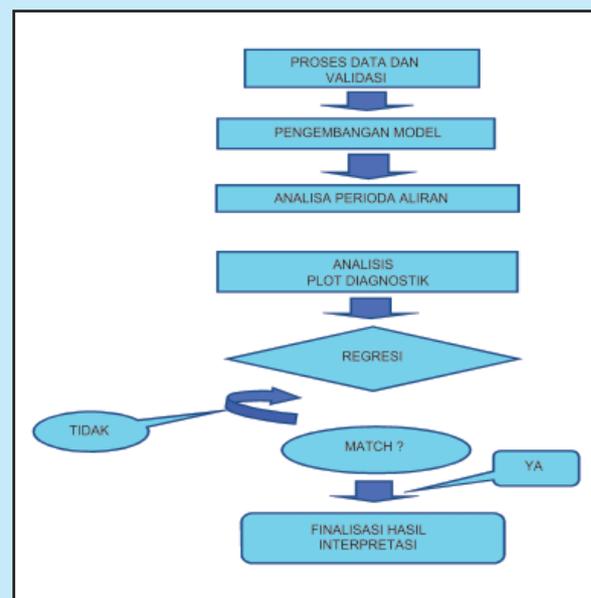
Jenis Uji	Modified Isochromal dan Pressure Build Up	Jari-jari lubang sumur, inch	3.5
Fluida:	Gas dan Kondensat	Suhu reservoir, °F	243.0
Geometri Sumur:	Vertikal	<i>Specific gravity</i> gas	0.64
Interval Perforasi, ft	7044.31-7050.87 7077.12-7086.96	<i>Specific gravity</i> kondensat, °API	51.0
Kedalaman reservoir, ft	7044.31-7086.96	Porositas efektif, %	20.18
		Saturasi air, %	30.9
		Tekanan <i>dew point</i> , psig	3064

**Tabel 2**  
Komposisi gas sumur K-1

Komponen	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	nC <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>
Mol %	0.246	2.124	1.008	87.125	3.223	1.482	0.439	0.640	0.392	0.340	0.939	2.042



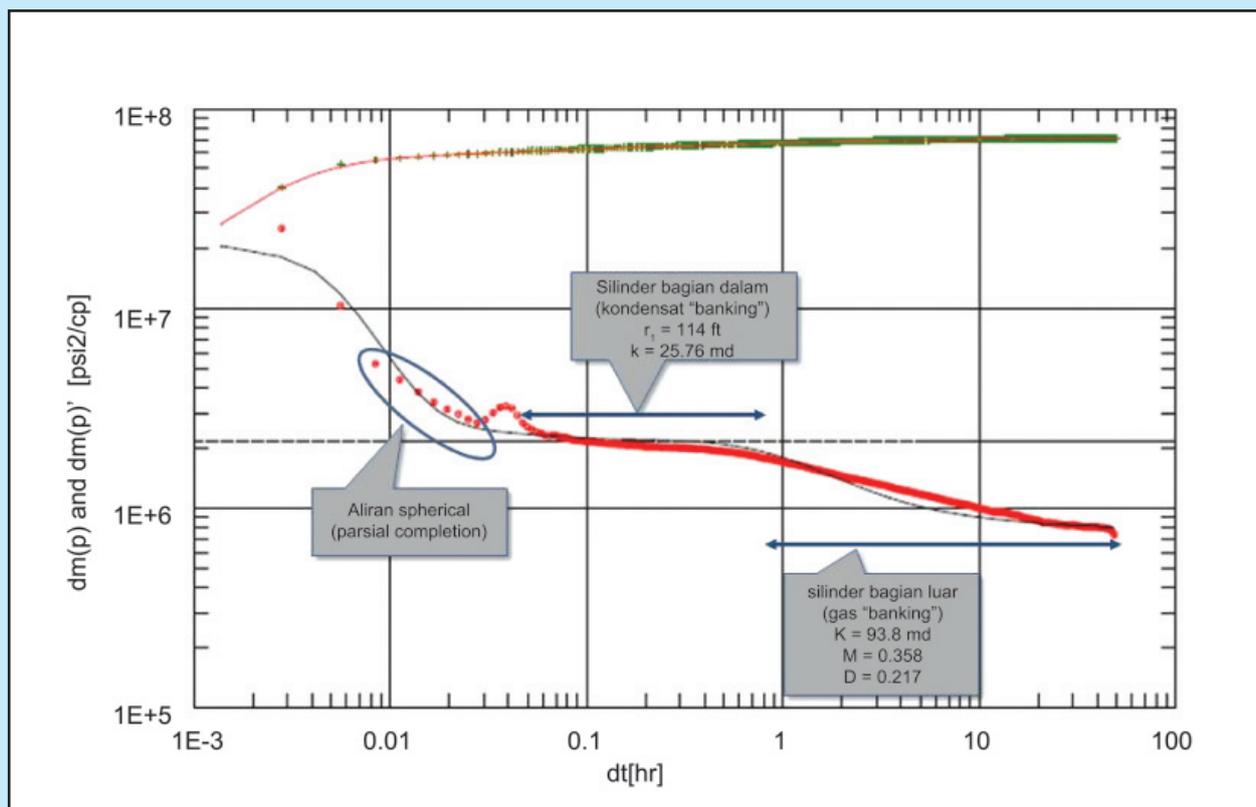
**Gambar 10**  
Plot tekanan dan laju air gas terhadap waktu



**Gambar 11**  
Diagram alir metodologi interplasi hasil uji tekanan *Transient*

**Tabel 3**  
Ringkasan perioda pengujian tekanan *transient* pada sumur K-1

No.	Perioda	Ukuran Choke (Inch)	Durasi (Jam)	Q <sub>g</sub> MMscf/d	Q <sub>o</sub> Bbl/d	Tekanan Dasar Sumur psia
1	Pressure Draw Down-1	-	3.35	23.04	0	2613.9
2	Pressure Build Up-1	-	2.98	0	0	2999.0
3	Pressure Draw Down-2	24/64	3.93	7.21	0	2926.8
4	Pressure Build Up-2	-	4	0	0	2915.9
5	Pressure Draw Down-3	32/64	3.9	13.03	88.0	2818.3
6	Pressure Build Up-3	-	4.12	0	0	2991.1
7	Pressure Draw Down-4	48/64	3.9	21.40	148.0	2647.4
8	Pressure Build Up-4	-	4.03	0	0	2679.2
9	Pressure Draw Down-5	56/64	4.03	23.01	239.0	2615.1
10	Pressure Draw Down-5	32/64	8.9	10.89	135.0	2844.9
11	Pressure Build Up-5	-	49.42	0	0	3063.5



**Gambar 12**  
Plot log-log:  $dm(p)$  dan  $dm(p)'$  terhadap  $(dt)$

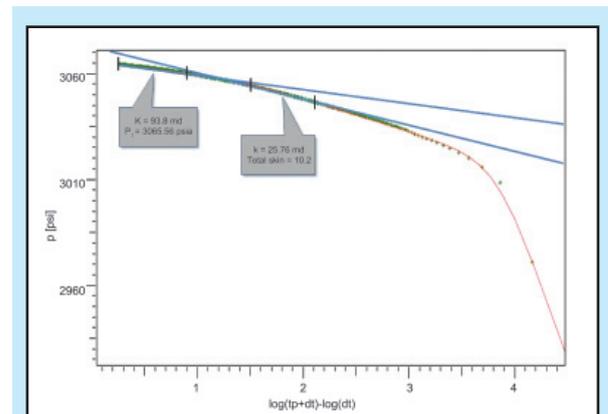
Pada perioda *middle-time* tampak keselarasan antara data uji tekanan transient dengan tekanan *derivative* yang menunjukkan terbentuknya silinder

bagian dalam yang merupakan kondensat *banking* dengan jarak jari-jari 114.0 ft dan permeabilitas efektif sebesar 25.76 md dan faktor *skin* karena

*damage*,  $s_d$  sebesar 3.603. Jika harga  $s_p$  dan  $s_d$  tersebut disubstitusikan kedalam persamaan (6), maka diperoleh total *skin*,  $s$  sebesar 10.2. Dan pada perioda *late-time* terlihat adanya keselarasan antara data uji tekanan transient dengan tekanan *derivative* yang menunjukkan terbentuknya silinder bagian luar yang merupakan gas *banking* dengan permeabilitas efektif sebesar 93.3 md. Jari-jari investigasi yang dicapai selama uji *pressure buildup*#5 berlangsung (50.547 jam) adalah sejauh 2208.1 ft. Harga  $M$  (*mobility ratio*) dan  $D$  (*diffusivity ratio*) yang diperoleh masing masing sebesar 0.358 dan 0.127 menunjukkan adanya peningkatan mobilitas dan diffusitas pada silinder bagian luar dari sumur gas kondensat. Analisis konvensional (metode Horner) dengan mengembangkan *plot*  $P_{ws}$  terhadap  $\log(tp+dt)-\log(dt)$  yang ditunjukkan pada Gambar 13. Berdasarkan *plot* tersebut didapat dua kemiringan (*slope*), yaitu pada perioda aliran *middle-time* sehingga didapat harga permeabilitas efektif sebesar 25.76 md, serta pada *late time* diperoleh harga permeabilitas efektif sebesar 93.8 md. Selain itu tekanan *initial*  $P_i$  diperoleh sebesar 3065.56 psia.

Pemodelan terhadap konfigurasi sumur, reservoir maupun *boundary* telah dilakukan dan memperoleh hasil analisis berupa karakteristik reservoir tersebut diatas. Verifikasi terhadap hasil analisis tersebut dapat dilakukan dengan mengamati *history matching* antara perhitungan tekanan berdasarkan model dan data hasil uji tekanan transient dalam *plot* tekanan dan laju alir gas terhadap waktu. Pada Gambar 14 menunjukkan *simulation match* antara perhitungan tekanan berdasarkan model dan data hasil uji tekanan transient yang memadai.

Karakteristik reservoir yang diperoleh berdasarkan analisis hasil uji tekanan transient pada sumur gas kondensat K-1 dengan menerapkan metode *type curve matching pressure derivative*, dapat digunakan untuk mengembangkan kurva *Inflow Performance Relationship* (hubungan antara laju produksi terhadap tekanan alir dasar sumur) fluida dua fase gas dan kondensat yang dipengaruhi oleh adanya faktor *skin*. Bila kurva *Inflow Performance Relationship* tersebut dikombinasikan dengan kurva pipa alir, maka perpotongan kedua kurva tersebut merupakan laju produksi fluida gas dan kondensat yang optimum. Selain itu dapat juga digunakan sebagai acuan untuk menentukan pola pengembangan lapangan dan merancang fasilitas produksi yang diperlukan.



Gambar 13  
Plot Horner:  $p$  terhadap  $\log(tp+dt)-\log(dt)$

## V. KESIMPULAN

1. Interpretasi hasil uji tekanan *transient* pada sumur gas kondensat K-1 menunjukkan model reservoir yang terbentuk adalah *radial composite* dengan *boundary infinite acting reservoir*.
2. Terbentuknya aliran *spherical* karena konfigurasi sumur *partial completion* menyebabkan penambahan faktor *skin* positif sebesar 0.425 yang tidak signifikan.
3. Harga  $M$  (*mobility ratio*) dan  $D$  (*diffusivity ratio*) yang diperoleh masing masing sebesar 0.358 dan 0.127, menunjukkan adanya peningkatan mobilitas dan diffusitas pada silinder bagian luar sumur gas kondensat K-1.
4. Hasil analisis uji tekanan transient dapat digunakan sebagai acuan menentukan pola pengembangan lapangan dan merancang fasilitas produksi yang diperlukan.

## VII. DAFTAR SIMBOL

- $B$  = Faktor volume formasi, res bbl/STB  
 $C$  = Koefisien *wellbore-storage*, bbl/psi  
 $C_t$  = *Compressibilitas total*,  $\text{psi}^{-1}$   
 $C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi h C_t r_w^2}$ , Koefisien *wellbore storage* tidak berdimensi  
 $C_D e^{2s} = \frac{5.615C e^{2s}}{2\pi\phi h C_t r_w^2}$   
 $D$  = *Diffusivity ratio*  
 $h$  = Ketebalan efektif reservoir, ft  
 $k$  = Permeabilitas efektif formasi, md

**Tabel 4**  
**Data tekanan transient sumur K-1 (Pressure Build Up#5)**

Shut-In Time (Jam)	Pws (psia)						
0.000	2988.97	13.000	3060.57	26.006	3061.87	39.000	3062.44
0.503	3047.48	13.558	3060.66	26.508	3061.90	39.508	3062.46
1.008	3051.28	14.003	3060.73	27.000	3061.93	40.006	3062.48
1.500	3053.36	14.506	3060.80	27.508	3061.96	40.503	3062.49
2.006	3054.50	15.000	3060.88	28.003	3061.98	41.000	3062.51
2.500	3055.42	15.503	3060.94	28.506	3062.01	41.503	3062.52
3.003	3056.14	16.008	3061.01	29.000	3062.04	42.006	3062.54
3.506	3056.72	16.506	3061.07	29.506	3062.06	42.508	3062.55
4.008	3057.20	17.000	3061.13	30.003	3062.09	43.000	3062.57
4.500	3057.60	17.503	3061.19	30.508	3062.11	43.508	3062.58
5.006	3057.95	18.006	3061.24	31.000	3062.13	44.000	3062.60
5.503	3058.26	18.508	3061.29	31.508	3062.16	44.503	3062.61
6.008	3058.53	19.000	3061.34	32.006	3062.18	45.000	3062.62
6.503	3058.77	19.508	3061.39	32.503	3062.20	45.503	3062.64
7.000	3058.98	20.003	3061.44	33.000	3062.22	46.006	3062.65
7.506	3059.18	20.506	3061.48	33.503	3062.24	46.508	3062.66
8.003	3059.37	21.000	3061.52	34.006	3062.26	47.000	3062.67
8.508	3059.53	21.506	3061.56	34.508	3062.28	47.508	3062.68
9.000	3059.69	22.008	3061.60	35.000	3062.30	48.006	3062.70
9.508	3059.82	22.503	3061.64	35.508	3062.32	48.503	3062.71
10.006	3059.95	23.000	3061.68	36.006	3062.34	49.000	3062.72
10.503	3060.07	23.508	3061.71	36.503	3062.36	49.503	3062.73
11.000	3060.18	24.003	3061.75	37.000	3062.37	50.006	3062.75
11.506	3060.29	24.506	3061.78	37.503	3062.39	50.508	3062.76
12.003	3060.39	25.000	3061.81	38.006	3062.41	50.547	3062.93
12.508	3060.48	25.503	3061.84	38.508	3062.43		

$M$  = Mobility ratio

$p$  = Tekanan, psia

$p_b$  = Tekanan titik gelembung, psia

$P_D = \left[ \frac{kh}{141.2QB\mu} \right] \Delta p$ , tekanan tidak berdimensi

$p_i$  = Tekanan *initial*, psia

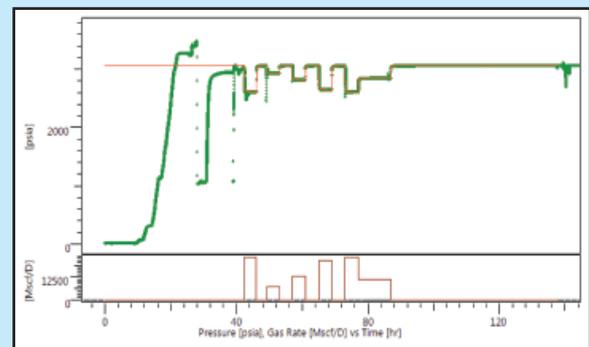
$\Delta p$  = Delta tekanan, psia

$q_o$  = Laju alir kondensat, STB/hari

$q_g$  = Laju alir gas, Mscf/hari

$r_w$  = Jari-jari lubang sumur, ft

$r_D$  = Jari-jari tidak berdimensi,  $r/r_w$



**Gambar 14**  
**Plot History Matching antara data hasil uji tekanan transient terhadap perhitungan tekanan berdasarkan model**

$s$  = Faktor *skin*

$T$  = Suhu reservoir, °F

$t$  = Waktu, jam

$t_D = \frac{0.0002637k}{\phi\mu C_t r_w^2}$ , waktu tidak berdimensi

$t_p$  = Waktu produksi, jam

$\Delta t$  = *Time elapsed since shut-in*, jam

$\mu$  = Viskositas, cp

$\phi$  = Porositas, fraksi

*Subscript*

$d$  = *Damaged*

$p$  = *Partial completion*

$r$  = Arah horizontal

$i$  = *Initial*

$z$  = Arah vertikal

#### KEPUSTAKAAN

1. **Ahmed, Tarek.** dan **McKinney, P.D.**, 2005, *Advanced Reservoir Engineering*, Elsevier Inc, Oxford, hlm. 64.
2. **Bourdet, D.**, 2002, *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*, Elsevier Science B.V, Amsterdam, hlm. 180.
3. **Sabet, M.**, 1991, *Well Test Analysis*, Gulf Publishing, Houston, hlm. 153.
4. **Schlumberger Wireline Testing**, 1998, "Introduction to Well Testing", Bath England, hlm 5-38, 5-55.