

# Penentuan Model Reservoir Dual Porosity *Pseudo Steady State* Berdasarkan Analisis Hasil Uji Sumur

Oleh: Edward ML Tobing

Peneliti Madya pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230

Tromol Pos : 6022/KBYB-Jakarta 12120, Telepon : 62-21-7394422, Faksimile : 62-21-7246150

Teregistrasi I tanggal 26 Januari 2010; Diterima setelah perbaikan tanggal 25 Februari 2010

Disetujui terbit tanggal: 30 April 2010.

## S A R I

Data karakteristik reservoir minyak seperti permeabilitas batuan, faktor skin, tekanan reservoir, batas suatu reservoir dan keheterogenan pada suatu lapisan, dapat diperoleh dengan melakukan analisis hasil uji sumur dari reservoir tersebut. Salah satu uji sumur yang umum digunakan adalah *uji pressure buildup* (PBU), yaitu dengan menutup sumur setelah diproduksi selama beberapa lama dengan laju alir konstan. Apabila respon tekanan terhadap waktu selama penutupan dicatat, maka dapat dilakukan analisis untuk memperoleh pola aliran yang terjadi dan juga karakteristik reservoir tersebut diatas.

Dalam tulisan ini akan membahas analisis hasil uji *pressure buildup* dengan menerapkan metode *pressure derivative* pada sumur minyak W-1 di Laut Jawa. Berdasarkan hasil analisis tersebut, dapat disimpulkan bahwa model reservoir yang didapat adalah *dual porosity pseudo steady state* dan dibatasi oleh dua bidang yang kedap. Harga  $\omega$  (*storativity ratio*) dan  $\lambda$  (*koefisien interporosity flow*) yang didapat masing masing menunjukkan storage kapasitas matrik yang cukup besar dan permeabilitas matrik kecil, sehingga kontribusi aliran fluida minyak dari matrik ke rekahan kurang memadai. Selain parameter  $\omega$  dan  $\lambda$ , karakteristik reservoir lain yang didapat adalah tekanan initial, *wellbore storage*, permeabilitas, *skin* faktor, *flow* efisiensi dan *radius* investigasi. Dari hasil analisis uji *pressure buildup* yang diperoleh cukup memadai untuk dapat digunakan sebagai acuan dalam pengelolaan atau pengembangan lapangan tersebut.

**Kata Kunci** : Model reservoir, dual porosity pseudo steady state, uji sumur minyak

## ABSTRACT

*Well test analysis can be used for determining reservoir characteristics such as rock permeability, skin factor, reservoir pressure, reservoir limit, and layer heterogeneity. Usually a pressure buildup test is programmed by shutting the well in after being produced at a constant rate for a while. Then, by analyzing the pressure buildup vs. time during well shut-in period, the flow scheme in the reservoir and reservoir characteristics can be determined.*

*This paper will be discussing pressure buildup analysis of oil well W-1 at Java Sea by using pressure derivative method. It is concluded that dual porosity pseudo steady state with two impermeable zones as boundaries is the best model fit the reservoir. The Value of  $\omega$  and  $\lambda$  that was found shows the storage matrix capacity is high but permeability matrix is low. It means that fluid flow contribution from matrix to fracture is not significant. Beside storativity ratio ( $\omega$ ) and interporosity flow coefficient ( $\lambda$ ), the other characteristics such as initial reservoir pressure, wellbore storage, permeability, skin factor, flow efficiency, and radius of investigation can be determined. The result of pressure buildup analysis is suitable for reference in managing and developing the oilfield.*

**Key words**: reservoir model, dual porosity pseudo steady state, oil well test

## I. PENDAHULUAN

Tujuan utama dari uji kandungan hidrokarbon, atau yang dikenal luas dengan sebutan *well testing*, selain untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi, juga memperoleh data karakteristik reservoir. Apabila pengujian ini dirancang secara baik dan memadai, kemudian hasilnya dianalisis secara tepat, banyak sekali informasi yang sangat berharga akan diperoleh seperti: permeabilitas efektif fluida, kerusakan atau perbaikan formasi di sekeliling lubang bor yang diuji, tekanan reservoir, mendeteksi adanya bidang patahan (*linear boundary*), keheterogenan reservoir dan lainnya.

Prinsip dasar pengujian ini sangat sederhana yaitu memberikan suatu “gangguan keseimbangan tekanan” terhadap sumur yang diuji. Hal ini dapat dilakukan dengan memproduksi sumur pada laju aliran yang konstan (*drawdown*) atau penutupan sumur (*buildup*). Dengan adanya gangguan ini, impuls perubahan tekanan (*pressure transient*) akan disebarkan keseluruh reservoir dan diamati setiap saat dengan mencatat tekanan lubang bor selama pengujian berlangsung. Apabila perubahan tekanan tadi diplot dengan suatu fungsi waktu, maka akan dapat dianalisis pola aliran yang terjadi dan juga karakteristik formasi yang telah disebutkan diatas.

Uji *pressure buildup* merupakan teknik uji sumur yang paling sering dilakukan dan juga lebih dikenal dalam uji *pressure transient*. Pengujian diawali dengan memproduksi sumur pada laju alir yang konstan, dilanjutkan dengan penutupan sumur dan diakhiri dengan mencatat kenaikan tekanan dasar sumur sebagai fungsi waktu penutupan. Gambar 1 memperlihatkan skematis kelakuan laju alir fluida dan respon tekanan untuk kasus uji *buildup* yang ideal. Dalam gambar tersebut,  $t_p$  adalah lamanya waktu produksi sumur sebelum ditutup, sedangkan  $\Delta t$  adalah lamanya waktu penutupan sumur.

Analisis uji *pressure buildup* didasarkan pada prinsip superposisi dan telah dikembangkan oleh Horner (plot semilog konvensional). Adapun anggapan yang digunakan dalam mengembangkan metodenya, dinyatakan bahwa sistem reservoir berbentuk tidak terbatas (*infinite acting*), batuan bersifat homogen dan isotropik (konvensional), kompresibilitas fluida berharga kecil dan konstan, serta hanya ada satu fluida yang mengalir dalam sistem reservoir. Di samping itu, pengaruh *wellbore storage* diabaikan. Dengan sejumlah anggapan

tersebut di atas, kasus tersebut merupakan kasus ideal uji *pressure buildup* (Gambar 2).

Pada kenyataannya di lapangan, data hasil pelaksanaan Uji Tekanan Bentuk jarang menghasilkan kurva garis lurus plot Horner yang ideal, karena dipengaruhi oleh efek *wellbore storage*, efek *skin* dan *heterogeneity* reservoir pada reservoir rekah alami yang diuji. Untuk dapat merepresentasikan kondisi sesungguhnya di dalam reservoir, maka perlu dilakukan modifikasi dari kondisi ideal, sehingga dapat menjelaskan akan adanya reservoir rekah alami.

## II. ANALISIS TYPE CURVE

Analisis *type curve* diperkenalkan pertama kali dalam industri perminyakan oleh Agarwal, sebagai perangkat yang digunakan bersama-sama dengan plot semilog konvensional. *Type curve* merupakan gambaran secara grafis dari solusi persamaan aliran. Sedangkan analisis *type curve* adalah cara 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.

Karena *type curve* merupakan plot dari solusi secara teoritis untuk persamaan aliran *transient* dan *pseudo steady state*, maka sering digunakan variabel tak berdimensi (misalnya :  $\Delta_D$ ,  $t_D$ ,  $r_D$ , dan  $C_D$ ) yang mengacu pada variabel yang sebenarnya (misalnya :  $D_p$ ,  $t$ ,  $r$ , dan  $C$ ). Parameter reservoir dan sumur antara lain permeabilitas dan *skin*, dapat dihitung dari parameter tak berdimensi yang sebelumnya telah didefinisikan pada *type curve* tersebut.

Variabel apa saja dapat dijadikan variabel tak berdimensi dengan cara mengalikan variabel tersebut dengan konstanta yang mempunyai dimensi yang berlawanan. Sebagai contoh, untuk membuat penurunan tekanan tak berdimensi  $P_D$ , penurunan tekanan aktual  $\Delta p$  dalam satuan psi dikalikan dengan kelompok “A” dalam satuan  $\text{psi}^{-1}$ , atau :

$$P_D = A \Delta p$$

Penentuan kelompok “A” yaitu dengan membuat variabel tak berdimensi yang diperoleh dari suatu persamaan yang dapat menggambarkan aliran fluida di dalam reservoir. Untuk memperkenalkan konsep

ini, digunakan kembali persamaan Darcy yang menggambarkan aliran radial, fluida *incompressible*, dan aliran *steady state* yang dinyatakan dengan :

$$Q = \left[ \frac{kh}{141.2QB\mu[\ln(r_e/r_{wa}) - 0.5]} \right] \Delta p \quad 1)$$

Dimana  $r_{wa}$  adalah jari-jari efektif lubang bor yang dipengaruhi faktor *skin* (s), dan didefinisikan sebagai:

$$r_{wa} = r_w e^{-S}$$

Kelompok "A" dapat ditentukan dengan menyusun ulang persamaan Darcy menjadi :

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - \frac{1}{2} = \left[ \frac{kh}{141.2QB\mu} \right] \Delta p$$

Karena sisi kiri dari persamaan ini adalah variabel tak berdimensi, maka sisi kanan juga harus variabel tak berdimensi. Dengan demikian maka bentuk  $[kh/141.2B\mu]$  merupakan kelompok "A" dengan satuan  $\text{psi}^{-1}$ , yang didefinisikan sebagai persamaan tak berdimensi  $P_D$ , atau :

$$P_D = \left[ \frac{kh}{141.2QB\mu} \right] \Delta p \quad 2)$$

Harga logaritma pada kedua sisi persamaan tersebut, adalah :

$$\log(P_D) = \log(\Delta p) + \log\left[ \frac{kh}{141.2QB\mu} \right] \quad 3)$$

Untuk laju alir konstan, persamaan 3 menunjukkan bahwa logaritma penurunan tekanan tak berdimensi  $\log(P_D)$ , dibedakan dengan logaritma penurunan tekanan aktual  $\Delta p$  dengan konstanta berikut :

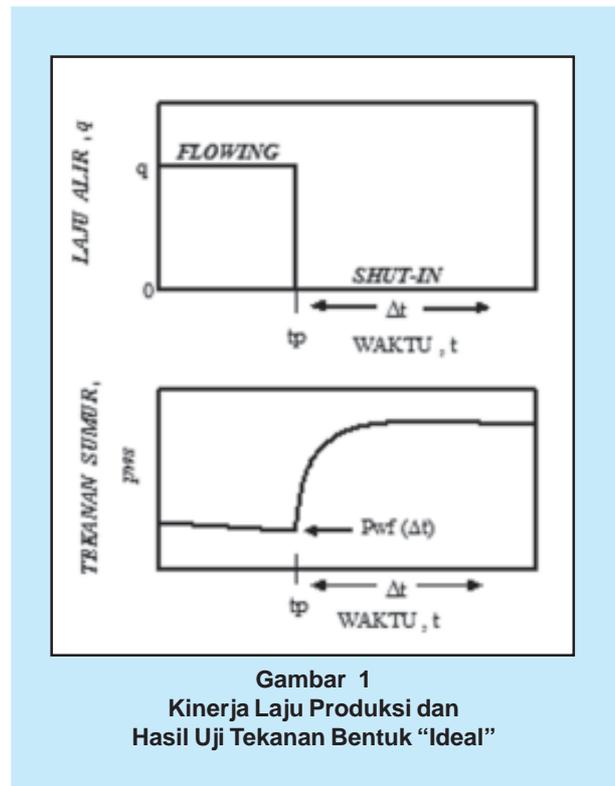
$$\log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right)$$

Sama halnya untuk persamaan waktu tak berdimensi,  $t_D$  berikut :

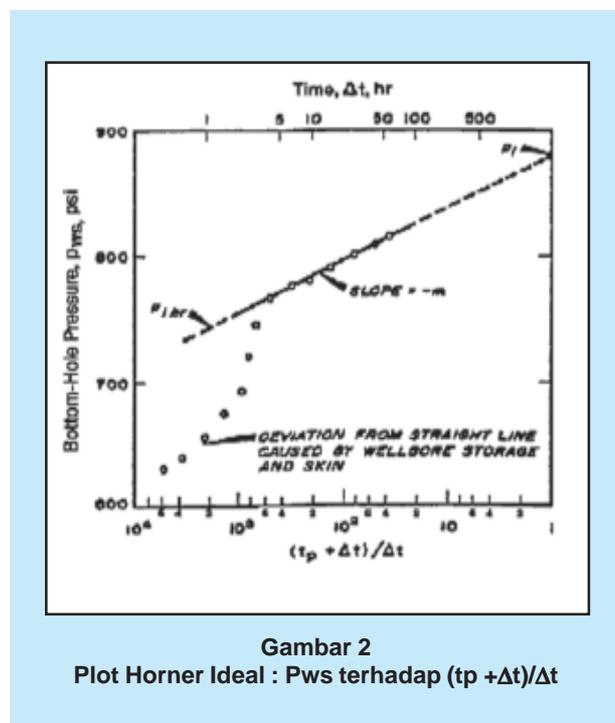
$$t_D = \left( \frac{0.0002637k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right)$$

Harga logaritma pada kedua sisinya persamaan tersebut adalah :

$$\log(t_D) = \log(t) + \log\left[ \frac{0.0002637k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right] \quad 4)$$



Gambar 1  
Kinerja Laju Produksi dan Hasil Uji Tekanan Bentuk "Ideal"



Gambar 2  
Plot Horner Ideal : Pws terhadap  $(t_p + \Delta t)/\Delta t$

Karena grafik dari  $\log(\Delta p)$  vs.  $\log(t)$  mempunyai bentuk yang sama (paralel) dengan grafik  $\log(P_D)$  vs.  $\log(t_D)$ , meskipun kurva tersebut dipisahkan oleh harga  $\log[kh/(141.2QB\mu)]$  ke arah vertikal dalam

satuan tekanan dan harga  $\log [0.0002637 k / (\phi \mu C_t r_w^2)]$  ke arah horizontal dalam satuan waktu. Konsep ini dapat dilihat pada Gambar 3. Tidak hanya kedua kurva tersebut mempunyai bentuk yang sama, akan tetapi jika kedua kurva tersebut dipindahkan maka akan mempunyai keselarasan satu sama lain. Maka pemindahan arah vertikal dan horizontal tersebut diperlukan agar diperoleh hasil yang selaras, seperti yang telah diterangkan dalam persamaan 3 dan 4. Bila konstanta tersebut dapat ditentukan berdasarkan pemindahan ke arah horizontal dan vertikal, maka memungkinkan untuk memperkirakan karakteristik reservoir seperti permeabilitas dan porositas. Proses menentukan keselarasan antara dua kurva yang berbeda melalui pemindahan kurva ke arah horizontal dan vertikal serta menentukan karakteristik reservoir disebut dengan *type curve matching*.

### A. Type Curve Gringarten

Selama periode *early time* di mana aliran didominasi oleh *wellbore storage*, tekanan lubang sumur dinyatakan berikut ini:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}, \text{ atau } \log(P_D) = \log(t_D) - \log(C_D)$$

Hubungan ini menjelaskan karakteristik efek *wellbore storage* pada data uji sumur yang menunjukkan bahwa plot  $p_D$  vs.  $t_D$  dalam skala log-log akan membentuk garis lurus yang mempunyai suatu kemiringan sama dengan satu. Pada bagian akhir dari efek *wellbore storage*, yang merupakan awal dari periode *infinite acting*, akan menghasilkan garis lurus pada plot semilog yang ditunjukkan pada persamaan:

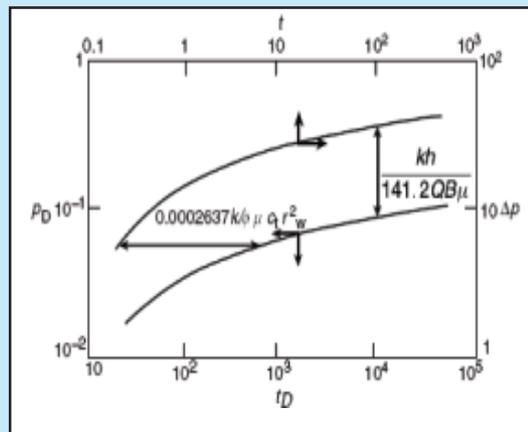
$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80901] + 2s$$

Hal tersebut sangat cocok dilakukan dengan menggunakan *type curve* pada uji sumur dengan memasukkan koefisien *wellbore storage* pada persamaan di atas. Menambah dan mengurangi  $\ln(C_D)$  di dalam persamaan di atas menghasilkan persamaan berikut :

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) - \ln(C_D) + 0.80907 + (C_D) + 2s]$$

atau sama dengan:  $p_D = \frac{1}{2} [\ln(\frac{t_D}{C_D}) + 0.80907 + \ln(C_D e^{2s})]$  5)

Persamaan 5 menjelaskan kinerja tekanan sumur yang dipengaruhi *wellbore storage* dan *skin* dari



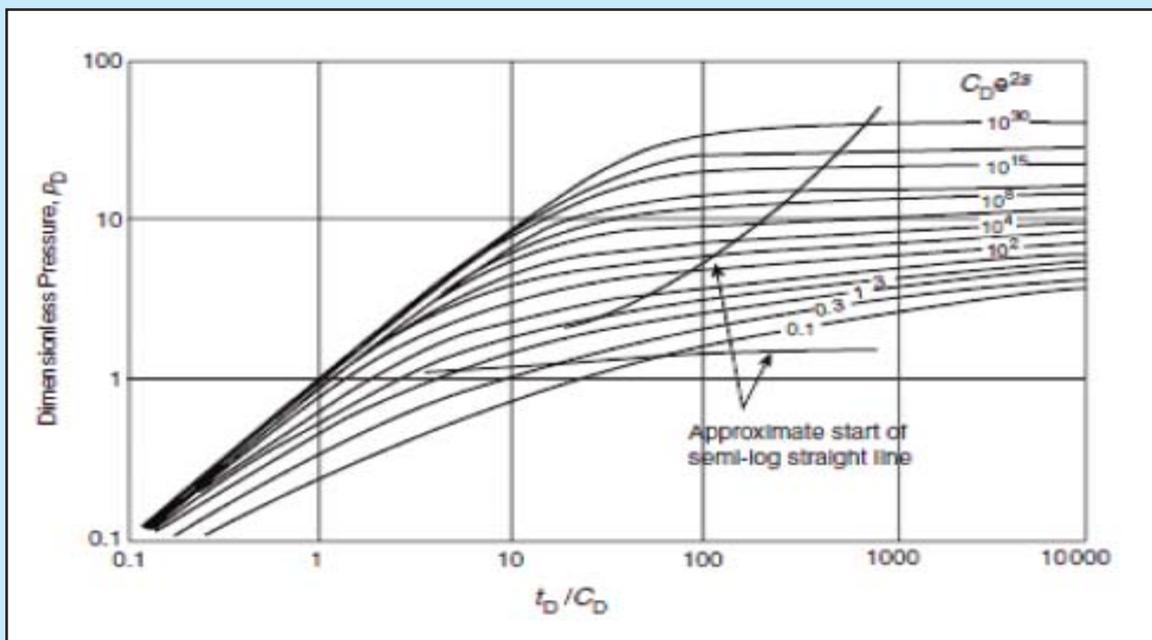
Gambar 3  
Konsep Type Curve

suatu reservoir yang homogen selama periode aliran *transient (infinite acting)*. Gringarten menggambarkan persamaan di atas dalam sebuah grafik *type curve* yang ditunjukkan pada Gambar 4. Dalam gambar tersebut, tekanan tak berdimensi  $P_D$  diplot dalam skala log-log terhadap  $t_D/C_D$ . Kurva yang dikembangkan dalam kelompok karakterisasi tak berdimensi  $C_D e^{2s}$  yang menerangkan tentang kondisi sumur yang berbeda-beda dari sumur yang damaged sampai dengan sumur yang terstimulasi.

Gambar 4 menunjukkan bahwa pada awalnya semua kurva menyatu pada *early time* berupa garis lurus yang mempunyai kemiringan sama dengan satu, yang dipengaruhi oleh *wellbore storage*. Pada periode yang didominasi *wellbore storage* berakhir, kurva tersebut akan mengikuti aliran *radial infinite acting*. Berakhirnya *wellbore storage* dan dimulainya aliran *radial infinite acting* diterangkan dalam *type curve* pada Gambar 4. Terdapat 3 grup tak berdimensi yang digunakan oleh Gringarten dalam mengembangkan *type curve* tersebut, yaitu: 1. Tekanan tak berdimensi  $P_D$ , 2. Ratio tak berdimensi  $t_D/C_D$  dan 3. Kelompok karakterisasi berdimensi  $C_D e^{2s}$ .

### B. Metode Pressure Derivative

Penggunaan metode *type curve* pada analisis data hasil uji sumur dikembangkan untuk mengidentifikasi periode aliran selama masa *wellbore storage* mendominasi dan aliran *radial infinite acting*. Dan dapat digunakan untuk memperkirakan kandungan



Gambar 4  
Type Curve Gringarten

reservoir dan kondisi lubang sumur. Akan tetapi, karena ada kesamaan bentuk kurva, maka sulit untuk memperoleh solusi yang tepat, seperti yang terlihat pada Gambar 4. Semua *type curve* mempunyai bentuk yang hampir serupa pada berbagai harga ( $C_D e^{2s}$ ), yang mana hal tersebut menjadi masalah dalam menentukan keselarasan yang unik dengan cara membandingkan bentuk dan menentukan hasil yang tepat untuk harga  $k$ ,  $s$ , dan  $C$ . Bourdet menanggapi masalah tersebut dan mengemukakan bahwa pola aliran dapat memiliki karakteristik dan bentuk yang jelas jika *pressure derivative* lebih besar dari harga tekanan bila diplot terhadap waktu dalam skala log-log. Sejak *type curve derivative* diperkenalkan, analisis uji sumur terus berkembang untuk digunakan.

Penggunaan *type curve pressure derivative* memiliki beberapa keuntungan, antara lain :

- Pada kasus reservoir yang heterogen, berdasarkan data uji sumur sangat sulit terlihat pada plot konvensional, akan tetapi dapat lebih jelas terlihat pada plot *derivative*.
- Pola aliran dalam sumur mempunyai bentuk karakteristik yang jelas pada plot *derivative*.

- Plot *derivative* dalam satu grafik dapat menampilkan berbagai karakteristik yang berbeda.

Bourdet mendefinisikan tekanan *derivative* sebagai *derivative* dari  $P_D$  dan hubungannya dengan  $t_D / C_D$  sebagai berikut :

$$p_D' = \frac{d(P_D)}{d(t_D / C_D)} \quad (6)$$

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 :

$$\frac{d(p_D)}{d(t_D / C_D)} = p_D' = 1.0$$

Karena  $p_D' = 1$ , maka perkalian  $p_D'$  dengan  $t_D / C_D$  menghasilkan  $t_D / C_D$ , atau :

$$P_D \left( \frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{t_D}{C_D} \quad (7)$$

Persamaan diatas menunjukkan bahwa plot  $(t_D / C_D)$  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 :

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

Dengan melakukan diferensiasi pada persamaan di atas, maka akan menghasilkan:

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

Setelah disederhanakan maka akan menjadi:

$$P_D \left( \frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{1}{2} \quad (8)$$

Hal ini mengindikasikan bahwa plot  $P_D (t_D / C_D)$  vs  $(t_D / C_D)$  dalam skala log-log akan menghasilkan sebuah garis horizontal pada  $(t_D / C_D) = 1/2$  selama periode aliran *transient (infinite acting)*. Seperti terlihat pada persamaan 7 dan 8, plot derivatif dari  $P_D (t_D / C_D)$  vs  $(t_D / C_D)$  untuk semua data uji sumur akan menghasilkan dua garis lurus yaitu :

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

Pendekatan tekanan *derivative* didasari oleh identifikasi dua garis lurus yang dapat digunakan sebagai garis referensi saat menentukan data uji sumur yang sesuai dengan model interpretasi.

Bourdet memplot kembali *type curve* Gringarten dalam kondisi  $(t_D / C_D)$  vs.  $(t_D / C_D)$  dalam skala log-log seperti yang terlihat pada Gambar 5. Hal tersebut menunjukkan saat *early time* selama periode *wellbore storage* mendominasi, grafik tersebut membentuk garis lurus yang memiliki kemiringan dalam skala log-log. Saat aliran *radial infinite acting* telah tercapai, kurva tersebut menjadi horizontal pada harga  $P_D (t_D / C_D) = 0.5$  seperti yang ditunjukkan pada persamaan 8. Dapat dikatakan bahwa transisi

dari *wellbore storage* yang utuh menjadi infinite acting memberikan suatu bentuk seperti “pungguk” dengan ketinggian tertentu yang menunjukkan besar pengaruh dari faktor *skin*.

Gambar 5 menggambarkan bahwa efek dari *skin* hanya terlihat pada bagian yang melengkung antara garis lurus berdasarkan aliran *radial infinite acting*. Bourdet 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 derivative* dengan *type curve* Gringarten dengan cara memposisikan 2 jenis *type curve* tersebut dalam grafik yang sama seperti yang terlihat pada Gambar 6. Penggunaan *type curve* yang baru ini memungkinkan penyelarasan data tekanan dan data *derivative* secara bersamaan yang di plot pada skala yang sama. Data tekanan *derivative* akan dihasilkan tanpa tekanan dan waktu *match*, sedangkan harga  $(C_D e^{2s})$  ditentukan dengan cara membandingkan kurva yang cocok untuk data tekanan *derivative* dan data penurunan tekanan.

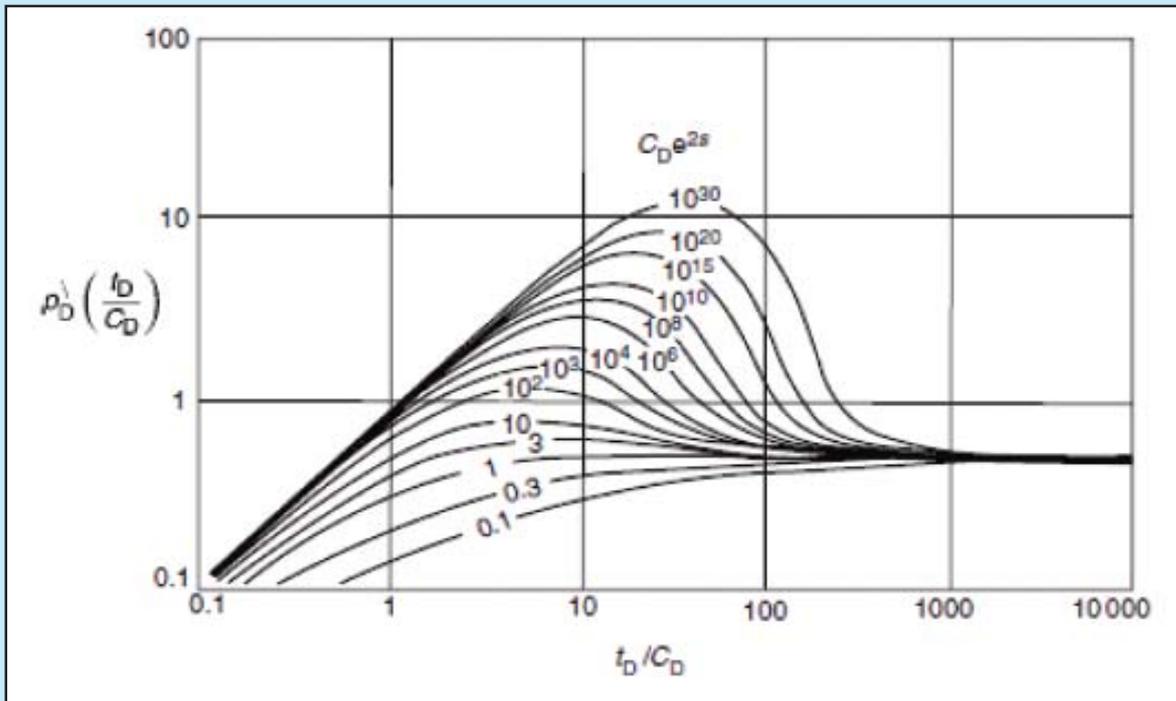
### III. MODEL RESERVOIR

Reservoir rekah alami sangat berbeda dengan reservoir konvensional yang tidak rekah. Reservoir rekah alami dapat dilihat sebagai reservoir konvensional yang mempunyai jaringan rekahan didalamnya. Sehingga reservoir rekah alami dapat terdiri dari blok matriks yang dipisahkan satu dari lainnya oleh sistem rekahan (Gambar 7). Blok matriks terbuat dari batuan original yang telah ada sebelum rekahan tersebut menempati ruang. Karakterisasi batuan matriks terdiri atas permeabilitas matriks,  $k_m$  dan porositas matriks  $f_m$ . Sedangkan karakterisasi sistem rekahan adalah permeabilitas rekahan,  $k_f$  dan porositas rekahan,  $f_r$ . Dengan kata lain, reservoir rekah alami adalah reservoir yang mempunyai porositas ganda dan permeabilitas ganda.

Beberapa model uji sumur telah dikembangkan untuk reservoir rekah alami. Model tersebut berbeda satu dengan lainnya dalam hal interaksi matriks dan rekahannya.

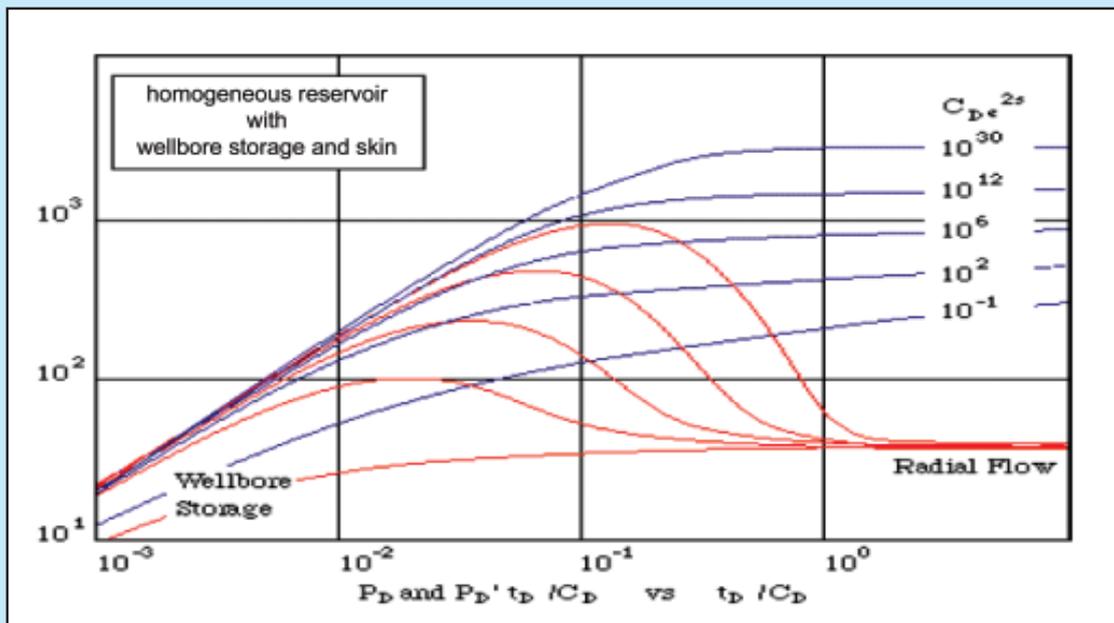
Seluruh model yang telah dikembangkan mengacu pada anggapan berikut ini:

1. Batuan matriks bersifat homogen dan isotropik untuk semua diskripsi parameter reservoir, dan sumur diperforasi pada seluruh ketebalan efektif.



Gambar 5

Type curve Pressure Derivative ( $p_D'(t_D / C_D)$ )



Gambar 6

Type curve Pressure Derivative (Bourdet)

2. Pada daerah pengurasan sumur, bentuk sistem rekahan merupakan pola reguler dan homogen serta isotropik untuk besaran porositas, permeabilitas dan kompresibilitas rekahan.
3. Rekahan dan matriks mempunyai saturasi fluida yang sama untuk jenis fluida *slightly compressible*, dan hanya satu fasa yang mengalir.

Tujuan utama analisis uji sumur adalah untuk menentukan  $k_m$ ,  $\phi_m$ ,  $k_f$ ,  $\phi_f$ , ukuran dan bentuk block matriks, dan orientasi pola rekahan secara alami. Dan sebagai tambahan untuk menentukan  $P_{rata-rata}$  atau  $P_{initial}$ , serta *skin* faktor,  $s$ .

Pada kenyataannya, tidak semua parameter yang tidak diketahui dapat ditentukan secara unik dengan hanya dengan melakukan pengukuran tekanan terhadap waktu. Selanjutnya, interpretasi data hasil uji sumur tergantung pada apakah anggapan yang dibuat dalam menformulasikan interpretasi model mempunyai hubungan dengan keadaan sebenarnya reservoir yang di uji.

#### A. Respon Dual Porosity Pseudo Steadystate

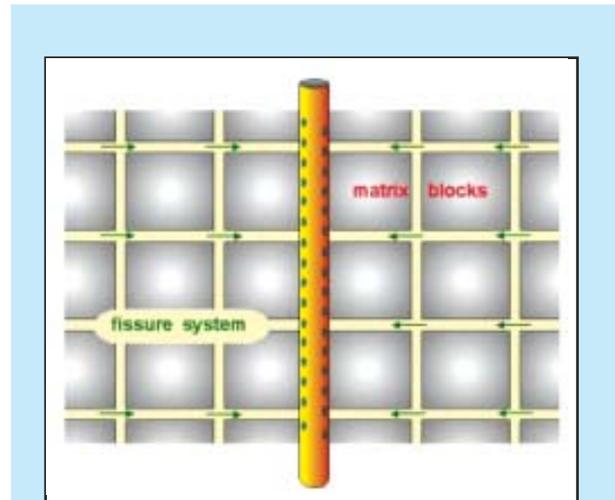
Model *dual porosity* menganggap bahwa reservoir tidak homogen, tetapi terdiri dari blok batuan matriks, dengan *storativity* tinggi dan permeabilitas rendah, terhubung dengan sumur melalui rekahan alami yang mempunyai *storativity* yang rendah dan permeabilitas yang tinggi. Dari blok matriks tidak dapat mengalir secara langsung ke dalam sumur, sekalipun hidrokarbon tersimpan dalam blok matriks dan masuk dalam sistem rekahan untuk dapat diproduksi (Gambar 8).

Model porositas ganda digambarkan oleh 2 (dua) variabel tambahan bila dibandingkan dengan model homogen :

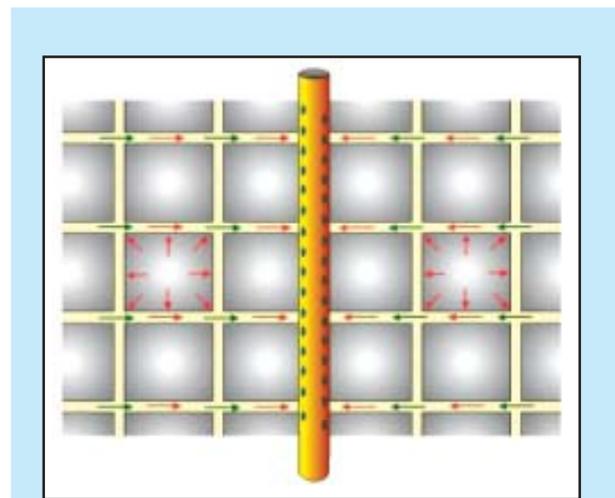
1.  $\omega$  adalah *storativity ratio* atau fraksi minyak yang tersimpan pada sistem rekahan. Sebagai contoh,  $\omega = 0.01$  atau sama dengan 1 %.

$$\omega = \frac{(\phi h C_t)_f}{(\phi h C_t)_{f+m}} = \frac{(\phi h C_t)_f}{(\phi h C_t)_f + (\phi h C_t)_m} \quad 9)$$

2.  $\lambda$  adalah koefisien *interporosity flow*, yaitu karakteristik kemampuan blok matriks mengalirkan kedalam sistem rekahan. Hal tersebut dinyatakan dengan perbandingan permeabilitas matriks terhadap permeabilitas rekahan,  $k_m/k_f$ .



Gambar 7  
Sistem aliran rekahan



Gambar 8  
Kontribusi Matriks

$$\lambda = \alpha \left( \frac{k_m}{k_f} \right) r_w^2 \quad 10)$$

di mana:

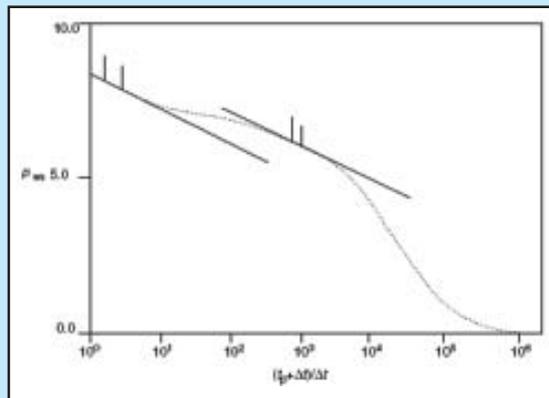
$$\alpha = \frac{A}{Vx}$$

Kinerja tekanan di dalam reservoir rekah alami hampir serupa dengan reservoir pada lapisan tanpa adanya *crossflow*. Pada kenyataannya, sistem reservoir yang mempunyai dua jenis batuan, kinerja *pres-*

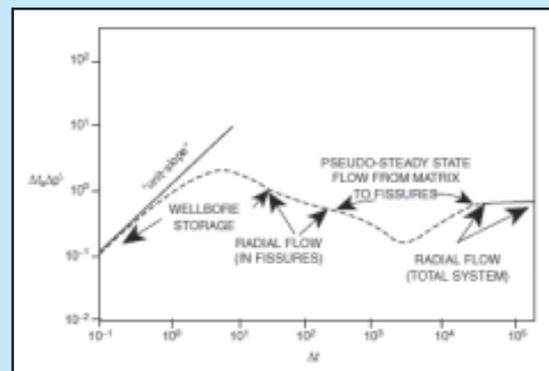
*sure buildup* dapat dilihat pada Gambar 9. Dua garis lurus pada plot semilog dapat atau pun tidak dapat terbentuk. Hal tersebut tergantung dari kondisi sumur dan durasi dari uji tersebut. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa plot semilog tidak efisien sebagai alat dan kurang mampu untuk mengidentifikasi model *dual porosity* tersebut. Dalam plot semi-log, seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 9, model *dual porosity* membentuk kurva berbentuk huruf “S”. Bagian awal dari kurva tersebut menunjukkan keadaan homogen pada batuan permeabel (rekahan). Selanjutnya pada periode transisi menunjukkan aliran interporositas. Pada bagian terakhir menunjukkan keadaan homogen untuk yang kedua setelah proses pengisian dari matrik ke batuan *permeabel* dan tekanan sudah stabil. Bagaimanapun, keadaan yang berbentuk huruf “S” sangat sulit ditemukan di dalam sumur yang mempunyai *damaged* yang sangat besar dan reservoir dianggap homogen.

Cara yang paling efisien untuk menentukan model dual porosity adalah dengan menggunakan plot *pressure derivative*. Seperti yang telah dibahas sebelumnya, analisis *pressure derivative* memerlukan plot log-log dari *pressure derivative* terhadap *elapsed time*. Gambar 10 menunjukkan kombinasi dari plot log-log tekanan dan *derivative* terhadap waktu dalam sistem *dual porosity*. Plot *derivative* menunjukkan harga minimum atau keadaan menukik pada kurva tekanan *derivative* yang disebabkan oleh aliran interporositas selama periode transisi. Harga minimum tersebut terdapat diantara dua garis horizontal. Yang pertama menunjukkan aliran radial dari rekahan dan yang kedua menunjukkan keadaan kombinasi dari sistem *dual porosity*. Gambar 10 menunjukkan bahwa pada *early-time*, keadaan dari efek *wellbore storage* dengan garis lurus yang mempunyai kemiringan 45° menunjukkan kerusakan pada lubang bor.

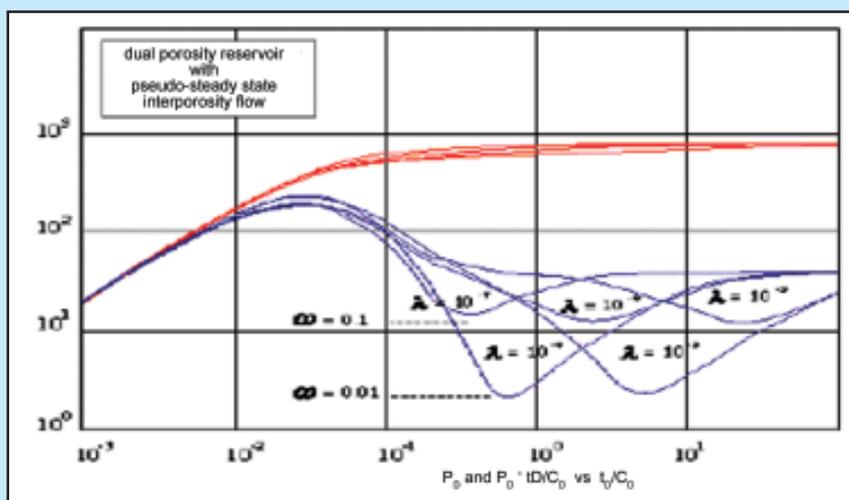
Bourdet dan Gringarten mengembangkan *type curve* tekanan yang khusus dan dapat digunakan untuk



**Gambar 9**  
Plot Pws terhadap  $(t_p + \Delta t)/\Delta t$



**Gambar 10**  
Plot Derivative terhadap  $\Delta t$



**Gambar 11**  
*Type Curve* untuk *Dual Porosity Pseudo Steady State*

menganalisis data uji sumur pada reservoir dengan model *dual porosity*. Model *dual porosity* tersebut dipengaruhi oleh beberapa variable yaitu:  $P_D$ ,  $t_D/C_D$ ,  $C_D e^{2S}$ ,  $\omega$ ,  $\lambda e^{-2S}$ .

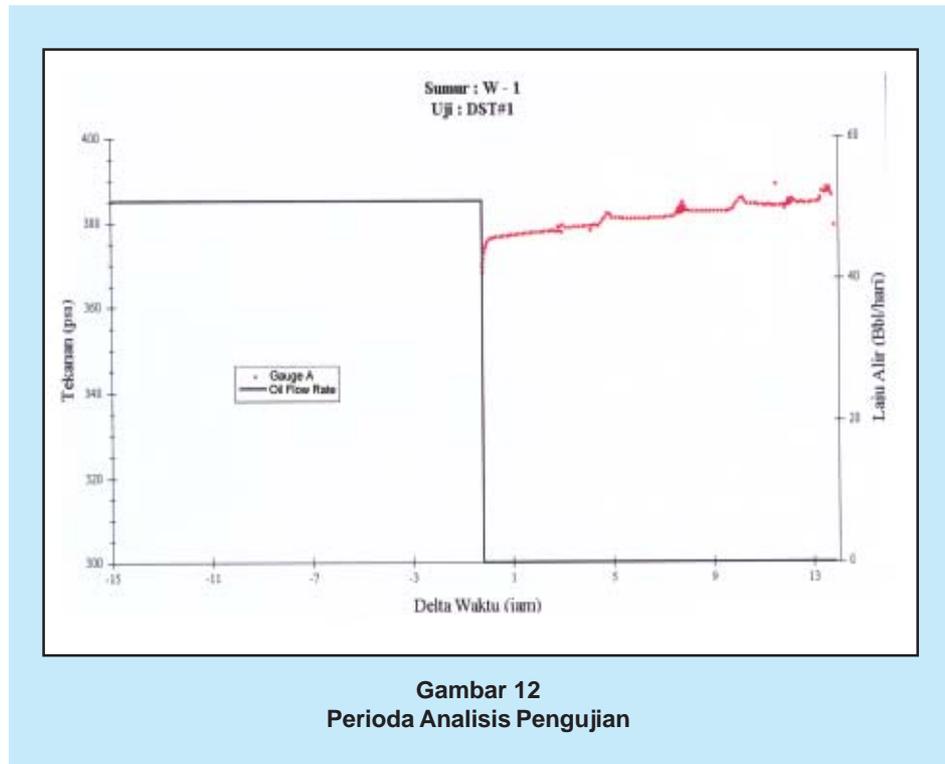
Tekanan dan waktu tak berdimensi  $P_D$  dan  $t_D$  yang ditentukan dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$P_D = \left[ \frac{kh}{141.2 QB \mu} \right] \Delta P$$

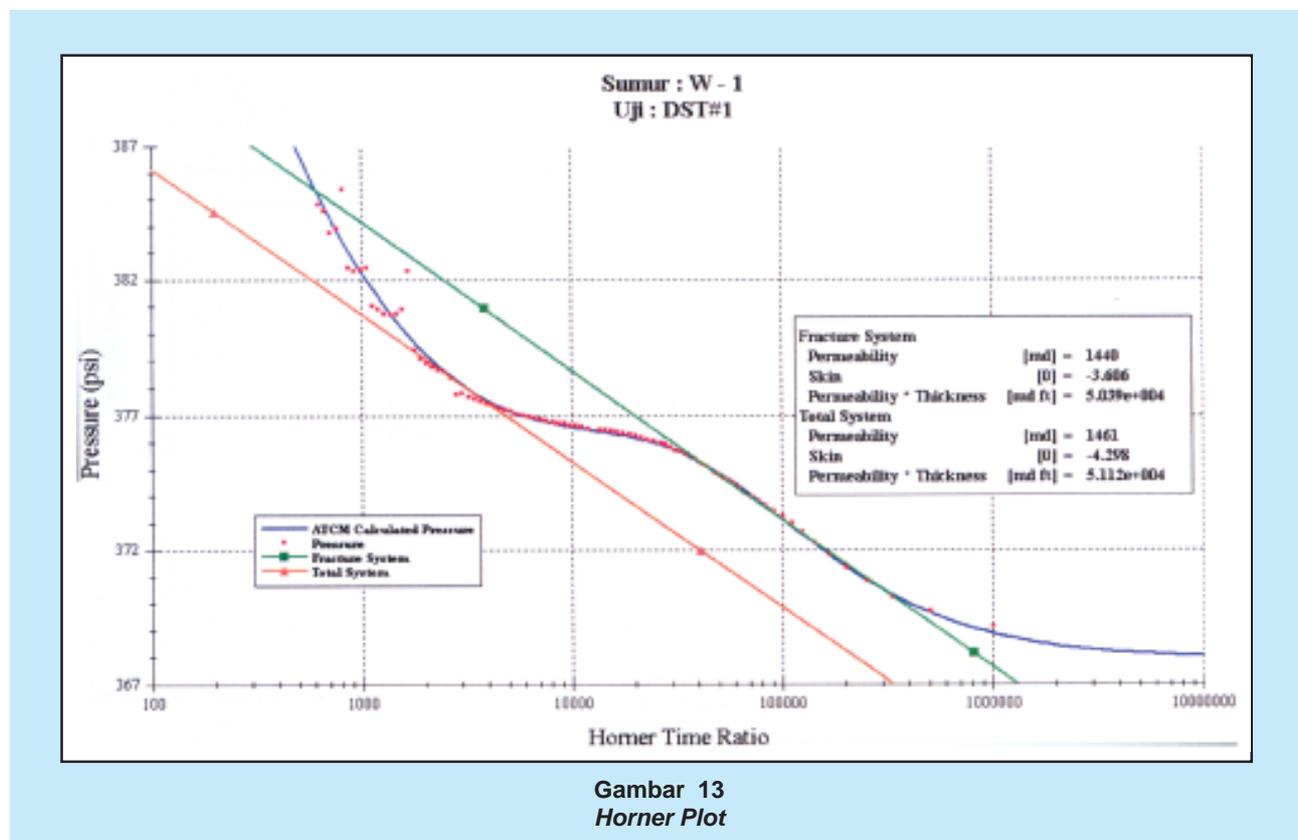
$$t_D = \frac{0.0002637 k_f t}{(\phi \mu C_t)_{f+m} \mu r_w^2}$$

Bourdet mengembangkan *type curve derivative* untuk model *dual porosity* untuk kondisi aliran *interporositas pseudosteady-state* pada Gambar 11. Respon tekanan aktual dan perbedaan

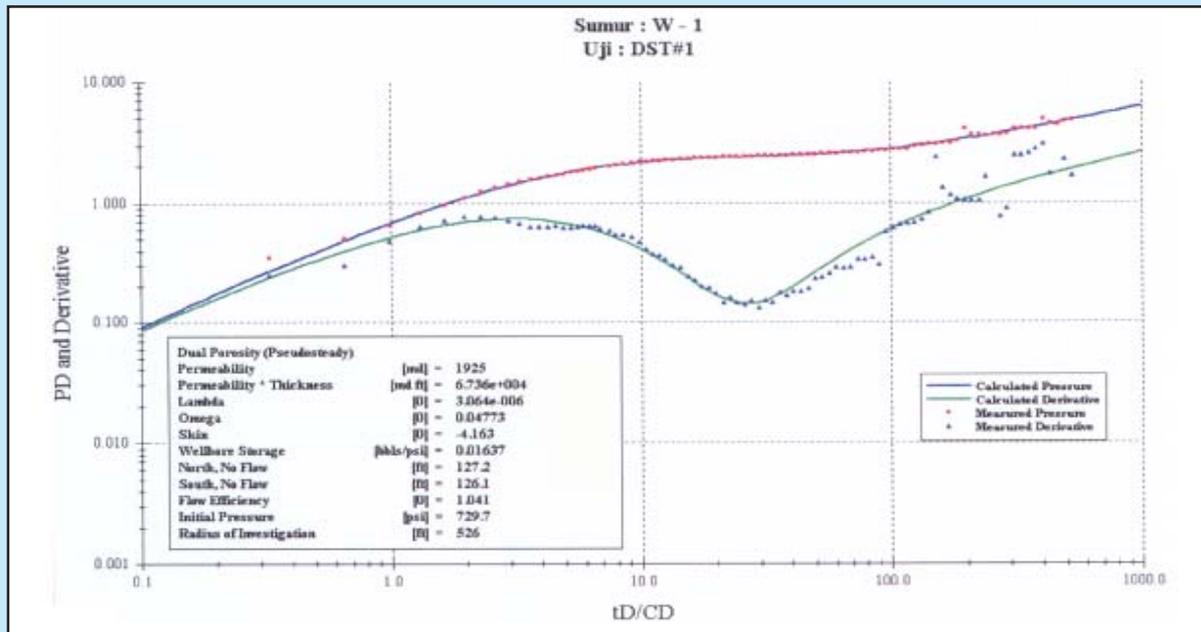
tekanan  $\Delta p$  diterangkan dalam tiga komponen kurva sebagai berikut:



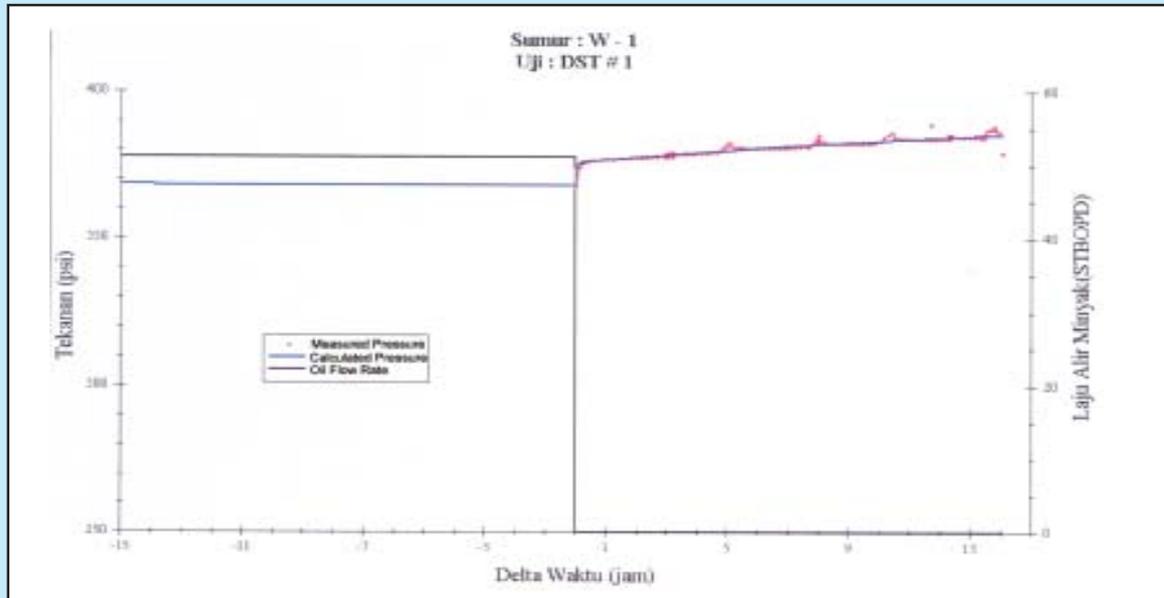
Gambar 12  
Perioda Analisis Pengujian



Gambar 13  
Horner Plot



Gambar 14  
Automatic Type Curve Match



Gambar 15  
Simulasi Data Uji Terhadap Model

1. Pada saat early time, aliran dari retakan (batuan permeabel) dan plot perbedaan tekanan aktual, kurva  $\Delta p$ , akan selaras dengan salah satu kurva homogen  $C_D e^{2S}$  yang berhubungan dengan harga  $(C_D e^{2S})_f$ , yang menjelaskan aliran pada rekahan. Harga ini disebut dengan  $[(C_D e^{2S})_f]_M$ .
2. Setelah respon perbedaan tekanan mencapai periode transisi,  $\Delta p$  menyinggung kurva  $C_D e^{2S}$  dan

mengikuti salah satu kurva transisi yang menggambarkan periode aliran dengan  $\lambda e^{-2S}$  yang disebut dengan  $[\lambda e^{-2S}]_M$ .

- Yang terakhir, respon perbedaan tekanan meninggalkan kurva transisi dan selaras dengan kurva  $C_D e^{2S}$  yang baru dan terletak dibawah harga pertama dan menghasilkan hubungan yaitu  $[(C_D e^{2S})_{f+m}]_M$ , yang menggambarkan keadaan total dari sistem yaitu matriks dan retakan. Harga ini disebut dengan  $[(C_D e^{2S})_{f+m}]_M$

Pada *respon pressure derivative*, perbandingan kemampuan penyimpanan  $\omega$  menunjukkan bentuk dari kurva *derivative* selama masa transisi yang digambarkan dengan sebuah bagian yang rendah. Durasi dan kedalaman dari bagian tersebut terbentuk berdasarkan harga dari  $\omega$ . Harga  $\omega$  yang kecil menghasilkan bentuk transisi yang panjang dan sebaliknya harga  $\omega$  yang besar menghasilkan bentuk transisi yang pendek dan dangkal. Koefisien interporositas  $\lambda$  merupakan parameter kedua yang berguna untuk menentukan letak dari sumbu periode transisi. Peningkatan harga  $\lambda$  akan memindahkan bagian yang rendah tersebut ke bagian kanan dari plot.

Seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 11, *plot pressure derivative* selaras dengan empat komponen kurva, antara lain:

- Kurva *derivative* mengikuti kurva aliran retakan  $[(C_D e^{2S})_f]_M$
- Kurva *derivative* mencapai periode transisi lebih awal yang ditunjukkan dengan adanya bagian yang rendah dan kurva transisi awal  $[l(C_D)_{f+m}/w(1-w)]_M$ .
- Selanjutnya, kurva *derivative* akan selaras dengan kurva transisi yang terlambat dan dapat ditulis sebagai berikut:  $[l(C_D)_{f+m}/w(1-w)]_M$ .
- Kinerja total sistem didapat pada garis sama dengan 0.5

Tabel 1  
Data Uji dan Sumuran

Data Sumur - W#1							
Jenis Uji		Drillstem	Porositas, %				26,5
Kedalaman, ft		2669	Ukuran Lubang, inci				3,504
Ketebalan formasi, ft		35	Suhu, °F				185
Laju Alir, Bbl/hari		51,07	Urutan Pengujian			15,0 jam mengalir	
Densitas Minyak, °API		24,3				diikuti dengan	
						4,04 jam penutupan	
Data Tekanan							
Shut-In Time (jam)	Tekanan (psi)	Shut-In Time (jam)	Tekanan (psi)	Shut-In Time (jam)	Tekanan (psi)	Shut-In Time (jam)	Tekanan (psi)
0,00	367,89	3,60	378,67	7,20	380,98	10,80	384,02
0,10	373,62	3,70	378,69	7,30	380,99	10,90	383,96
0,20	375,20	3,80	378,74	7,40	381,03	11,00	383,94
0,30	375,91	3,90	378,77	7,50	381,12	11,10	383,88
0,40	376,21	4,00	378,81	7,60	381,25	11,20	383,82
0,50	376,34	4,10	378,87	7,70	381,38	11,30	383,74
0,60	376,45	4,20	378,93	7,80	381,83	11,40	383,73
0,70	376,51	4,30	379,00	7,90	382,59	11,50	383,74
0,80	376,60	4,40	379,05	8,00	383,13	11,60	383,69
0,90	376,66	4,50	379,18	8,10	383,70	11,70	388,73
1,00	376,74	4,60	379,25	8,20	382,21	11,80	383,70
1,10	376,79	4,70	379,53	8,30	382,22	11,90	383,69
1,20	376,83	4,80	380,21	8,40	382,31	12,00	383,73
1,30	376,89	4,90	381,20	8,50	382,33	12,10	383,77
1,40	376,96	5,00	381,78	8,60	382,33	12,20	384,39
1,50	377,03	5,10	381,97	8,70	382,32	12,30	385,24
1,60	377,09	5,20	381,01	8,80	382,29	12,40	384,86
1,70	377,14	5,30	380,85	8,90	382,34	12,50	384,50
1,80	377,22	5,40	380,91	9,00	382,29	12,60	384,33
1,90	377,31	5,50	380,85	9,10	382,28	12,70	384,35
2,00	377,39	5,60	380,80	9,20	382,32	12,80	384,37
2,10	377,44	5,70	380,75	9,30	382,33	12,90	384,35
2,20	377,47	5,80	380,69	9,40	382,37	13,00	384,37
2,30	377,49	5,90	380,67	9,50	382,39	13,10	384,38
2,40	377,55	6,00	380,66	9,60	382,40	13,20	384,37
2,50	377,61	6,10	380,67	9,70	382,40	13,30	384,40
2,60	377,69	6,20	380,67	9,80	382,48	13,40	384,54
2,70	377,73	6,30	380,71	9,90	382,59	13,50	385,15
2,80	377,81	6,40	380,71	10,00	383,03	13,60	386,80
2,90	377,80	6,50	380,73	10,10	383,73	13,70	387,03
3,00	377,62	6,60	380,77	10,20	384,83	13,80	386,92
3,10	377,89	6,70	380,78	10,30	385,62	13,90	386,64
3,20	379,16	6,80	380,83	10,40	385,82	14,00	385,93
3,30	378,75	6,90	380,84	10,50	384,69	14,04	378,90
3,40	378,56	7,00	380,87	10,60	384,24		
3,50	378,56	7,10	380,94	10,70	384,12		

#### IV. ANALISIS HASIL UJI SUMUR

Pengujian pada sumur minyak W-1 yang terletak di Laut Jawa melalui *drillstem test* (DST). *Valve DST* dibuka selama 15.0 jam dan memproduksi minyak sebanyak 51.07 STBO/hari. Kemudian dilakukan uji *Pressure Buildup* (*shut in*) selama 14.04 jam. Pada Gambar 12 menunjukkan periode pengujian tersebut yang kemudian akan dianalisis. Pada Tabel 1 terdapat data formasi batuan karbonat yang terdiri dari kedalaman, ketebalan efektif, porositas dan suhu.

Kemudian data diameter sumur dan data fluida yaitu densitas dan laju alir minyak. Serta data pencatatan tekanan selama penutupan sumur berlangsung.

Gambar 13 merupakan Plot tekanan terhadap *Horner Time Ratio* selama uji *buildup* berlangsung, yang menggambarkan bentuk huruf "S" sebagai ciri dari model reservoir dual porosity. Dari plot ini diperoleh harga permeabilitas, *skin* faktor dan perkalian permeabilitas dan ketebalan dari sistem rekahan dan sistem total (rekahan dan matrik). Analisis dengan metoda *type curve match pressure derivative* (Gambar 14) menghasilkan *pressure match* untuk model reservoir *dual porositas pseudo steady state*, dan menunjukkan adanya boundary no flow yang sejajar pada arah utara sejarak 127.2 ft dan arah selatan sejarak 126.1 ft. Selanjutnya hasil perhitungan memberikan harga permeabilitas efektif sebesar 1925 md, *skin* faktor sebesar -4.163 dengan *Flow efisiensi* sebesar 1.041. Tekanan initial diperoleh sebesar 729.7 psi dan radius investigasi sepanjang 526.0 ft dari sumur. Dan  $\lambda$  sebesar  $3.064 \times 10^{-6}$  menunjukkan permeabilitas matriknya kurang lebih  $10^6$  kali lebih kecil dari permeabilitas rekahannya. Dan  $\omega = 0.04773$  yang berarti storage matriknya 95.23 kali storage kapasitas rekahannya. Selanjutnya dilakukan simulasi antara hasil parameter yang diperoleh (sebagai model) dengan data pengukuran tekanan. Pada Gambar 15 menunjukkan *simulation match* (pengukuran tekanan vs kinerja tekanan pemodelan) yang menunjukkan hasil yang memadai.

## V. KESIMPULAN

1. Dengan menerapkan metoda *type curve match pressure derivative*, maka dapat ditentukan model reservoir *dual porosity pseudo steady state* beserta karakteristiknya berdasarkan hasil uji *pressure buildup* pada sumur minyak.
2. Berdasarkan harga  $\omega$  dan  $\lambda$  yang didapat, maka storage kapasitas matrik cukup besar akan tetapi permeabilitasnya kecil sehingga kontribusi mengalirnya fluida minyak dari matrik ke rekahan kurang memadai.

## DAFTAR SIMBOL

A	= luas permukaan blok matrik, ft <sup>2</sup>
B	= faktor volume formasi, res bbl/STB
C <sub>f</sub>	= total compressibility, psi <sup>-1</sup>
C	= koefisien wellbore-storage, bbl/psi
h	= ketebalan formasi, ft

k	= permeabilitas formasi, md
k <sub>o</sub>	= permeabilitas efektif terhadap minyak, md
p	= pressure, psi
p <sub>D</sub>	= $kh(p_i - p)/(141.2 qB\mu)$
p <sub>i</sub>	= tekanan initial, psi
Δp	= delta tekanan, psi
q	= laju alir, STB/hari
r <sub>w</sub>	= jari-jari lubang sumur, ft
s	= faktor skin
T	= suhu, °F
t	= waktu, jam
t <sub>D</sub>	= $0.0002637 kt(\phi\mu c_t r_w^2)$
t <sub>p</sub>	= waktu produksi, jam
Δt <sub>e</sub>	= time elapsed since shut-in, hours
Δt	= $\Delta t/(1 + \Delta t/t_p)$ , equivalent shut-in time, jam
V	= volume blok matrik
X	= panjang blok matrik, ft
μ	= viskositas, cp
φ	= porositas
λ	= koefisien interporosity flow
ω	= storativity ratio

## Subscripts

D	= dimensionless
i	= initial
sf	= sandface
w	= wellbore
m	= matriks
f	= rekahan

## KEPUSTAKAAN

1. Aguilera, Roberto, 1980, "Naturally Fractured Reservoir", Pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma.
2. Bourdet, D. et al., 1983, "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis", World Oil (May).
3. Bourdet, D. et al., 1983, "Interpreting Well Tests in Fractured Reservoir, World Oil (Oct.).
4. Ahmed, Tarek. and McKinney, P.D., 2005, "Advanced Reservoir Engineering", Elsevier Inc, Oxford.
5. Bourdet, D. et al., 1989, "Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation, SPE Formation Evaluation, June.
6. Tiab, D., Restrepo, D.P., Igbokoyi, A., 2006, "Fracture Porosity of Naturally Fractured Reservoirs". Papes SPE 104056. Proceedings, First International Oil Conference and Exhibition, Mexico, 31 August – 2 September. ✓