

## INTRODUCCION

Este trabajo presenta el análisis e interpretación de los datos y resultados de una prueba de buildup en un pozo de petróleo en un yacimiento que se sospecha esta naturalmente fracturado mediante el uso del software Saphir de Kappa Engineering (versión 4.20), con la finalidad de tener un mayor conocimiento de las características y el comportamiento de estos yacimientos a través del correcto modelado del mismo.

En yacimientos naturalmente fracturados, la productividad es influenciada por la red de fracturas, que pueden representar canales de flujo de alta permeabilidad o pueden actuar como barreras de flujo. Estas fracturas se encuentran en un amplio rango de escalas, desde la escala microscópica, hasta extensiones de varios metros. Por lo cual es necesario modelar las fracturas de forma explícita, ya que solo a través de una representación discreta se puede determinar la conductividad real del sistema, necesaria para desarrollar confianza en la aplicación del modelo del yacimiento durante el proceso de toma de decisiones.

En los transiente de presión, se observa una heterogeneidad del yacimiento, debido a que presentan distinta porosidad primaria y secundaria, este efecto de presión se conoce como conducta de doble porosidad y es común en los yacimientos naturalmente fracturados, correspondiendo la porosidad primaria a

la matriz y la porosidad secundaria a la fractura; por lo general el mayor volumen poroso del yacimiento hace referencia a la matriz mientras que la mayor parte o toda la capacidad de flujo es proporcionada por el sistema de fractura.

Existen dos modelos comunes utilizados para representar al yacimiento naturalmente fracturado o de doble porosidad que son: el de flujo pseudoestable en la matriz y el de flujo transiente en la matriz <sup>(9)</sup>.

El modelo pseudoestable asume que el flujo del fluido que se desplaza desde la matriz hacia la fractura se da bajo condiciones pseudoestables que están presentes desde el comienzo del flujo, donde la presión de la matriz va decreciendo a la misma tasa en todos los puntos <sup>(9,10)</sup>.

El modelo transiente de doble porosidad o en estado inestable es tal vez el más probable en la matriz, por lo cual se asume es necesaria la ecuación de flujo transiente para describir el modelo <sup>(1, 9,10)</sup>.

Las propiedades que caracterizan a ambos modelos son: el coeficiente de flujo de interporosidad  $\lambda$  que describe el grado de comunicación entre los dos sistemas porosos y la razón de almacenamiento  $\omega$  que es la razón del producto del volumen poroso total atribuible a la fractura <sup>(9,10)</sup>.

Para la correcta caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado se requiere datos de pruebas de presión efectuadas en el mismo, como las

pruebas de presión buildup o drawdown, conocimiento de los modelos y métodos de análisis e interpretación de dichas pruebas de presión <sup>(7)</sup>, lo cual se detalla en este trabajo.

Por ello, este trabajo de graduación desarrolla la metodología a seguir cuando se usa el software Saphir de kappa (versión 4,20) para el análisis de una prueba de buildup de un pozo en un yacimiento naturalmente fracturado con el modelo de flujo transiente en la matriz.

La metodología que se plantea consta de dos etapas: un ejercicio propuesto y resuelto con el software y posteriormente una solución matemática manual del mismo, además se presenta el análisis y comparación de los resultados obtenidos con la finalidad de verificar el correcto uso del software.

# CAPITULO 1

## GENERALIDADES DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADOS

### 1.1 Yacimientos naturalmente fracturados (YNF)

Un reservorio naturalmente fracturado es un yacimiento que contiene fisuras producidas por esfuerzos de compresión. Las fracturas pueden ser: tectónicas, regionales de contracción o diagenéticas, la mayoría de la producción de hidrocarburos proviene de fracturas de tipo tectónicas, las cuales son creadas en rocas frágiles en movimientos tectónicos tales como plegamientos y fallas<sup>1</sup>. Por lo general el fracturamiento natural ocurre en las calizas originadas por un proceso de sedimentación hallados en yacimientos carbonatados. Los mismos que ofrecen un gran potencial para aumentar la producción. Algunos reservorios en diferentes formaciones productoras de petróleo alrededor del mundo son naturalmente fracturados, en la mayoría de estos casos la productividad de estos reservorios depende de la presencia de estas fracturas, las mismas que actúan como conductos que transmiten el fluido desde la matriz hacia el pozo. Las tasas de producción de pozos en reservorios naturalmente fracturados son

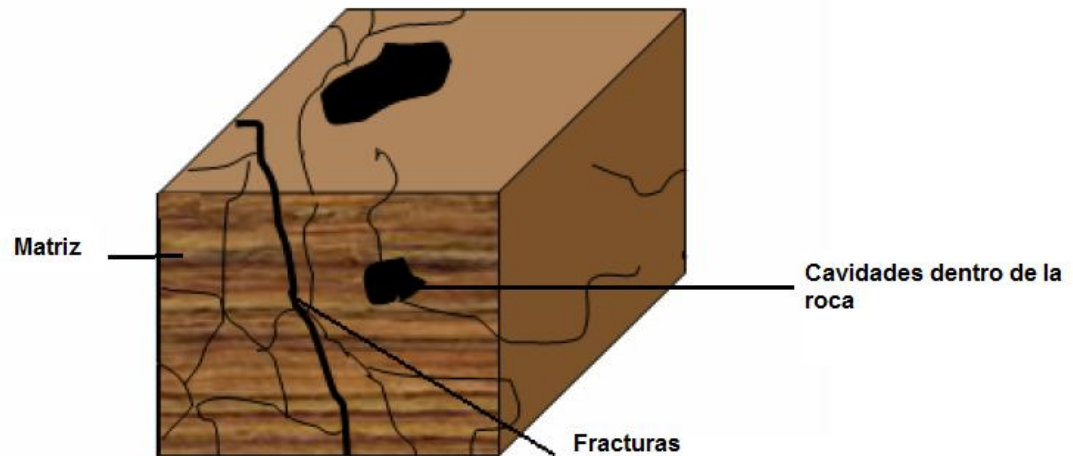
relativamente altas aunque estos pozos pueden tener corta vida debido a la canalización de agua o gas a través del sistema de fracturas <sup>3</sup>.

Las fracturas pueden tener un efecto positivo o negativo dentro del flujo del fluido. Las fracturas parcialmente mineralizadas pueden tener un efecto positivo dentro del flujo de petróleo pero un efecto negativo dentro del flujo agua y gas. Debido a los efectos de conificación, fracturas totalmente mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad a todos los tipos de flujo, esto a su vez podrá mejorar pequeños comportamientos dentro del reservorio que puede llegar a hacer no rentable o una recuperación marginal<sup>1</sup>.

Una combinación de la información de varias fuentes hace posible una caracterización segura del reservorio, de modo que los datos de sismología, geología, registros de pozos, prueba de pozos, análisis de núcleos y fluidos, tasas de flujo del pozo, que pueden ser usadas para generar una estimación óptima de las propiedades heterogéneas de estas porosidades medias. La figura 1.1 muestra que la roca dentro de la formación fracturada puede incluir varios componentes principales: Cavidad dentro de la roca (vugs) , fracturas y matriz <sup>8</sup>.

El hidrocarburo puede ser contenido dentro de ambas, fractura y roca matriz usualmente las fracturas actúan como canales para producir altas tasas de flujo en el pozo. Estudios de reservorios para estos campos deben considerar estas

heterogeneidades ya que pueden afectar a la recuperación de petróleo y gas significativamente <sup>8</sup>.



**Fig. 1.1—Fracturamiento de la roca**

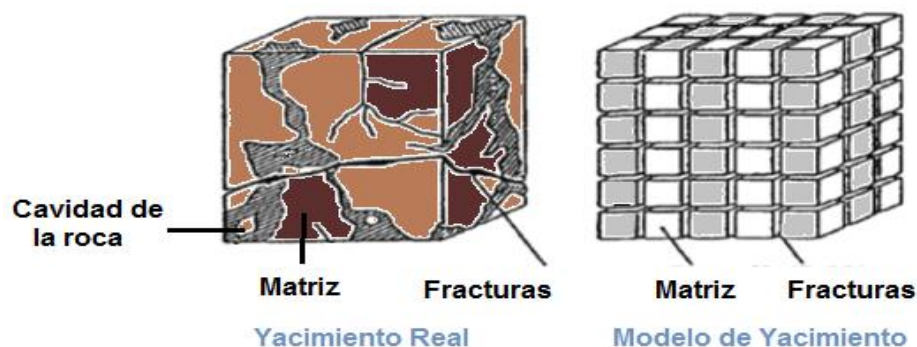
## **1.2 Geometría de yacimientos naturalmente fracturados**

El modelo de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados consiste en la superposición de dos sistemas porosos con características diferentes. La porosidad primaria o porosidad matricial y la porosidad secundaria propia a la red de fracturas.

Por lo general ocurre que los yacimientos naturalmente fracturados presentan un matriz de muy baja permeabilidad pero con una porosidad suficiente para

acumular grandes cantidades de fluidos. Las fracturas actúan como canales intercomunicados que transporta los fluidos hacia el pozo, funcionando como vías de drenaje por su altos valores de permeabilidad sin embargo existen yacimientos fracturados en los cuales la combinación de fluidos tiene lugar en las fracturas ya que la matriz presenta valores de porosidad mínimos siendo este caso la capacidad de almacenamiento de las fracturas, factor del cual depende del yacimiento <sup>9</sup>.

A continuación se muestra la representación geométrica de un yacimiento fracturado frecuentemente usada, establecidas por Warren y Root como se muestra en la figura 1.2



**Fig. 1.2—Idealización del modelo de yacimiento de doble porosidad (Pressure Transient Testing, John Lee, Fig. 7.1, página 136)**

Para esta idealización se cumple las siguientes características:

- Los bloques de la matriz son idénticos y homogéneos.
- Los bloques de la matriz se dividen en tres clases , de acuerdo a las dimensiones relativas de los lados paralelepípedos estas son :
  1. Bloques cúbicos de la matriz; Las tres dimensiones están en el mismo orden de magnitud.
  2. Bloques de matriz de láminas paralelas; Uno de los lados es mucho más largo que los otros dos.
  3. Bloques de matriz en forma de tablilla; Uno de los lados es mucho más corto que los otros dos.
- Los bloques tiene forma de paralelepípedos rectangular con caras que corresponde a fracturas planas ortogonales.

### **1.3 Permeabilidades de yacimiento naturalmente fracturados**

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que permite determinar la capacidad del medio para transmitir fluidos. En yacimientos naturalmente fracturados encontramos dos tipos de permeabilidades: La permeabilidad



primaria también conocida como permeabilidad de la matriz y la secundaria que puede ser establecida por fracturas <sup>1</sup>.

La permeabilidad de la matriz se trata de la permeabilidad de la roca sin tomar en cuenta la fractura, teniendo presente la ley de darcy para fluidos incompresibles, mientras que la permeabilidad de la fractura se toma en base al ancho de la fractura.

La permeabilidad en yacimientos con una sola fractura Aguilera <sup>1</sup> lo calcula con la siguiente expresión:

$$k_f = 8.35 \times 10^{-8} \cdot w_o^2 \quad \text{Darcys} \quad \text{Ec.1}$$

Donde el ancho de la fractura va ser  $w_o^2$  dado en centímetros.

En Yacimientos Naturalmente Fracturados la permeabilidad actúa de manera diferente en comparación a los Yacimientos sin fracturas ya que los conductos que forman las fracturas pueden favorecer de manera significativa a la permeabilidad de la formación.

En cuanto al flujo de los fluidos la permeabilidad y la matriz de la fractura son de gran importancia. Hay casos en los que tienen muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la

matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy limitado; mientras que si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera conjunta y favorable, el flujo a través de los poros y la recuperación pueden ser mejoradas.

La permeabilidad de las fracturas por lo general es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz provocando que los fluidos circulen a través de la fractura. Por lo cual la permeabilidad de las fracturas es la estimada en las pruebas de presión, dicha prueba no permite determinar la permeabilidad directamente, se determina el producto de la permeabilidad por el espesor conocido como capacidad de flujo.

Al tener como resultado de la prueba una permeabilidad mayor que la de la matriz (hasta 10 veces mayor) establece que el yacimiento esta fracturado.

#### **1.4 Modelaje Aleatorio de Fracturas**

Al estudiar un yacimiento naturalmente fracturado, se procede a simularlo para determinar las propiedades del flujo de los fluidos y de la roca, siendo el medio por el cual fluyen dichos fluidos haciendo uso de un modelo matemático.

Considerando que las variables son muchas y el grado de incertidumbre alto, no podemos afianzarnos en una sola representación por lo cual es necesario optar por un enfoque aleatorio para el modelaje de la geometría de red de fracturas.

Dentro de los métodos más usados, tenemos los siguientes:

- El primero es el modelo aleatorio en disco, que define a la fractura como objetos cerrados de forma circular, convexa en tres dimensiones y como rectas en dos dimensiones. La ubicación de estos objetos en el espacio se define por la localización de su centro, su forma, tamaño y orientación permitiendo calcular las propiedades equivalentes del medio.
- El segundo representa un yacimiento continuo heterogéneo, considerando la simulación de los valores de las celdas que cuando se conectan, representan las fracturas. Con este modelo se puede manejar de forma muy detallada las propiedades de los fluidos permitiendo incorporar correctamente los términos de almacenamiento en las fracturas ya que se basa en el supuesto de que el yacimiento al ser tratado como un medio continuo isotrópico tendrá un comportamiento a escala similar al de un medio poroso anisotrópico.

En ambos modelos se presentan desventajas a causa de las variaciones en los tipos de rocas o presencia de fallas cercanas que pueden generar curvatura de

las fracturas u ondulaciones, las cuales no se pueden modelar mediante el análisis discreto porque se generan objetos planos y convexos.

# CAPITULO 2

## **2 Descripción de las pruebas de presiones de yacimientos naturalmente fracturados**

En la mayoría de los casos de prueba de pozos, la respuesta que se mide del yacimiento, es la respuesta de presión. Es por esto, que en muchos casos el análisis de pruebas de pozos es sinónimo de análisis de la presión. La variación de la presión se debe a cambios en la producción o inyección de fluidos, siempre y cuando se especifique la tasa de flujo como entrada y la presión como la salida.

En yacimientos naturalmente fracturados cuando el pozo es perforado y se lo pone en producción, las fisuras de alta permeabilidad son las que producen primero debido a que la mayoría de los bloques de la matriz de baja permeabilidad no reaccionan inmediatamente, por lo cual no contribuyen al proceso de producción.

La figura 2.1 presenta la secuencia de producción en el yacimiento.



**Fig.2.1—Flujo dirigido desde los bloques hacia la fractura**

## 2.1 Generalidades

Durante una prueba de pozo, una respuesta transitoria de la presión es creada por un cambio temporal en tasa de producción. La respuesta también se controla por lo general durante un período relativamente corto de tiempo en comparación con la vida del yacimiento, dependiendo de los objetivos de la prueba. Para la evaluación del pozo, las pruebas se consiguen con frecuencia en menos de dos días. En el caso de las Pruebas de límites de reservorio se puede necesitar varios meses de datos de presión.

El análisis de la prueba de pozo proporciona información dentro del yacimiento y dentro del pozo. Información geológica, geofísica y petrofísica se utiliza siempre que sea posible, en relación con la información de la prueba de pozo y la construcción de un modelo de yacimiento para la predicción del comportamiento del campo y la recuperación de fluido para diferentes

escenarios de operación. La calidad de la comunicación entre la cavidad y el depósito indica la posibilidad de mejorar la productividad del pozo.

Por lo general, los objetivos de la prueba se pueden resumir de la siguiente manera:

*Pozo exploratorio:* En los pozos iniciales, se utilizan las pruebas de pozos para confirmar la hipótesis de exploración y establecer una primera previsión de producción natural y la tasa de producción, propiedades del yacimiento y presión inicial.

*Pozo de evaluación:* La descripción de reservorio puede ser refinado mediante pruebas de pozos de evaluación para confirmar la productividad de los pozos, las heterogeneidades del yacimiento y las fronteras, mecanismos de accionamiento, etc. Muestras de fluidos del fondo del pozo se toman para análisis de laboratorio PVT.

Largas duraciones de prueba usualmente se lleva a cabo en pruebas de producción.

*Pozo de desarrollo:* En la producción de los pozos se realizan pruebas periódicas para ajustar la descripción del reservorio y evaluar lo necesario para

el tratamiento del pozo, como work-over, maximizar la vida de la producción del pozo, estrategia de perforación o diseño de completación.

Comunicación entre los pozos (pruebas de interferencia), el monitoreo de la presión promedio del yacimiento son algunos de los objetivos habituales de las pruebas de pozos de desarrollo.

Las pruebas proporcionan una descripción del reservorio en condiciones dinámicas, como diferencia de los datos geológicos y de registro. A medida que el volumen del reservorio investigado es relativamente grande, los parámetros estimados son valores promedios.

A partir del análisis de la curva de presión, es posible determinar las siguientes propiedades:

**Descripción del reservorio:**

Permeabilidad (k horizontal y vertical KF).

Heterogeneidades del reservorio (fracturas naturales, capas, cambio de características).

Límites (distancia, tamaño y forma).



Presiones ( $p$  inicial, y  $p$  promedio).

**Descripción del pozo:**

Potencial de producción (índice de productividad (IP) y el factor de la piel S).

Geometría del pozo.

Comparando los resultados de las pruebas de rutina, los cambios de la productividad y la tasa de disminución de la presión promedio del yacimiento puede ser establecida.

**2.1.1 Prueba de buildup en Yacimientos naturalmente fracturados<sup>(3)</sup>**

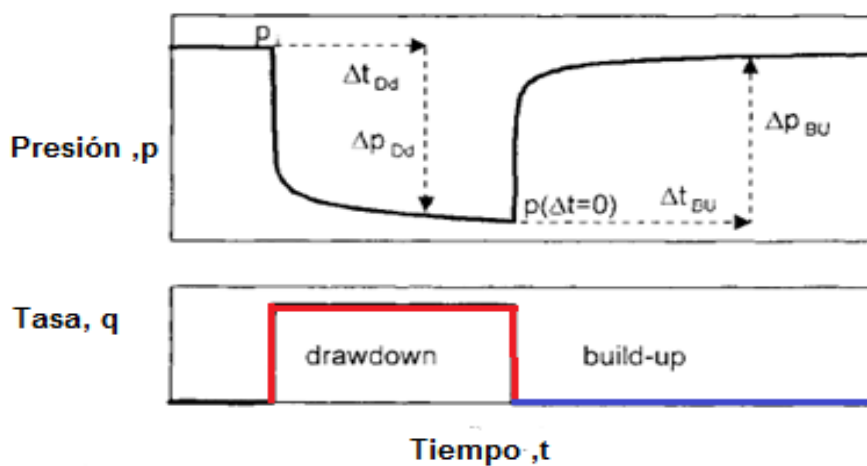
La prueba de presión de Buildup es la más frecuentemente usada, debido a que la presión del fondo del pozo se mide prácticamente bajo condiciones de caudal constante ( $q = 0$ ).

Para una prueba de Buildup, se puede demostrar que:

1. A principios del cierre, los datos de presión con respecto al tiempo están dominados por el último caudal.

2. Los datos en tiempo medio dependen tanto de la variación de velocidad del flujo y el tiempo de producción.
3. Los datos a tiempo largos dependen exclusivamente de la producción acumulada en el período corriente.

En la siguiente figura se muestra una prueba secuencial de buildup y drawdown.



**Fig.2.2— Prueba secuencial de Drawdown y restauración o Buildup.**  
(Well test analysis, 2002, Dominique Bourdet, Fig.1, página 1.)

El aumento de la presión del fondo del pozo después del cierre es utilizado para el análisis, antes de la prueba de buildup el pozo debe haber estado fluyendo el tiempo suficiente para llegar a estabilizar la tasa.

Períodos de drawdown son difíciles de analizar y con frecuencia se utiliza sólo datos de buildup para la interpretación.

El análisis de Buildup en reservorios de doble porosidad es mucho más complicado que para formaciones homogéneas. La razón principal es que el comportamiento cambia dentro del curso de la respuesta: para diferentes tiempos de producción, la forma de las curvas de buildup pueden mostrar diferentes rasgos característicos.

### **2.1.2 Modelos**

Los modelos de doble porosidad suponen que el reservorio no es homogéneo, sino formados por rocas de bloques matrices con alto coeficiente de almacenamiento y baja permeabilidad. El pozo está conectado por las fisuras naturales de bajo coeficiente de almacenamiento y alta permeabilidad.

Los bloques de la matriz no pueden fluir hacia el pozo directamente, por lo que aunque la mayor parte del hidrocarburo se almacena en los bloques de la matriz tienen que entrar en el sistema de fisuras con el fin de ser producida.

El modelo de doble porosidad, además de los parámetros que definen el modelo heterogéneo, se describe por otras dos variables:  $\omega$  que es la relación de coeficiente de almacenamiento, y es esencialmente la fracción de los fluidos almacenados en el sistema de fisuras (por ejemplo,  $\omega = 0,05$  significa 5%.

$$\omega, \text{Relación de coeficiente de almacenamiento: } \omega = \frac{(VC_t)_f}{(VC_t)_m + (VC_t)_f} \quad \text{Ec.2.1}$$

y  $\lambda$  que es el coeficiente de flujo interporoso que caracteriza la capacidad de los bloques de la matriz a fluir en el sistema de fisuras, está dominada por el contraste de permeabilidad matriz / fisuras,  $k_m / k_f$

$$\lambda, \text{ parámetro de flujo interporoso: } \lambda = \alpha r_w^2 \frac{K_m}{K_f} \quad \text{Ec.2.2}$$

Cuando el pozo se pone en producción, después de cualquier comportamiento bien dominado, el primer régimen de flujo que se desarrolla es el flujo radial del sistema fisura, es decir el sistema de fisuras produce como si estuviera solo, sin ningún cambio de la presión en el interior de los bloques de matriz.

Este primer régimen de flujo es típicamente más rápido, y con frecuencia es enmascarado por el efecto de almacenamiento del pozo, caso contrario se desarrolla como una respuesta IARF y la derivada de la presión se estabilizará horizontalmente.

Una vez que el sistema de fisuras ha comenzado a producir, se establece una diferencia de presión entre los bloques de la matriz y las fisuras. La matriz se encuentra todavía a ( $p_i$ ) presión inicial, y las fisuras del sistema tienen una presión del pozo ( $p_{wf}$ ), los bloques de la matriz a continuación, comienzan a producir en el sistema de fisuras, proporcionando efectivamente el soporte de la presión, de esta manera, la caída de presión disminuye brevemente a medida que la energía adicional tiende a estabilizar la presión, por lo tanto se crea una caída de transición en la derivada.

El sistema de flujo radial (IARF) se establece cuando algún diferencial de presión entre los bloques de la matriz y el sistema de fisura ya no es significativo descrito en las figuras 2.3-2.4, y se observa una respuesta de flujo radial homogénea equivalente. Por consiguiente, una segunda estabilización IARF en la derivada de la presión se desarrolla después de la inmersión de transición, llamado por algunos la derivada del valle; de acuerdo con las matemáticas, esto tiene lugar cuando la presión en el interior de los bloques de la matriz es el mismo que en el sistema de fisuras, sin embargo, puede nunca ser cierto en todos los puntos del reservorio, ya que no habría ninguna producción en el sistema de fisuras.

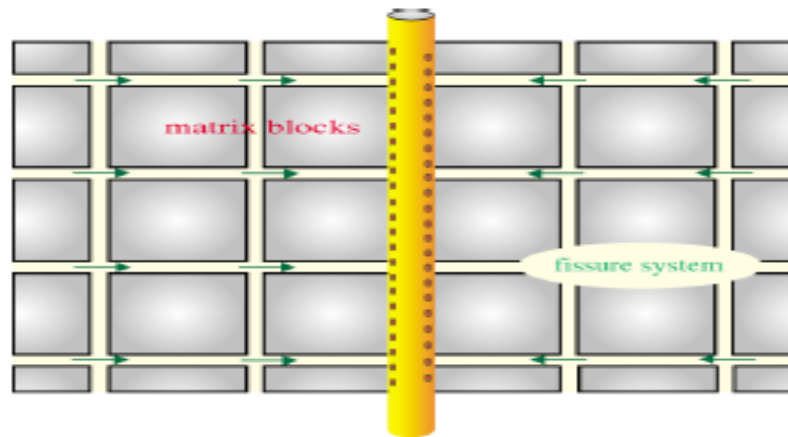


Fig. 2.3. Sistema de producción de fisuras (Dynamic Data Analysis, 1987, Erick Tauzin , Simon trin, Figura 7.c.1. página 243 )

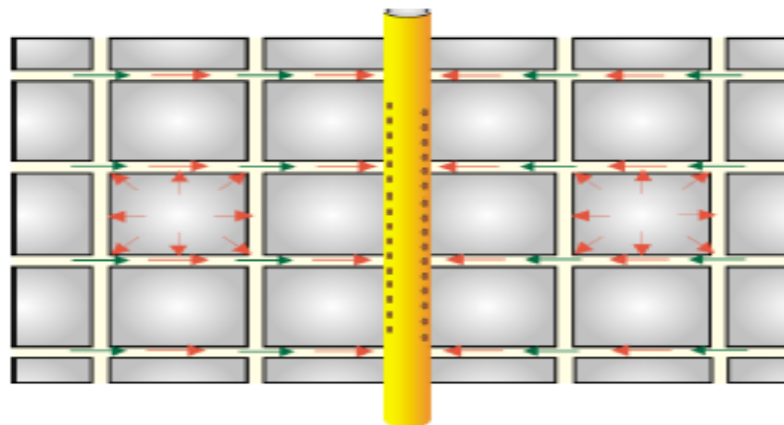


Fig.2.4.Producción del sistema total (Dynamic Data Analysis, 1987, Erick Tauzin, Simon trin, Figura 7.c.1. página 243)

### 2.1.3 Ecuaciones utilizadas para un yacimiento naturalmente fracturado o de doble porosidad mediante un análisis de Buildup.

#### Análisis semilog:

1. Tiempo de radio de Horner dentro del punto de intersección.

$$\Delta t^* = \frac{t_p}{59.8-1} \quad \text{Ec.2.3}$$

2. Tiempo para un segundo régimen a causa de distorsiones en pozo de almacenamiento.

$$\Delta T b^2 = \frac{t_p}{t_p-1} \quad \text{Ec.2.4}$$

3. Producto espesor-permeabilidad de la fractura.

$$K_f h_f = \bar{k} h = \frac{162.6 q_o \beta_o \mu_o}{m} \quad \text{Ec.2.5}$$

4. Calculo de  $K_m/h_m^2$

$$\frac{k_m}{h_m^2} = \frac{532.3 \mu_o c_{mt} \phi}{\Delta t^*} \quad \text{Ec.2.6}$$

5. Estimación del parámetro de flujo interporoso.

$$\lambda' = 12 * \frac{k_m h r_w^2}{h_m^2 h_f k_f} \quad \text{Ec.2.7}$$

6. Estimación de  $\phi C_{ft} h_{ft}$  para el tiempo del segundo régimen.

$$\phi C_{ft} h_{ft} = 8,333 \times 10^{-4} \left( \frac{k_f h_{ft} \phi_m C_m h \lambda' \Delta t_{b2}}{\mu_o r_w^2} \right)^{1/2} \quad \text{Ec.2.8}$$

7. Estimación de  $\omega'$ ,  $\omega$  y  $\lambda$  donde  $h = h_{mt}$

$$\omega' = \frac{\phi_m C_{mt} h_{mt}}{\phi_f C_{ft} h_{ft}} \quad \text{Ec.2.9}$$

$$\text{Donde } \omega = \frac{1}{1+\omega'} \quad \text{y } \lambda = \lambda' \quad \text{Ec.2.10}$$

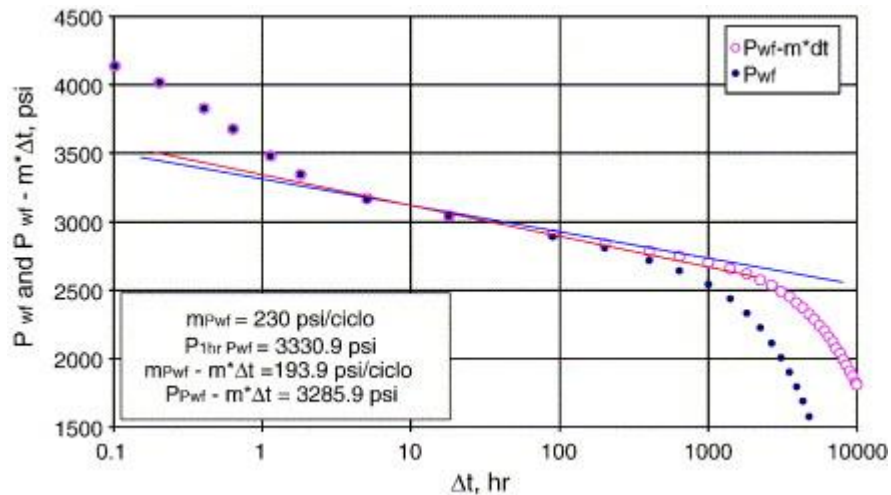
8. Calcular el factor daño

$$s = 1,151 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left( \frac{k_f h_{ft}}{\phi C_t h \mu_o r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad \text{Ec.2.11}$$

### 2.1.3.1 Análisis de Horner (Método convencional)

En este método, se usa un tiempo simplificado de superposición, dejando de lado la constante  $tp$ , y en escala semilogarítmica la presión es graficada como una función de  $\log|(tp+\Delta t)/\Delta t|$  el cual comúnmente se conoce como tiempo de Horner, descrito en la siguiente figura.

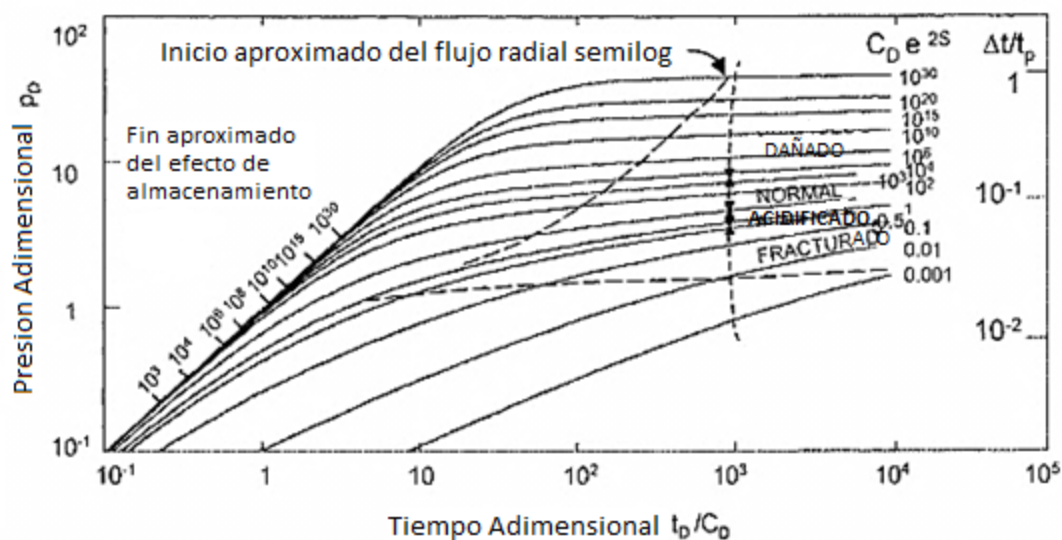




**Figura.2.5. Gráfica Tipo de Horner (Presión versus tiempo)**

### 2.1.3.2 Análisis log-log (Análisis con Curvas Tipo)

Para este análisis se gráfica la presión adimensional versus el tiempo adimensional. Las curvas tipo representan como la presión varía según el tiempo para una configuración específica de pozo-yacimiento como se muestra en la figura 2.6. Se genera usando un modelo analítico y se expresa en variables adimensionales.



**Figura.2.6. Curva tipo de la presión adimensional versus el tiempo adimensional.**

### 2.1.3.3 Análisis de la derivada de la presión (Análisis con Curvas Tipo)

En ese caso se grafica a escala log-log la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo versus el tiempo dimensional. Este análisis es complementado con el análisis log-log para poder caracterizar un yacimiento. Como se describe en la figura 2.7.

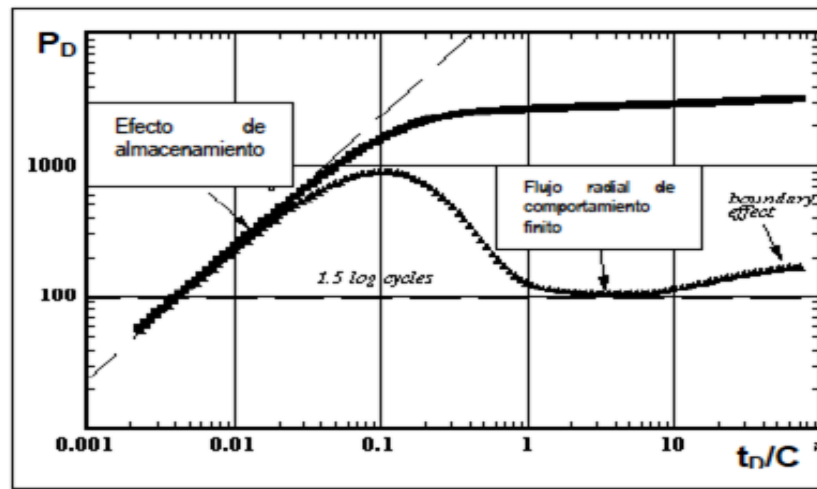


Figura.2.7 Curva tipo de la presión adimensional versus el tiempo adimensional.

## 2.2 Flujo en Yacimientos Naturalmente Fracturados

La facilidad con que los fluidos son intercambiados entre la matriz y las fracturas depende de dos factores:

- La geometría de los bloques de matriz, y
- La razón entre la permeabilidad de la matriz ( $k_m$ ) y la permeabilidad de las fracturas ( $K_f$ )<sup>(9)</sup>.

Warren y Root<sup>(9)</sup>, presentaron un modelo basado en el concepto matemático de superposición de dos medios porosos introducido previamente por Barenblatt. Los autores se basaron en el hecho de que en el caso más general, tanto la

porosidad primaria como la secundaria, están presentes en el yacimiento. “Un sistema independiente de porosidad secundaria es superpuesto a la porosidad primaria o un sistema intergranular. La idealización obvia de un medio poroso intermedio es un compilado de elementos volumétricos discretos con porosidad primaria emparentado anisotrópicamente por espacios vacíos secundarios”. Según los mismos autores, el material con la porosidad primaria está contenido dentro de paralelepípedos rectangulares idénticos.

La porosidad secundaria está contenida dentro de un sistema ortogonal de fracturas continuamente uniformes, las cuales están orientadas de tal forma que cada fractura es paralela a uno de los ejes principales de permeabilidad. El flujo hacia el pozo puede darse sólo entre la porosidad primaria y la secundaria pero no a través de la porosidad primaria.

Mientras el modelo supuesto implica ciertamente heterogeneidad a una escala macroscópica, se puede considerar "homogéneo" si las dimensiones, de los bloques homogéneos, son pequeñas en comparación a las del yacimiento. Para el caso de flujo radial en un yacimiento homogéneo, la ecuación de difusividad puede escribirse de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] + c \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi \mu c}{k} \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad \text{Ec.2.12}$$

Para un fluido ligeramente compresible,  $c$  es muy pequeño, por lo que se desprecia el término:

$$c \left( \frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \quad \text{Ec.2.13}$$

y se obtiene la siguiente expresión

$$\frac{\partial p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \left( \frac{\varphi \mu c}{k} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ec.2.14}$$

En forma adimensional la ecuación de difusividad se puede describir de la siguiente manera:

$$\frac{\partial p_D^2}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad \text{Ec.2.15}$$

La solución analítica de la ecuación de difusividad, restringida por condiciones de borde que representan a un yacimiento infinito, tiene la siguiente forma:

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} E_i \left( -\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad \text{Ec.2.16}$$

Donde:

$$P_D = \frac{kh(p_i - p(r,t))}{141.2q\mu\beta} \quad \text{Ec.2.17}$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad \text{Ec.2.18}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{Ec.2.19}$$

En este caso,  $Ei$  es la función exponencial-integral. Para propósitos prácticos esta ecuación puede ser aproximada por:

$$P_D(r_D, t_D) \approx -\frac{1}{2} \left[ \ln \left( \frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right] \quad \text{Ec.2.20}$$

Cuando

$$\frac{t_D}{r_D^2} > 100 \quad \text{Ec.2.21}$$

Según Warren y Root <sup>(9)</sup>, “El material con la porosidad primaria está contenido dentro de paralelepípedos rectangulares idénticos. La porosidad secundaria está contenida dentro de un sistema ortogonal de fracturas continuamente uniformes, las cuales están orientadas de tal forma que cada fractura es paralela a uno de los ejes principales de permeabilidad”.

Aplicando la ecuación de difusividad para un yacimiento con la geometría del modelo por ellos planteado, desarrollaron las siguientes ecuaciones (en forma adimensional):

$$\frac{\partial^2 P_{fd}}{\partial x^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fd}}{\partial r_D} = (1 - \omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial P_{fd}}{\partial t_D} \quad \text{Ec.2.22}$$

$$(1 - \omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (P_{fd} - P_{md}) \quad \text{Ec.2.23}$$

$$\lambda = \frac{\alpha k_m r_w^2}{\bar{k}_f} \quad \text{Ec.2.24}$$

$$\omega = \frac{\varphi_f c_f}{(\varphi_m c_m + \varphi_f c_f)} \quad \text{Ec.2.25}$$

Los parámetros  $\omega$  y  $\lambda$  son característicos del yacimiento en estudio. Wren y Root <sup>(9)</sup> establecieron que estos dos parámetros son suficientes para caracterizar la desviación de un yacimiento fracturado con respecto a un medio poroso homogéneo. El parámetro  $\omega$ , o tasa de almacenamiento, relaciona la capacidad de almacenamiento de las fracturas con el sistema completo matriz fractura. La manera en que el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas ocurre, se describe mediante el parámetro adimensional  $\lambda$ , también llamado tasa de transmisibilidad. Mientras  $\lambda$  sea más grande, ocurrirá con mayor facilidad el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas, y además mayor será la permeabilidad de la matriz,  $K_m$ . El rango más común de valores de  $\lambda$  es  $10^{-4}$  y  $10^{-8}$ .

El parámetro  $\alpha$ , previamente señalado, refleja el efecto de la geometría de los

bloques de matriz en el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas.

Warren y Root desarrollaron expresiones para la presión en función del tiempo,  $\omega$  y  $\lambda$ , para un yacimiento infinito que produce a una tasa constante, obteniendo la siguiente solución analítica:

$$P_{wd} = \frac{1}{2} \left[ \ln t_d + 0.80908 + E_i \left( \frac{-\lambda t_d}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left( \frac{-\lambda t_d}{(1-\omega)} \right) \right] + S \quad \text{Ec.2.26}$$

donde:

$$t_d = \frac{2.637 \cdot 10^{-4} k_f t}{(\varphi_f c_f + \varphi_m c_m) \mu r_w^2} \quad \text{Ec.2.27}$$

### **2.3 Interpretación de pruebas de presión en yacimiento naturalmente fracturado.**

Hay varias conductas de doble porosidad, esto depende del grado de interacción, o tipo de flujo interporoso, entre los medios. El comportamiento de flujo de estado semi-estable es la presión en la matriz está disminuyendo a la misma velocidad en todas partes, y por lo tanto el flujo de la matriz en las fracturas es proporcional a la diferencia entre la presión de la matriz y la presión en las fracturas adyacentes. Esencialmente, este modelo asume que las



condiciones de flujo de estado semi-estable están presentes desde el principio de flujo.

El segundo comportamiento es modelo de flujo transiente. A partir de los conceptos básicos de flujo de fluidos, una interacción matriz-fractura más apropiado es el flujo en estado inestable o transitorio. (Flujo en el que un aumento de la caída de presión 'drawdown' se inicia en la interfase matriz-fractura y se mueve más lejos en la matriz con el tiempo).

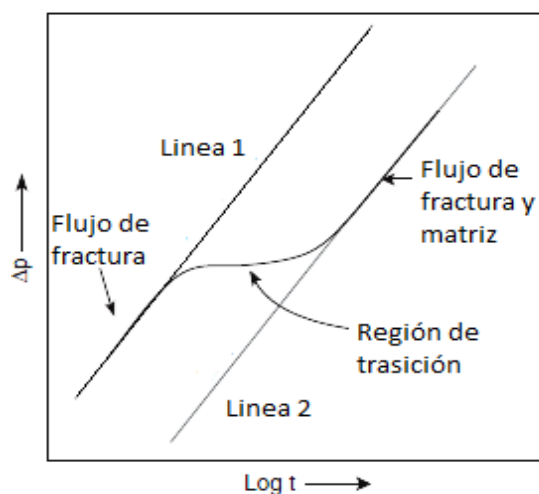
El tercer comportamiento es un flujo de estado estable, a una tasa constante del pozo, la presión en cualquier punto del yacimiento permanecerá constante. Esto es poco común en yacimientos de petróleo.

### **2.3.1 Análisis convencional (semilogarítmico)**

Una gráfica semilogarítmica  $\Delta p$  vs  $t$  se representa este comportamiento como se muestra en la figura 2.8, donde la línea 1 representa flujo en el sistema de fracturas exhibe un comportamiento radial homogéneo, la línea 2 representa flujo radial, homogéneo en todo el sistema (fractura más matriz). La línea 1 es paralela a la línea 2. Por esta razón, ambas líneas tienen la misma pendiente. A partir de la pendiente, la capacidad de flujo,  $(kh)_{f+ma}$  del total del sistema puede

ser calculado. La capacidad de flujo,  $(kh)_{f+ma}$  es esencialmente igual al flujo de la capacidad de la fractura,  $(kh)_f$ , ya que la permeabilidad de la fractura es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz.

Algunos yacimientos naturalmente fracturados exhiben flujo transitorio de la matriz a las fracturas. Condiciones de flujo transitorias implican la tasa de cambio de presión varía con el tiempo y la ubicación en la matriz. Esta seguido por período de transición antes de flujo estabilizado va desde la matriz a las fracturas, y, finalmente, de las fracturas en el pozo.

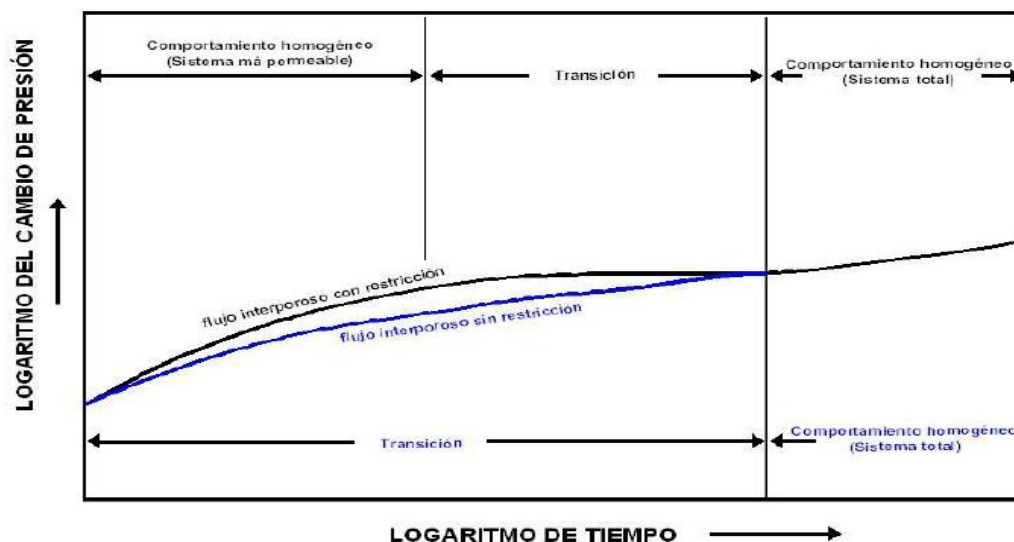


**Fig.2.8—Tipos YNF (Nnaemeka Ezekwe (2010), Fig. 13.28, page 64)**

### 2.3.2 Análisis Log-Log

El análisis log-log representa un mejoramiento significativo sobre el análisis convencional semi-log en la identificación de yacimientos de doble porosidad. Sin embargo, éste no es completamente seguro.

El análisis de doble porosidad fabrica una curva en forma de S en un gráfico log-log, como se muestra en la Figura 2.9. La curva representa un comportamiento homogéneo resultante de la disminución solamente en el medio más permeable. Le sigue una transición, que corresponde al flujo interporoso, durante el cual la presión en los dos medios tiende a equilibrarse. Finalmente, reasume otra vez el comportamiento homogéneo, como resultado de la disminución de ambos medios al mismo tiempo, que corresponde al sistema total. Como se puede notar en Figura 2.9, la transición puede comenzar a tiempos muy tempranos en el caso de flujo interporoso sin restricción; en tal caso, el primer comportamiento homogéneo no se puede observar en la práctica. Por ejemplo, la forma de S es generalmente difícil de observar en pozos altamente dañados; por lo que puede diagnosticarse un comportamiento homogéneo erróneo.



**Fig.2.9—Comportamiento de doble porosidad, gráfico log- log (Análisis moderno de pruebas de presión (2008), Raúl Valencia Fig. 17, página 33)**

### 2.3.3 Análisis de la derivada

El comportamiento involucra un gráfico log-log de la derivada de presión con respecto a alguna función de tiempo vs. tiempo. Figura 2.10. Para una duración adecuada de la prueba, al mínimo puede preceder y continuar por una estabilización, como se muestra en la Figura 2.10.a, o continuar solamente por una estabilización, como se muestra en la Figura 2.10.b. Adicionalmente, puede existir un máximo a tiempos tempranos si el pozo está dañado o puede carecer de él si el pozo no está dañado o está estimulado. Y por último puede darse una

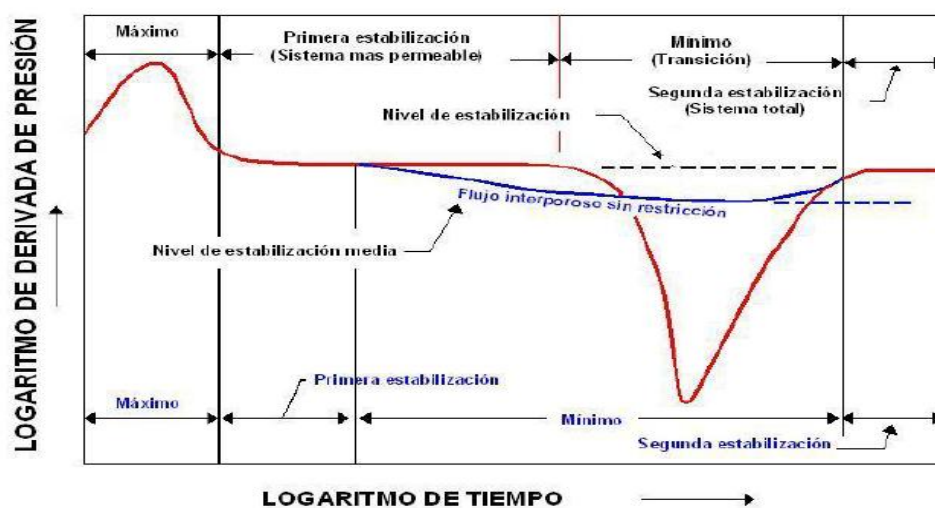
tendencia hacia arriba o hacia abajo a tiempos tardíos si el yacimiento está limitado.

La primera estabilización como se muestra en la Figura 2.10.a representa el comportamiento homogéneo del medio más permeable y corresponde a la primera línea recta semi-log en la figura 2.10.a. La segunda estabilización ocurre al mismo valor de la derivada de presión de la primera estabilización y representa el comportamiento del sistema total, o en otras palabras, se podría decir que se encuentra al mismo nivel de la primera estabilización. Esto corresponde a la segunda línea recta semi-log.

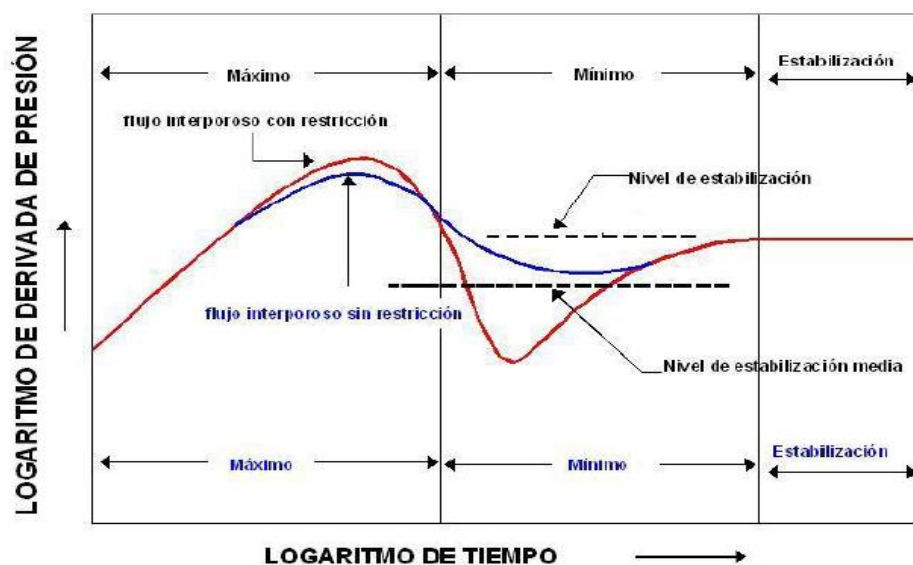
La estabilización en la Figura 2.10.b representa el comportamiento homogéneo del sistema total y corresponde a la línea recta semi-log de la Figura 2.10.b. La forma del mínimo depende del tipo de comportamiento de doble porosidad, como se muestra en la figura (2.10.a y 2.10.b) el flujo interporoso con restricción produce un mínimo en forma de V, mientras que el flujo interporoso sin restricción produce un mínimo en forma de U. La parte más baja del mínimo en el flujo interporoso sin restricción corresponde al valor de la derivada de presión que siempre es mayor o igual que el valor medio del nivel de estabilización.

La derivada proporciona un medio mucho más eficiente para identificar sistemas de doble porosidad de los datos tomados de una prueba de pozos si se obtiene

una curva apropiada de la derivada. La principal limitación es la calidad de los datos disponibles y, más importantes aun, del algoritmo utilizado para el cálculo de la derivada de presión. La fiabilidad también mejora grandemente, solamente hay una ambigüedad entre el comportamiento de flujo interporoso sin restricción y el comportamiento homogéneo con una falla sellante, porque ambos exhiben formas similares en la forma de la derivada.



**Fig. 2.10. a—Comportamiento de doble porosidad, gráfico derivada (Análisis moderno de pruebas de presión (2008), Raúl Valencia Fig. 18. a, página 33)**



**Fig. 2.10. b—Comportamiento de doble porosidad, gráfico derivada (Análisis moderno de pruebas de presión (2008), Raúl Valencia Fig. 18. b, página 33)**

## 2.4 Herramienta a utilizarse <sup>10</sup>

Como objetivo general de este trabajo de grado, se planteó el desarrollo de una Interpretación de la prueba de buildup de un pozo de petróleo en yacimientos naturalmente fracturados, mediante uso de software que permitiese obtener las soluciones. La plataforma utilizarse es ECRIN de KAPPA.

Ecrin v4.20 está conformada por varios modelos:

- Saphir NL para análisis de presiones transiente.

- Topaze NL para análisis de producción.
- Rubis para historia del "matching"
- Amethyste para pozos con un análisis de rendimiento.

El modelo a utilizarse es Saphir a partir de este modelo ideal se puede obtener un estimado de permeabilidad; factor skin; coeficiente storativity,  $\omega$ ; y el coeficiente de flujo de interporosidad,  $\lambda$ , a través del uso de este software.

#### **2.4.1 Generalidades**

El Análisis de la Presión Transitoria moderna se basa en el uso de la PC, a partir del software producido para el análisis de la Presión Transitoria, la clave para cualquier software moderno es combinar la facilidad de uso y un núcleo técnico de gran alcance, con capacidades analítica y numérica. En cuanto a la metodología, la central herramienta de diagnóstico es el gráfico log log, mostrando tanto la presión como la derivada de Bourdet utilizada para los diagnósticos y el ajuste (match) con el o los modelos seleccionados. Las siguientes secciones describen la típica trayectoria de hoy en día en el Análisis de la presión transitoria. Nuestra comprensión de lo que esta típica trayectoria de hoy en día debería ser es lo que nos condujo a implementarlo en Saphir.



Una vez que la interpretación es inicializada la primera tarea es conseguir un conjunto coherente y representativo de datos de tasa y presión. Esto incluye los datos de registros, control de calidad y validación y edición para preparar el análisis. Uno o varios períodos de interés, típicos buildup, serán luego extraídos y el gráfico de diagnóstico creado y los datos diagnosticados. El ingeniero de interpretación puede seleccionar uno o varios candidatos analíticos o modelos numéricos, establecer sus parámetros y generar estos modelos. Para los modelos candidatos que estén retenidos, el ingeniero puede perfeccionar los parámetros, ya sea manualmente o mediante regresión no lineal. Una vez que los parámetros del modelo son finalizados, el usuario puede evaluar la sensibilidad o transversales correlaciones de los parámetros utilizando intervalos de confianza de la regresión no lineal y ejecutar el análisis de sensibilidad, Finalmente, un informe es emitido.

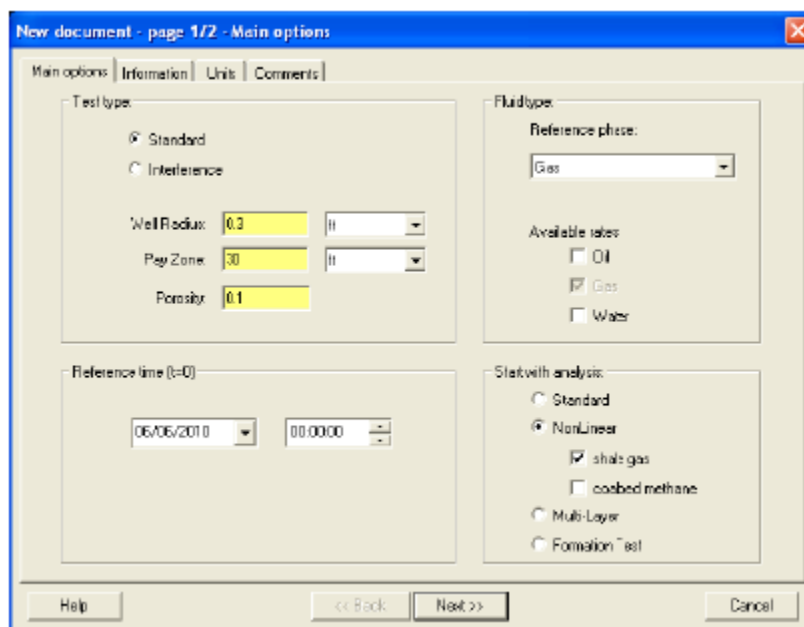
#### **2.4.2 Procedimiento**

En esta sección se describe el desarrollo y análisis que se debe tomar en cada paso al ingresar los datos en el software Saphir, a continuación se explica con más detalle el proceso y las restricciones que se debe considerar para obtener el resultado esperado de acuerdo al modelo seleccionado.

### **2.4.2.1 Inicialización**

El ingeniero de interpretación debe primero dar la información de entrada requerida para identificar la prueba y seleccionar las principales opciones que configuraran el proceso de interpretación: el tipo de fluido (que determinara la función de la presión a utilizar) y el tipo de prueba (estándar, interferencia). El ingeniero puede comenzar con un análisis estándar, numérico no lineal, gas de esquisto o metano en capas de carbón (CBM), de múltiples capas analítica o numérica lineal, o un tipo de prueba del análisis de una formación. La entrada final serán los parámetros que se asume que se conocen que son necesarios para calcular la interpretación de como: porosidad, espesor neto del drenado vertical, y radio del pozo, etc.

Para un fluido ligeramente compresible, sólo unas pocas propiedades PVT, que se suponen constante, se necesitan: factor de volumen de formación, viscosidad y el sistema de compresibilidad total. Un ejemplo de aplicación se describe en la figura 2.11.



**Fig.2.11 —Condiciones Generales (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.1, página 99)**

#### 2.4.2.2 La carga de datos

Importación de archivos ASCII, la entrada manual y copia-pegar desde una hoja de cálculo son los principales métodos utilizados para la carga de datos. Sin embargo, los datos son cada vez más leídos de bases de datos directas en tiempo real de la vinculación de los sistemas de adquisición de funcionamiento de las empresas de servicios durante la prueba. Por lo tanto, los paquetes de software tienen que proporcionar al ingeniero con la flexibilidad para definir

interactivamente el formato de archivo, con el fin de cubrir la gran variedad de archivos existentes.

En un principio, la cantidad de datos era un problema real, debido a la limitada disponibilidad de la memoria ejecutada bajo DOS, el costo de la memoria del ordenador, y el hecho de que el tamaño de las matrices de datos tuvo que ser declarado y establecido por los programadores de software en tiempo de compilación. Todas estas limitaciones han desaparecido, El software de hoy puede manejar fácilmente varios manómetros y el volumen de datos de manómetros obtenidos durante una prueba de pozo, lo que es a veces más de un millón de puntos de datos.

El procedimiento recomendado es cargar todos los datos obtenidos a partir de todos los manómetros durante la prueba de pozo, y no sólo un subconjunto filtrado. La filtración puede siempre ser aplicada más tarde, en el conjunto de datos duplicados. Sin embargo, las cosas están cambiando con la difusión de los manómetros de fondo de pozo permanente y el aumento del uso de los datos de producción en el Análisis de presión transitoria y Producción. La cantidad de datos de producción es de un orden de magnitud mayor, y es mucho menos suave que un buildup típico, como se describe en las figura 2.12a, 2.12b Los filtros inteligentes, tales como ondas, son cada vez más

necesarios para reducir el volumen de los datos, manteniendo las tendencias y los cambios significativos en el ruido y eliminar el tiempo mismo.

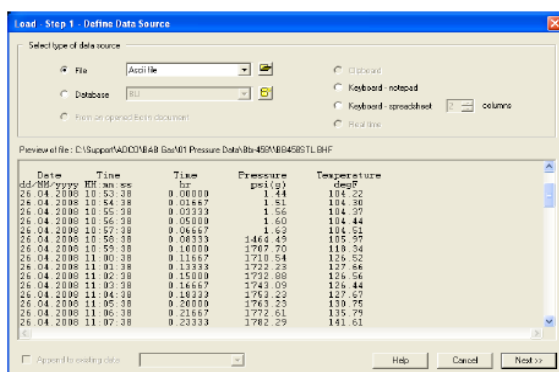


Fig.2.12 (a)

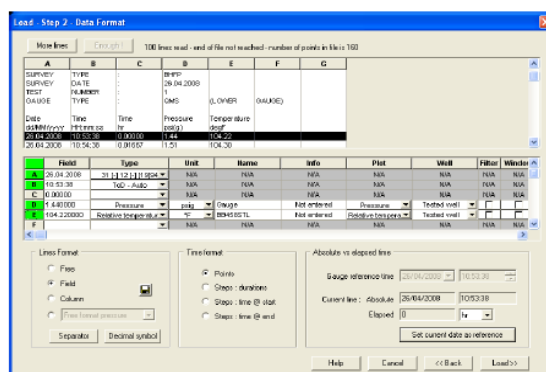


Fig.2.12 (b)

Fig.2.12 (a) (b). —La carga de datos (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. (3. E4) (3. E5), página 101)

### 2.4.2.3 Control de calidad

El control de calidad es una parte esencial de la interpretación, esto incluye:

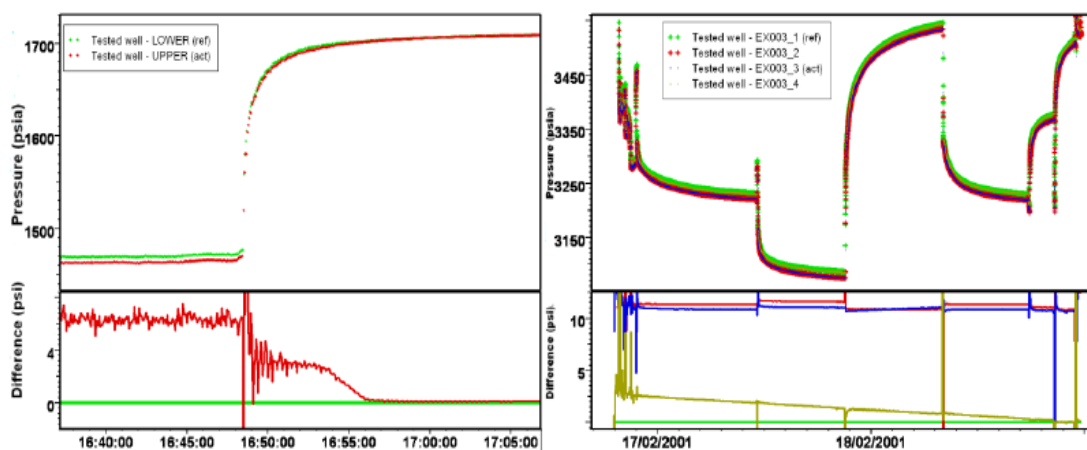
- Validación de los manómetros: identificación de fallas, desvíos, falla de reloj, resolución, etc.
- Identificación de problemas operacionales.
- Discriminación de los efectos del pozo de los efectos de reservorio.

El Control de calidad afortunadamente se ha convertido en una preocupación cada vez mayor. Anteriormente, un ingeniero de interpretación a menudo pudiera considerar el buildup solamente y unirlo, por ejemplo, con un modelo radial compuesto, mientras que con demasiada facilidad ignora la posibilidad de que el comportamiento de la prueba pudiera de hecho estar relacionada a la fase de redistribución, es eficiente también diagnosticar los efectos del pozo, es el cálculo dinámico de la diferencia entre los manómetros de medición de los mismos datos, el valor de la diferencia en sí es de pequeño interés siempre y cuando se mantenga dentro de los manómetros de precisión. Sin embargo, las variaciones de la diferencia pudieran ser una fuente valiosa de información.

A pesar de que las personas asocian la dificultad de la prueba de interpretación del pozo a la parte modelada, una gran cantidad de pensamientos tienen lugar en esta etapa de la interpretación, ya que define el punto de partida de donde el diagnóstico se llevará a cabo. No identificar cualquier problema operacional puede potencialmente poner en peligro el proceso de interpretación en conjunto. Mostrado en la figura 2.13 de control de calidad.

Hay una ventaja de lado en la realización de un control exhaustivo de calidad: después de ir y venir entre los datos y el informe de prueba del pozo, el

ingeniero de interpretación sabrá lo que pasó durante la prueba, incluso si él no estaba en el lugar.



**Fig.2.13 —Control de Calidad (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.6, página 102)**

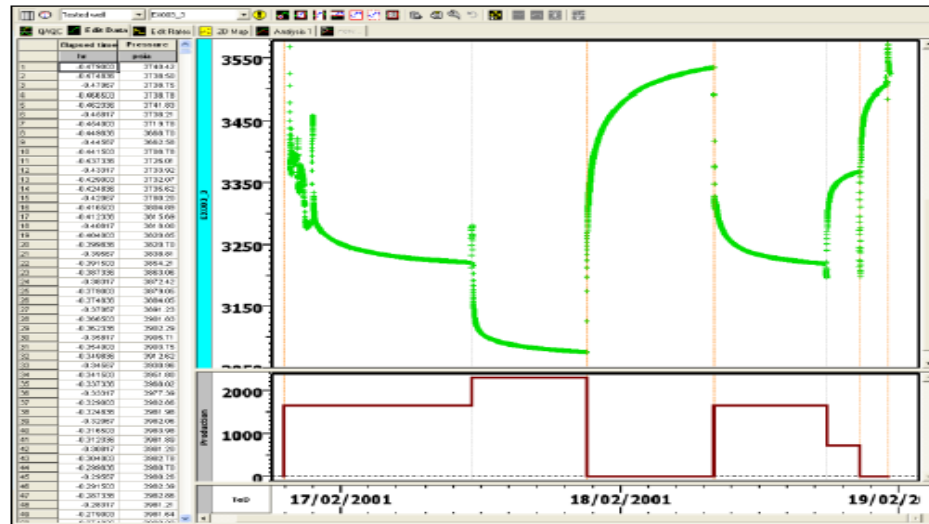
#### 2.4.2.4 Edición de datos

Datos cargados pueden ser el resultado de un cuidadoso proceso por la compañía de adquisición de datos, en cuyo caso ninguna o poca edición puede ser necesario. Pero muy a menudo el ingeniero de interpretación tendrá que recopilar datos de calidad desigual y de diferentes fuentes. Las Presiones a menudo se adquieren de fondo de pozo en tiempo real o con un manómetro de memoria, mientras que las tasas todavía serán medidas en la superficie y proceden del informe de prueba de pozo con un tiempo diferente de muestreo.

Más allá de la limpieza usual de los datos irrelevantes y la corrección de los errores de carga, el principal reto será el de terminar con al menos un conjunto coherente y sincronizado de datos de tasas y presión. Para llegar hasta allí el ingeniero puede tener que realizar las siguientes tareas:

- Obtener todos los datos adquiridos por vía electrónica a la misma hora de referencia.
- Si no está cargado, crear la historia de tasas gráficamente mediante la identificación de los saltos de presión y obtener los valores de la frecuencia del informe de prueba de pozo. Use una facilidad para identificar automáticamente los períodos de cierre y corregir automáticamente la historia de la producción de volúmenes a tasas. Mostrado en la figura 2.14.
- Perfeccione la historia de la producción, cuando el tiempo de muestreo de mediciones de la tasa es demasiado crudo
- Inversamente, si el historial de producción entra en detalles inútiles, simplificar la historia tasa para reducir el tiempo necesario del CPU para ejecutar los modelos





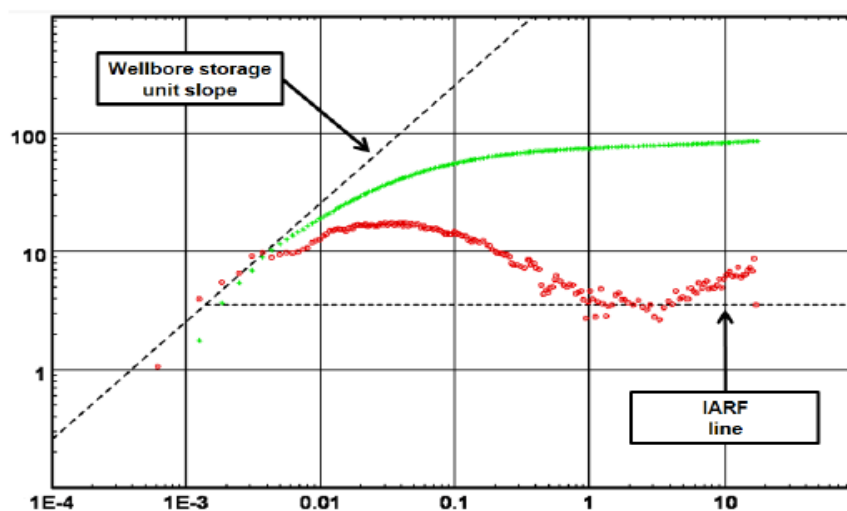
**Fig.2.14 —Ajustamiento de la historia de producción y presión (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.7, página 103)**

#### 2.4.2.5 Extracción y diagnóstico

Una vez que los datos han sido sincronizados y validados, el análisis propiamente dicho se iniciará. El ingeniero se centrará en uno o varios indicadores, uno o varios períodos de flujo y creará las herramientas de diagnóstico apropiadas, a partir de las gráficas log log y semilog. Cuando se utilizan varios indicadores, que se superpondrá. En caso de Saphir, esta extracción es seguida por una colocación automática de una línea horizontal para IARF en la derivada de Bourdet y una línea de pendiente unitaria para almacenamiento del pozo en tanto la presión como la derivada de Bourdet. Este

posicionamiento se establece mediante una filtración relativamente simple, el objetivo principal es poner estas líneas en el mismo "rango", como los datos.

En caso de comportamiento complejo, el software quizás haya seleccionado el nivel equivocado de la derivada y para IARF o haya seleccionado mal la línea de pendiente unitaria para el almacenamiento del pozo. El ingeniero de interpretación entonces interactiva mover las dos líneas rectas en orden para posicionar adecuadamente estos regímenes de flujo. A través de un match descrita en la figura 2.15

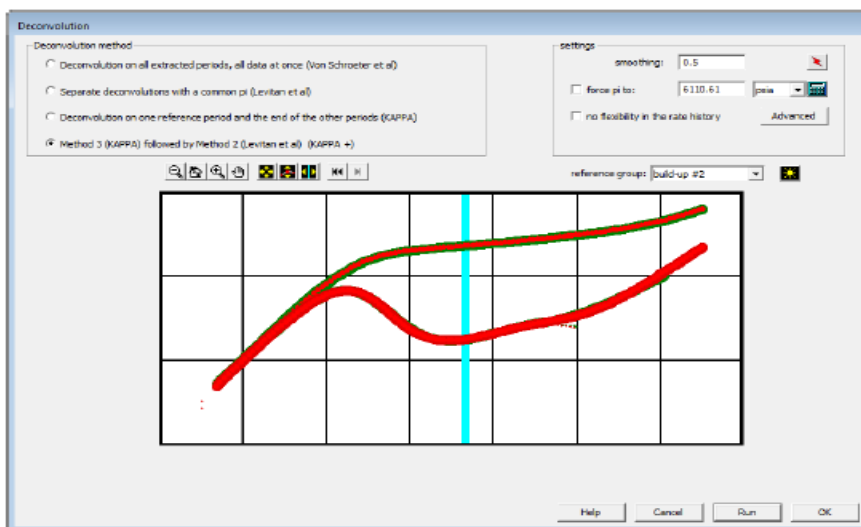


**Fig.2.15 —Líneas match (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.8, página 104)**

Durante el proceso de extracción, y posiblemente más tarde, el ingeniero puede decidir controlar el suavizado de la derivada, aplicar un filtro logarítmico, y en el caso de un cierre, controlar la presión de flujo última.

### 2.4.2.6 Deconvolución

El nuevo método de deconvolución desarrollado en los últimos años se presentó en una sección anterior. La extracción de la deconvolución puede ocurrir inmediatamente después de la extracción del cierre individual, o mucho más tarde después de la interpretación del cierre individual. Como se muestra en la siguiente figura.



**Fig.2.16 —Diálogo Deconvolución (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.9, página 104)**

### **2.4.2.7 Diagnóstico**

Después de la extracción, problemas con los datos pasados por alto en el control de calidad inicial puede ponerse en manifiesto, que requieren datos adicionales de edición, y una nueva extracción. En cuanto a la respuesta de la derivada generalmente será el punto de partida de este proceso.

Características individuales en la signatura se tendrán en cuenta, validado o rechazado, y potencialmente asociados a un modelo de pozo, reservorio o cobertura.

Dependiendo del diagnóstico, los gráficos log log y semilog puede complementarse con otros gráficos especializados para identificar los regímenes de flujo específicos mediante análisis de línea recta. Sin embargo, este enfoque se ha realizado en gran medida redundante por la introducción del enfoque moderno.

Dependiendo del conocimiento previo y la complejidad de la respuesta, el problema puede ser rápidamente restringido a una o dos alternativas, o la gama de posibilidades puede permanecer grande.

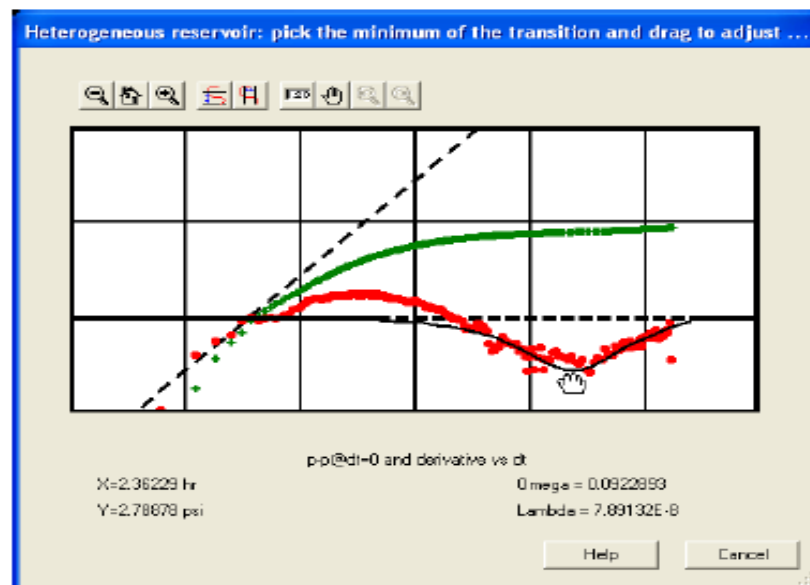
#### **2.4.2.8 Generación del modelo**

El ingeniero, después de diagnosticar el comportamiento, seleccionará uno o varios modelos candidatos. El siguiente proceso se repetirá para cada modelo considerado.

El objetivo es utilizar la capacidad de modelado del software para que coincida en parte o en su totalidad la respuesta de la presión. Este consistirá en seleccionar uno o varios modelos, que puede ser analítica o numérica.

Es basado en asesores modelos que se puede usar para acelerar el proceso mediante la detección de si una respuesta derivada puede explicarse por una cierta combinación de pozo, reservorio y modelos de contorno, y produce una primera estimación de los parámetros del modelo sin interacción del usuario.

Hay muchas maneras para estimar los parámetros: (1) formar los resultados de gráficos especializadas que pueden haber sido creados en el análisis; (2) forman líneas rectas en el gráfico de log log; (3) de características interactivas recogida de la pieza correspondiente de derivada; (4) mediante la introducción manual. Esta selección interactiva se describe en la figura 2.17



**Fig.2.17 —Selección Interactiva (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.10, página 106)**

Para modelos analíticos complejos, sólo unos pocos parámetros, o las relaciones entre los parámetros, se determinará de forma única a partir de la respuesta de la prueba. Los otros parámetros o relaciones que faltan se introducirán a partir de otras fuentes de información.

El comentario anterior sobre la estimación de parámetros es aún más crítica cuando se utilizan modelos numéricos, donde la geometría esencialmente se construirá a partir del conocimiento previo del reservorio, y sólo unos pocos "globales" desconocidos se deduce de la prueba

El modelo se genera y se compara con los datos, tanto en términos de presión y la derivada de Bourdet en la historia del gráfico, y los gráficos log log y semilog. En el caso de otros gráficos especializados son usados, el modelo también se compararán en estas escalas diferentes. En este punto, el ingeniero puede decidir rechazar el modelo candidato, o mantener y refinar los cálculos de parámetros.

#### **2.4.2.9 Modelo de refinamiento.**

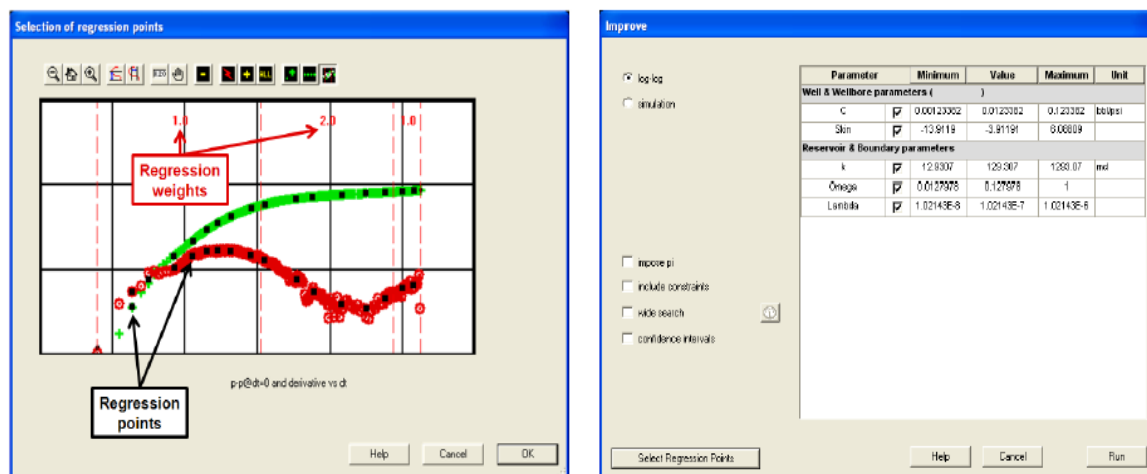
Modificación de los parámetros: antes de abandonar el parámetro de refinación a una rutina de optimización, el ingeniero debe lidiar con los errores de los parámetros si los hay. Esto aumentará la posibilidad de que la regresión tenga éxito y convergen rápidamente, y asegurar la elección del modelo. En general el Software dispone de instalaciones para facilitar este proceso. Por ejemplo, los parámetros pueden ser corregidos si el ingeniero cambia el “match” dentro del grafico log log.

Sin embargo, Un ingeniero experimentado en interpretación con un buen entendimiento de los parámetros del modelo a menudo lo hará más rápido cambiando los valores a mano.

Regresión no lineal: El principio es el uso de optimización numérica para refinar las estimaciones de los parámetros mediante la minimización de una función de error, en general la desviación estándar entre las presiones simuladas y las presiones reales en tiempos cuidadosamente seleccionados. La derivada también puede ser integrada en la función de error. El algoritmo de optimización más utilizado es el de Levenberg-Marquardt, pero hay muchas variantes.

Entre los parámetros del modelo, algunos pueden ser fijados por el ingeniero. Para los demás, el ingeniero puede controlar sus límites superior e inferior. Los puntos de datos en el que se calcula la función de error también pueden ser controlados por el usuario. Una opción importante será si la optimización se limita al periodo de análisis, o si se extiende a datos fuera del análisis. En el primer caso, el "Match" al final del proceso de optimización será tan bueno como que el punto de partida o mejor. Si la optimización se lleva a cabo en los puntos más allá del período analizado, la historia total del "match" se mejorará, pero potencialmente a expensas de la calidad del "match" utilizado para el diagnóstico. Como se muestra en la figura 2.18





**Fig.2.18 —Creación de Puntos de Regresión y control de los límites de optimización (Dynamic Data Analysis (1987),Olivier Houzé,Didier Vturat Fig. 3. E.12, página 107)**

#### 2.4.2.10 Estudio de sensibilidad

Al final de la regresión no lineal también es posible recuperar los intervalos de confianza. Se pueden utilizar para evaluar la sensibilidad a los parámetros individuales y los parámetros de eventuales correlaciones cruzadas.

También se puede ejecutar y visualizar una serie de generaciones de modelos correspondientes a diferentes valores de un parámetro dado con el fin de comparar en una parcela log log único. Esto es, hasta cierto punto, la versión moderna de los tipos de curvas, donde las soluciones adimensionales se

sustituyen por la generación y extracción de modelos detallados con rangos de usuarios actuales de los parámetros.

La figura 2.19 muestra la sensibilidad a la distancia entre un fallo de sellado bien y única.

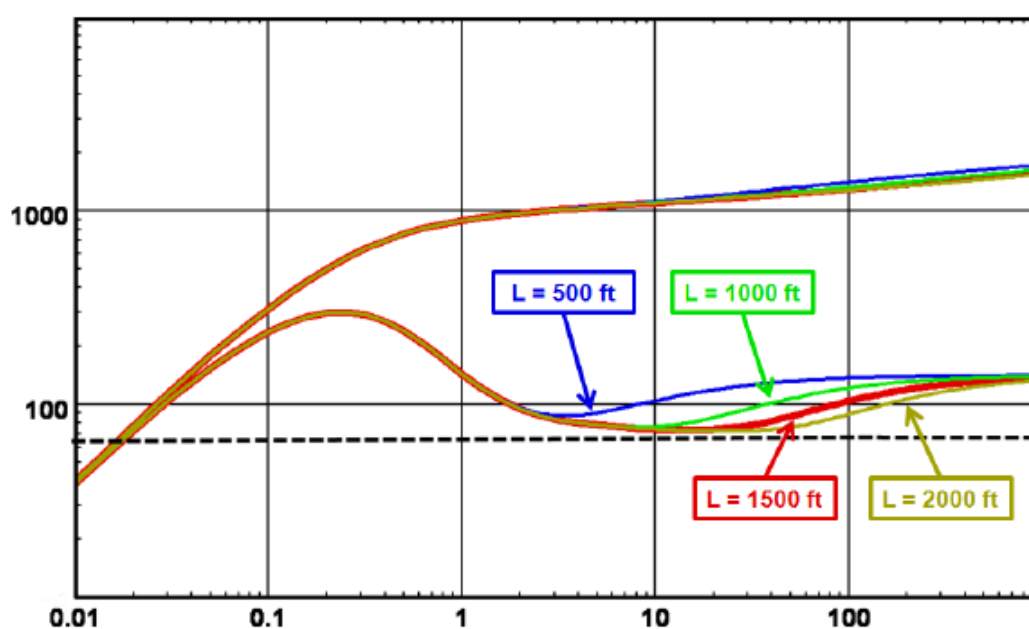


Fig.2.19 —Distancia de la Sensibilidad (Dynamic Data Analysis (1987), Olivier Houzé, Didier Vturat Fig. 3. E.13, página 108)

## CAPITULO 3

### 3. Uso del software Saphir para el análisis de presión transitoria

En este capítulo se desarrollara un ejemplo de aplicación, usando el siguiente software podemos describir el análisis de presión transiente mediante una prueba de buildup en yacimientos de petróleo naturalmente fracturados, al escoger un modelo de flujo de matriz transiente, a través de la plataforma ECRIN v4.20 de KAPPA.

La misma que nos permite obtener un estimado de los distintos parámetros que rige el comportamiento del yacimiento tales como:  $\lambda$  (coeficiente de interporosidad),  $\omega$  (coeficiente de almacenamiento),  $k$  (permeabilidad),  $s$  (factor de daño),  $p_i$  (presión inicial),  $kh$  (producto permeabilidad- espesor).

Las soluciones presentadas gráficamente en un análisis de presión o tasa de flujo contra una función de tiempo, son usadas en la industria para determinar los parámetros que caracterizan a las formaciones.

Hemos tomado como modelo un pozo vertical, con frontera infinita y reservorio de doble porosidad esférico, que presenta un bloque matriz de flujo transiente con geometría redonda, caracterizado por un mejor flujo de fluidos a diferencia

del bloque matriz con geometría rectangular que impide el movimiento de los fluidos dentro del tiempo geológico, considerando el modelo esférico mejor que el rectangular [1].

### Problema propuesto:

Un análisis de una Prueba Buildup de un pozo de petróleo naturalmente fracturado exhibe un flujo de matriz transiente, el cual sea obtener a partir de los datos mostrados en la siguiente tabla para la interpretación del mismo, mediante la plataforma del software Saphir.

Determinar:

K (Permeabilidad); s (factor de daño);  $\omega$  (coeficiente de almacenamiento);  $\lambda$  (coeficiente de flujo de interporosidad).

Datos:
$r_w = 0.33'$
$\varphi = 0.0633$
$\mu_o = 1.3 \text{ cp}$
$h = 33'$
$c_t = 2.52 \times 10^{-5} \text{ psia}^{-1}$
$\beta_o = 1.3 \text{ RB/STB}$
$p_{wf}^{(\Delta t=0)} = 2692.05 \text{ psi}$
$S_w = 0.33$

$p_i = p_s = 2876$ psi
$c_{mt} = 4 \times 10^{-6}$ psia-1
$S_o = 0.67$
$t_p = 2000$ hrs
$q_o = 333$ STB/D

**Tabla 3.1 Datos del reservorio**

### 3.1 Datos de la prueba presión Buildup

T (horas)	Pws (psi)	T (horas)	pws (psi)
0.001	2697.7	0.7	2820.1
0.002	2703	0.8	2820.9
0.003	2708	0.9	2821.5
0.004	2712.6	1	2822.1
0.005	2717	2	2825.7
0.006	2721.2	3	2827.8
0.007	2725.1	4	2829.2
0.008	2728.8	5	2830.3
0.009	2732.3	6	2831.2
0.01	2735.6	7	2831.9
0.02	2760.5	8	2832.5
0.03	2775.8	9	2833.1
0.04	2785.5	10	2833.6
0.05	2792	20	2837
0.06	2796.4	30	2839.4
0.07	2799.6	40	2841.3
0.08	2802	90	2847.6
0.09	2803.8	100	2848.5
0.1	2805.3	200	2854.3
0.2	2812	300	2857.6
0.3	2814.9	400	2859.8
0.4	2816.8	900	2865.4
0.5	2818.2	1000	2866.1
0.6	2819.2		

**Tabla 3.2 Datos de la prueba de presión buildup**

### 3.2 Desarrollo a través del software Saphir

**Fig.3.1 Ingreso de datos**

En la primera ventana de Saphir definimos el alcance de nuestro análisis, denotando que es una prueba estándar siendo la más común en estos casos. Donde ingresamos tres parámetros importantes que son el radio del pozo, que es el radio del hoyo en contacto con la formación, si es un pozo abierto debe ser el radio del pozo y si es un pozo entubado debe ser el radio al casing. El espesor de la formación del yacimiento es el espesor neto, la porosidad debe ser en fracción, considerando que estos valores son constantes definimos sus unidades respectivamente.

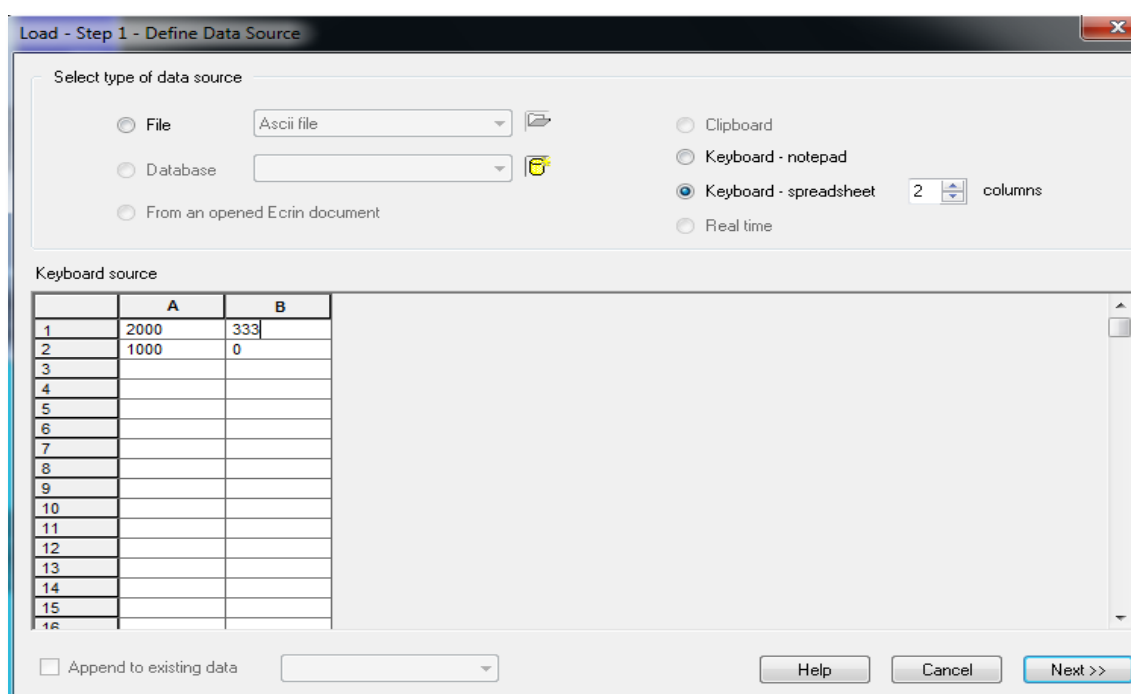
El tiempo de referencia arranca de un cero y el cero corresponde con una fecha respectiva al día donde se ingresa los datos, ya que si se toma una fecha anterior a está, los valores de tiempo se harán negativos.

Se puede analizar las tres etapas juntas pero debemos de definir las fases de referencias que pueden ser petróleo, agua o gas. Al ser nuestra fase petróleo.

**Fig.3.2 Parámetros PVT**

Cuando utilizamos un modelo estándar los valores de compresibilidad, viscosidad, y factor volumétrico van hacer constante, únicamente la opción avanzada la utilizamos para ajustar estos datos.

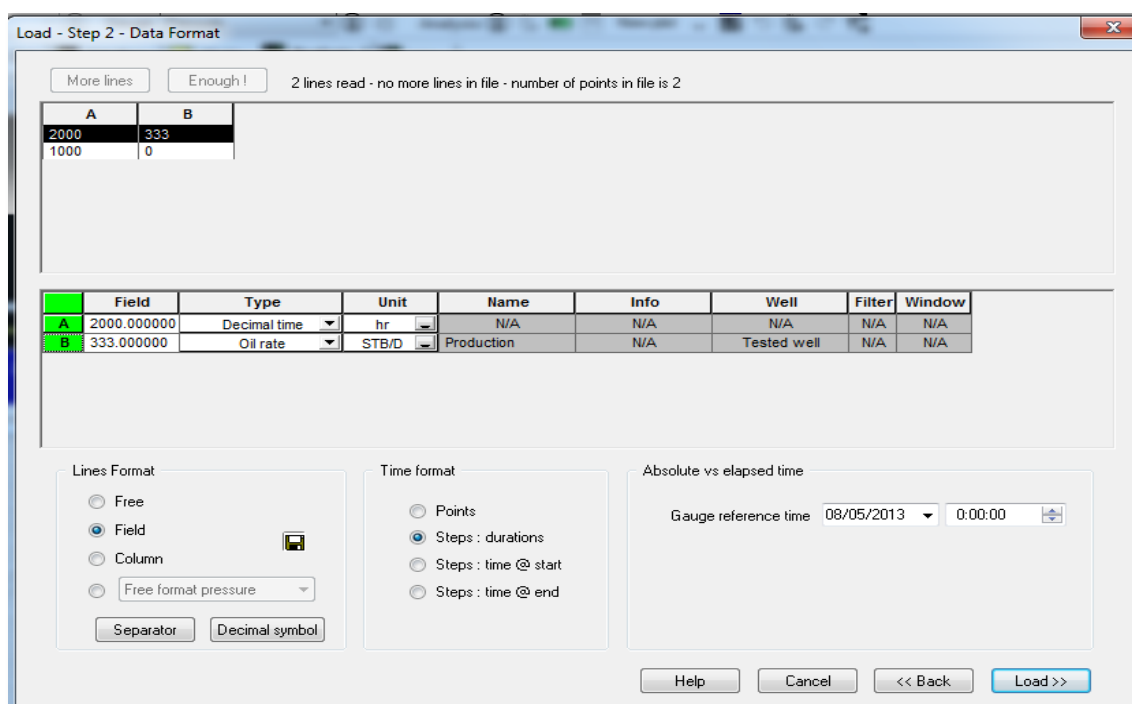
El PVT no es uniforme, varía durante un buildup debido a que la presión no es constante. Los valores de PVT se pueden tomar a una presión inicial o promedio siempre y cuando sean valores representativos, para que estos valores sean lo más cercano posible al comportamiento real, de la misma manera se pueden escoger el sistema de unidades a utilizar. Creando posteriormente el modelo.



**Fig.3.3a Definición de los parámetros de caudal y tiempo**

Al cargar los datos de caudal y tiempo, tendremos una vista previa de los mismos, asegurándonos que estos sean los correctos para el análisis.

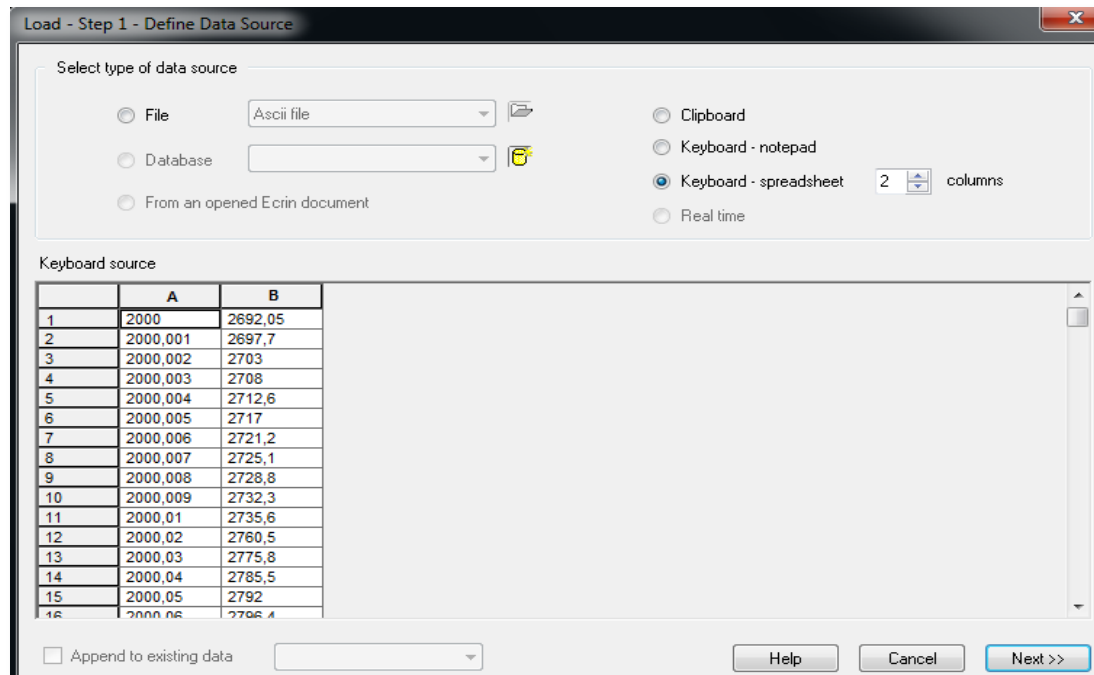




**Fig. 3.3b Definición de los parámetros de caudal y tiempo**

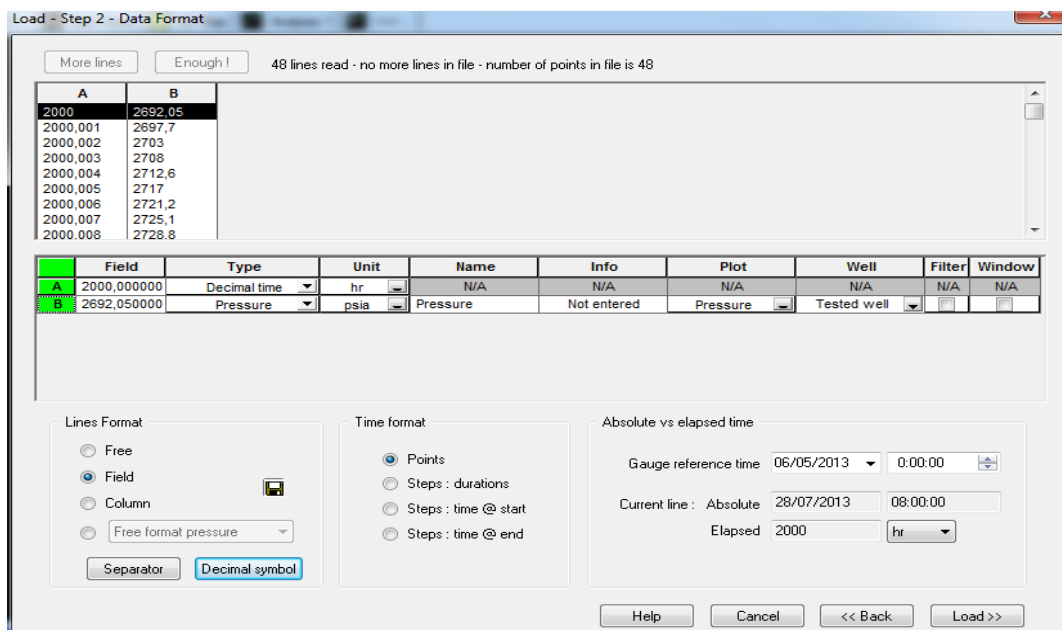
Se define el formato de los parámetros en donde al tener el recuadro verde me indica que el software está reconociendo los valores de caudal.

Escogiendo la opción "field" que nos permite separar automáticamente los valores ingresados, definimos el formato de tiempo que por lo general se ingresa a la fecha de referencia del sensor es decir donde arranca, en este caso el software asume la fecha ingresada inicialmente, si es el caso modificarla se lo puede hacer. Es importante denotar el símbolo decimal para nuestro caso la coma, especificando las variables y las unidades.



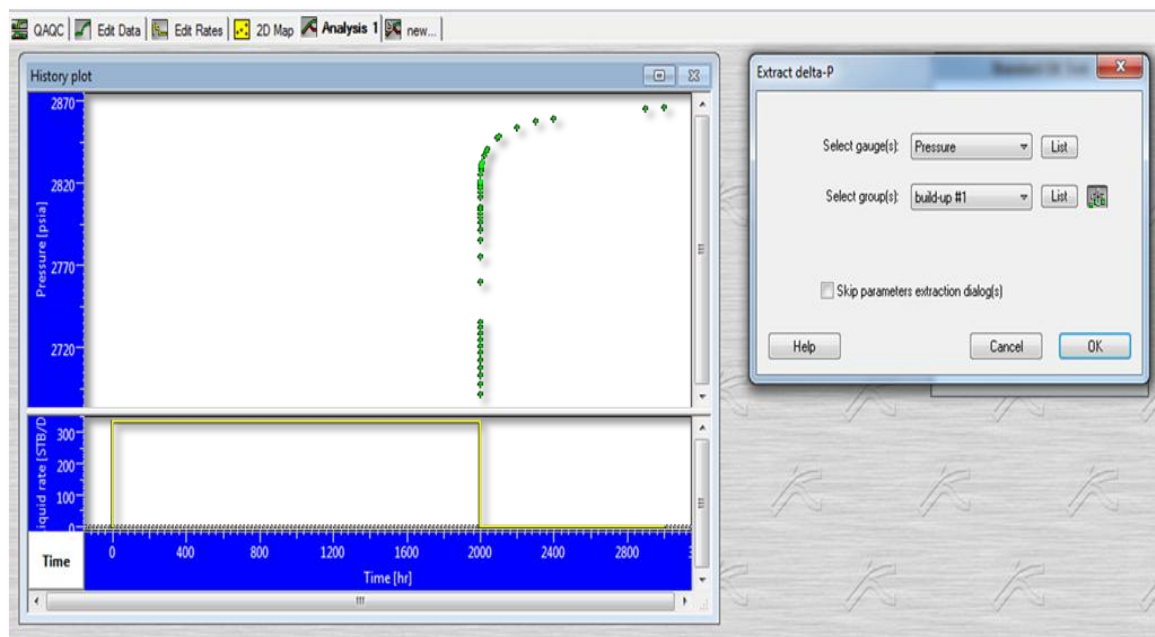
**Fig. 3.4 Ingreso de los datos de presión vs tiempo**

Definimos de donde se obtiene la información, cargamos los datos de presión y de tiempo manualmente, en donde se añade el tiempo de producción a la columna (factor tiempo) asegurándonos que es la data que realmente queremos cargar.



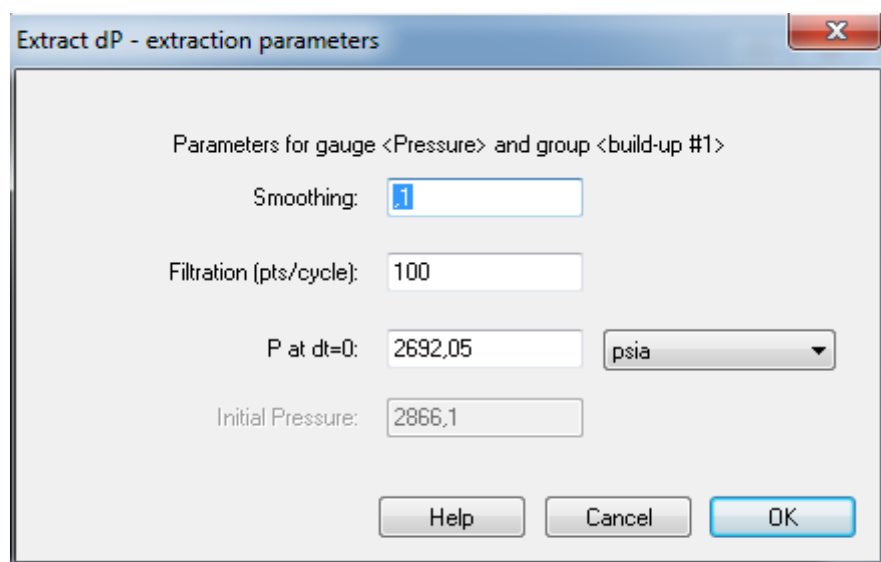
**Fig.3.5 Formatos de datos**

Al cargar los datos de presión encontramos varios parámetros que nos permiten modificar o mejorar los valores, tanto los decimales como el formato de fecha, las unidades entre otras.



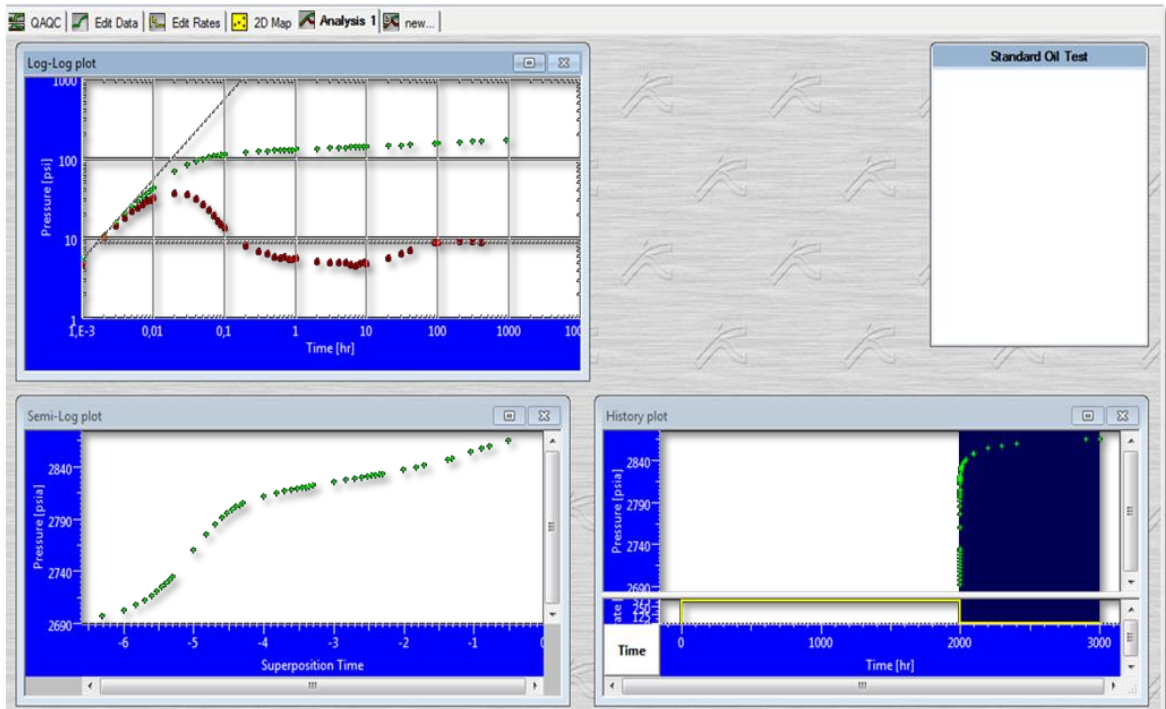
**Fig.3.6 Extracción de la derivada**

Se describe el sensor que vallamos a utilizar y se selecciona el grupo para la extracción, en este caso será buildup, si tenemos múltiples cierres se lo podía integrar en el mismo análisis.



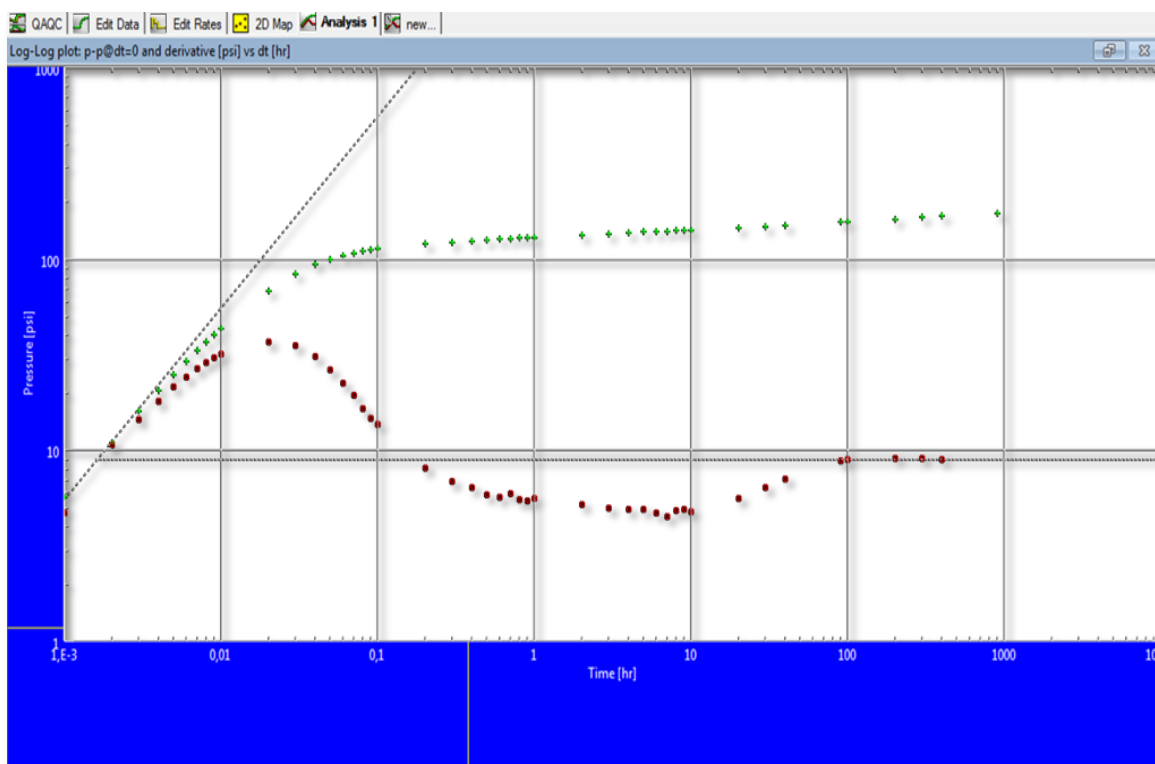
**Fig.3.7 Parámetros de Extracción**

Se generan las curvas diagnósticos con los parámetros descritos para un periodo particular, el "smoothing" nos permite suavizar la derivada y a su vez eliminar el ruido, entre mayor sea este valor se obtendrá una derivada mas suavizada lo cual no es recomendable, por lo general se recomienda que no sea mayor a 0.3, ya que podríamos obtener una respuesta muy artificial. El parámetro filtración indica la cantidad de ciclos a la cual va a estar divididos notando también la presión al tiempo igual a 0.



**Fig.3.8 Área de trabajo preferencial donde se realiza la interpretación**

En este gráfico se muestra la extracción de la derivada, en una escala log log, así como el gráfico semilog de la presión vs superposición en tiempo en donde al trazar una pendiente obtenemos ciertas características, tales como permeabilidad y daño de formación. Finalmente tenemos un gráfico de la historia de las tasas y de las presiones a lo largo del tiempo, los cuales serán descritos con mayor detalle

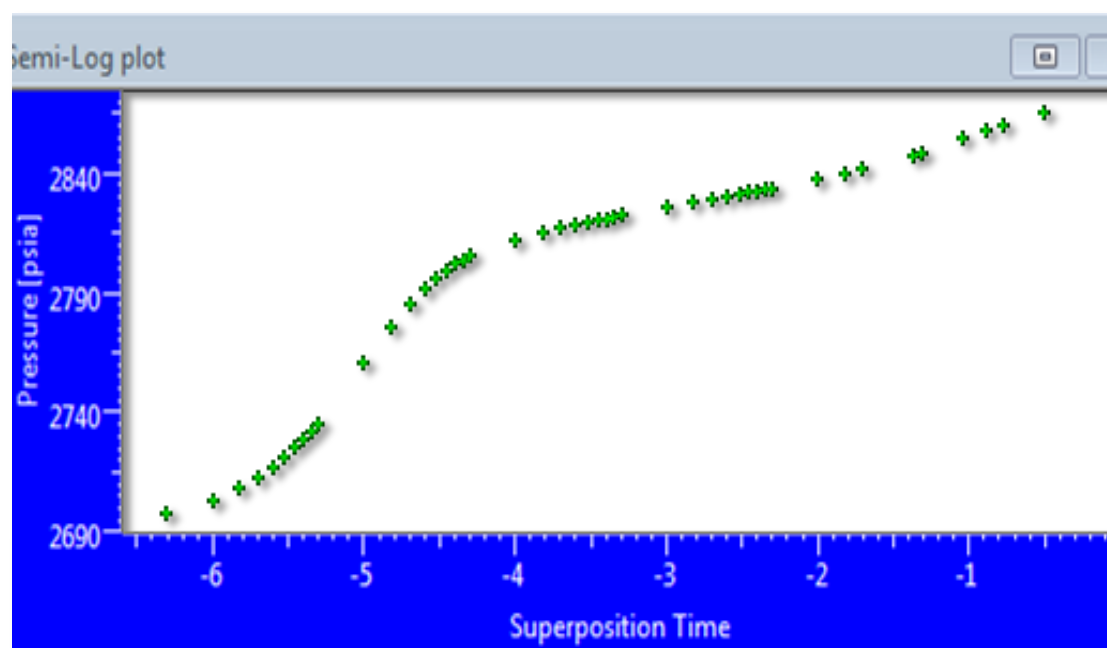


**Fig.3.9 Interpretación del gráfico log log y la derivada de la presión vs derivada del tiempo**

Una vez extraída la derivada podemos encontrar en el gráfico dos curvas diferentes en donde las líneas verdes me muestran el comportamiento del  $\Delta p$  con el tiempo y los puntos rojos me representan la derivada.

Encontramos dos líneas punteadas, la primera línea inclinada representa el coeficiente de almacenamiento con pendiente igual a 1, mientras que la línea horizontal representa la estabilización del flujo radial, fijando un valor de movilidad  $k * h$  entre  $\mu$ .

Permite identificar los diferentes regímenes de flujo, indicando la investigación de la prueba a medida que voy encontrando más volumen. La separación de las dos curvas es indicativo del daño, mientras más separadas estén es mayor el daño, teniendo una estabilización posterior debido al flujo radial.



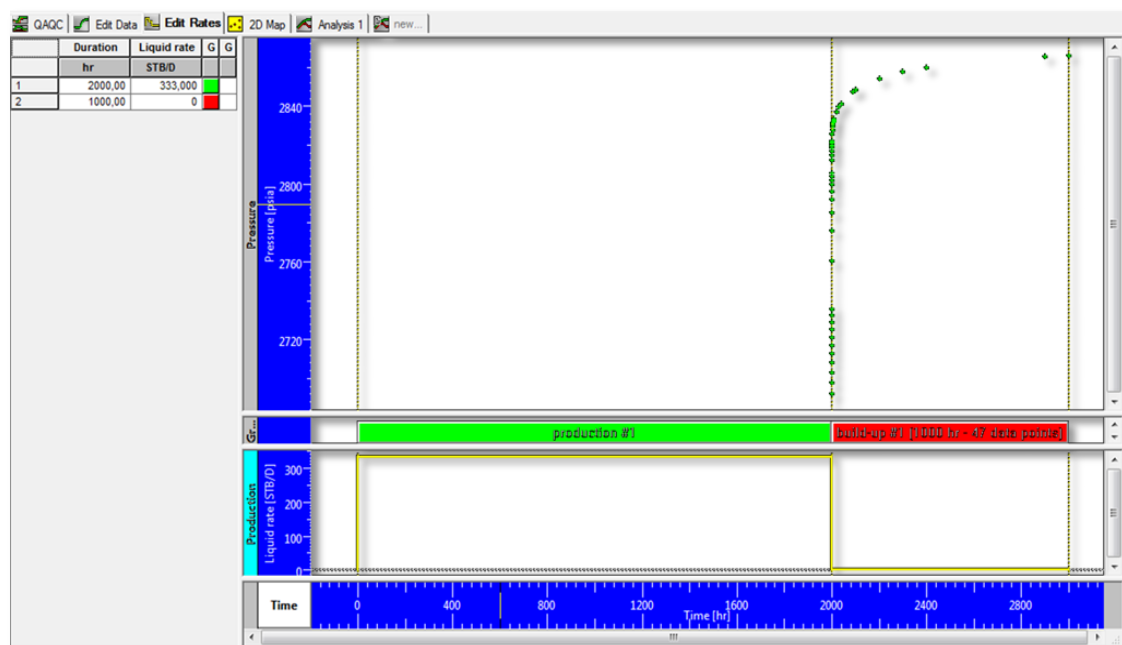
**Fig.3.10 Análisis de superposición de tiempo en un gráfico Semilog**

En este gráfico podemos observar una desviación debido al efecto de almacenamiento y al daño, cuando estamos en condiciones de flujo radial se presenta una línea recta tomando un rango para poder trazar la pendiente haciendo un ajuste lineal, obteniendo como resultado la permeabilidad y el daño.



Esta traza en ocasiones no nos brinda un resultado aceptable debido a que en la vida real tiende a ser muy ruidosa o puede tener otros efectos que distorsionan la curva, por ende es difícil hallar cuál es la línea recta correcta.

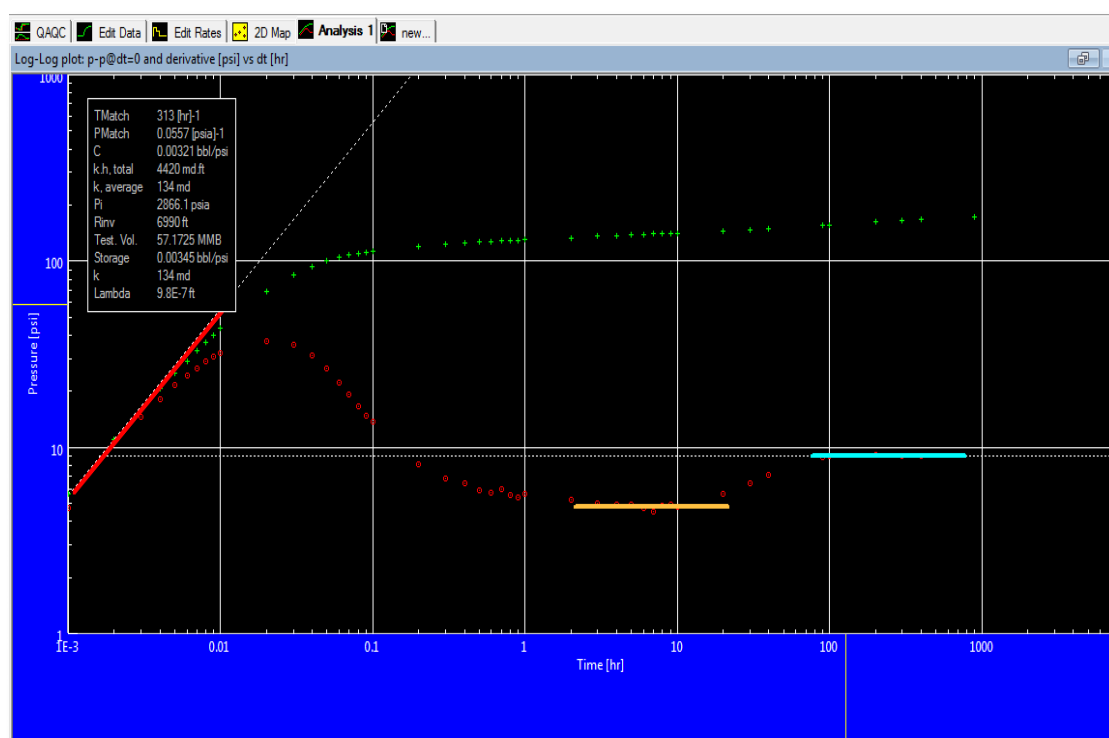
El gráfico semilog asume realmente el principio de superposición de una manera rigurosa mientras que Horner aproxima a una tasa constante.



**Fig.3.11 Interpretación del período de producción y buildup**

Al tener datos fluyentes el gráfico presenta una leyenda verde al cual llamamos período de producción, mientras tanto cuando tengo un buildup se coloca una leyenda roja e inicia al momento que el caudal sea igual a cero. En donde

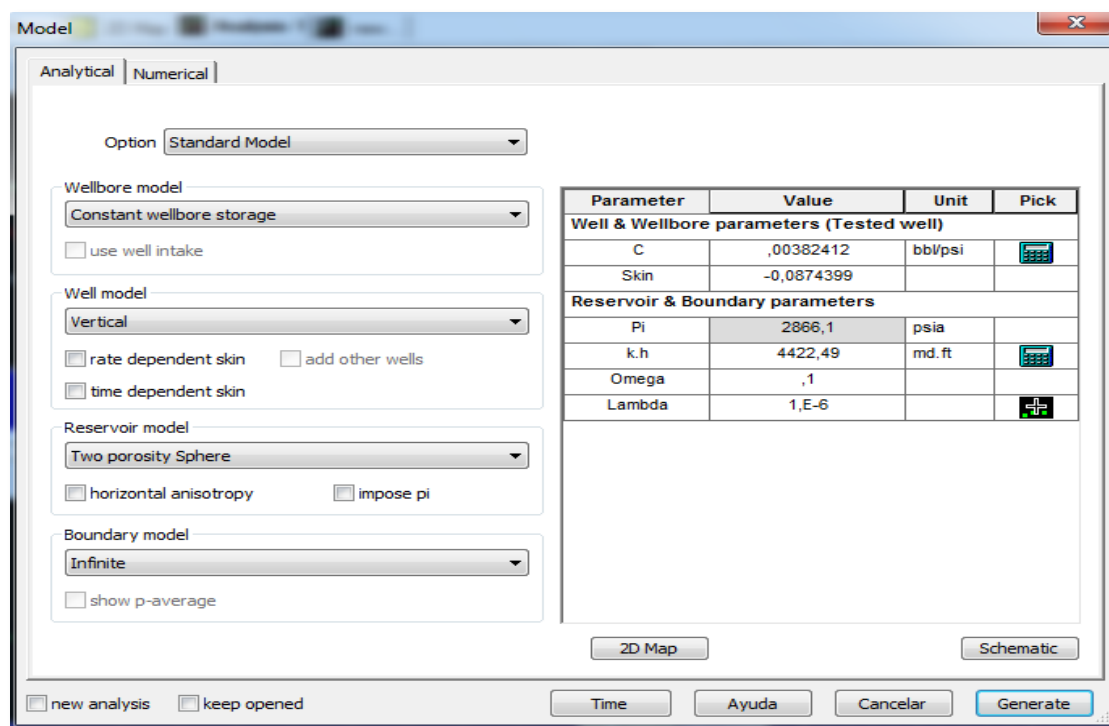
tenemos que asegurar que los datos se encuentren sincronizados, modificando los caudales siendo la presión de mayor confianza que el caudal, ya que esta se la mide con mucha precisión mientras que el caudal a veces se calcula con volúmenes y no es tan preciso.



**Fig.3.12 Comportamiento de un pozo en análisis log log**

La siguiente figura ilustra el comportamiento del pozo al extraer la derivada, notando tres regímenes de flujo en la curva de puntos rojos, el primer régimen

de flujo temprano es radial y este es difícil de interpretarlo ya que en la práctica no se lo ve debido a los efectos de almacenamiento y daño, provocando distorsión en la gráfica, luego encontramos un régimen de flujo lineal señalado por la recta amarilla.

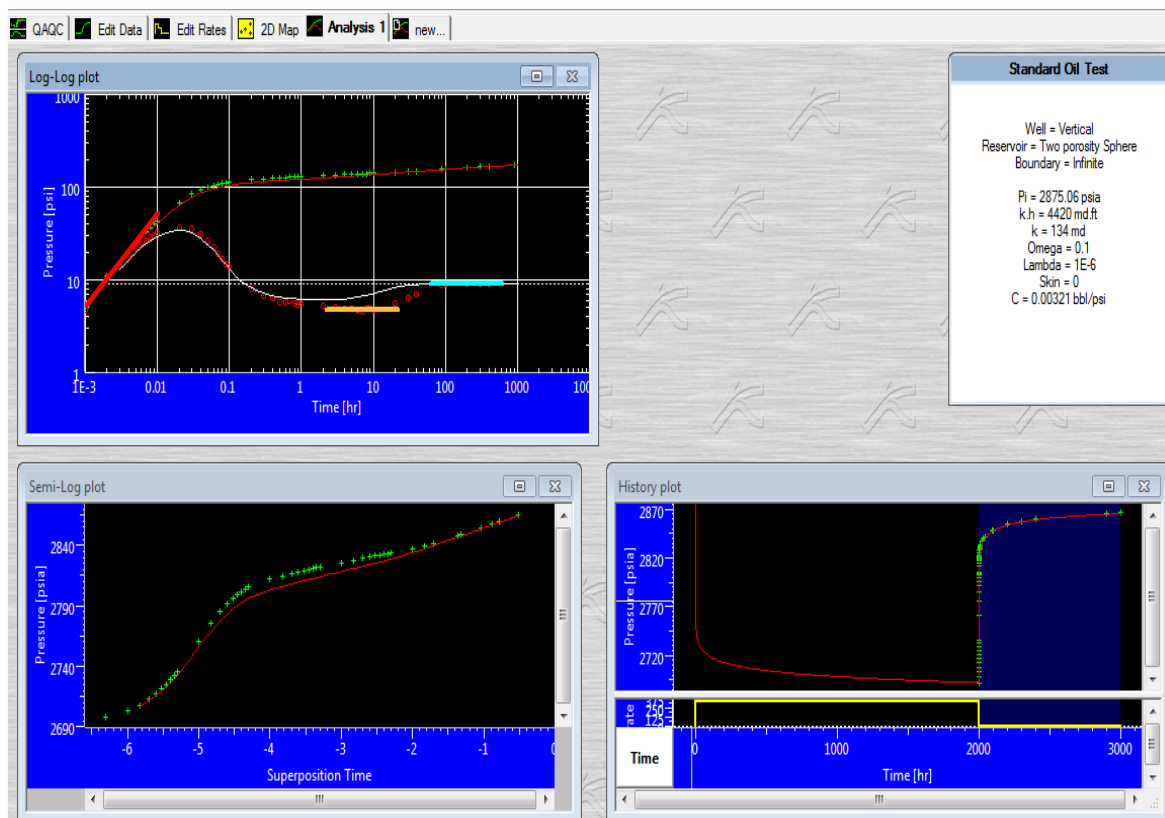


**Fig. 3.13 Selección y desarrollo del modelo**

seleccionamos el modelo del pozo para nuestro caso el de almacenamiento constante que proporciona la respuesta con pendiente igual a 1, si el pozo no se encuentra en equilibrio nos generara efectos de almacenamiento desfavorable,

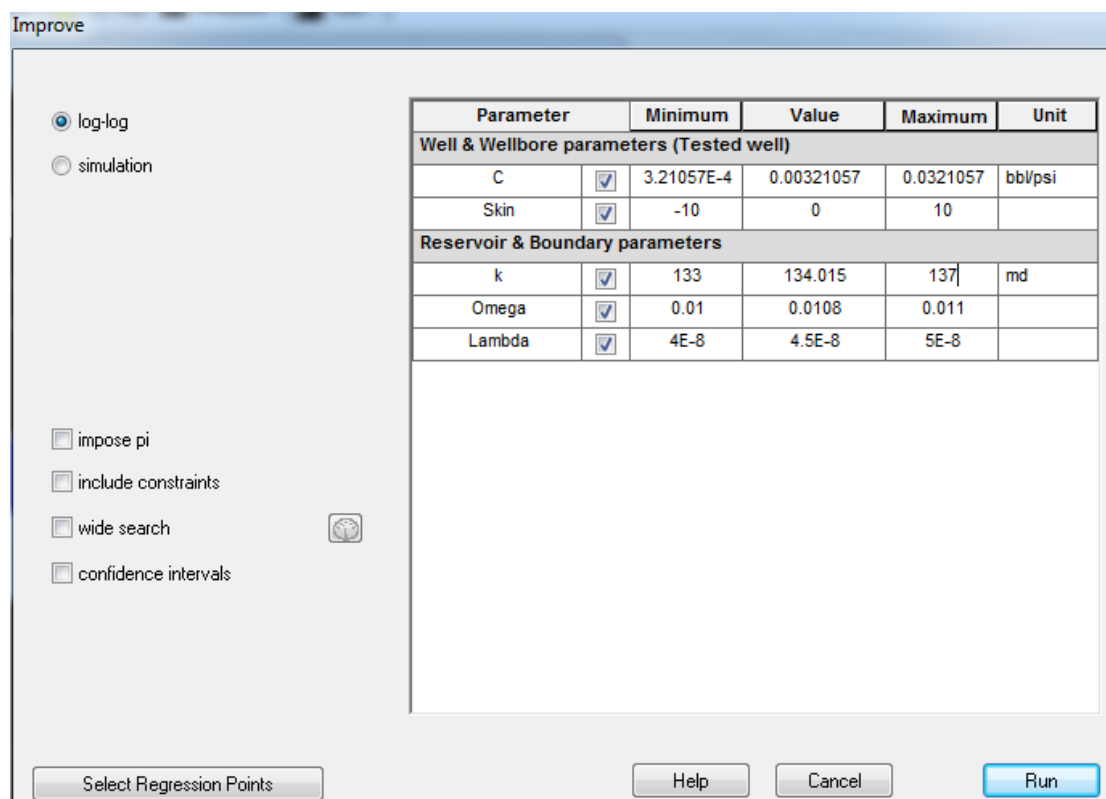
mientras más largo sea el almacenamiento ,el comportamiento real del yacimiento se ocultara, por lo que debemos estimar cuánto duraría el almacenamiento que varía de acuerdo a la posición de la línea inclinada en la gráfica log log y depende del parámetro  $c$ . Posteriormente se toma como modelo un pozo vertical caracterizado por ser más penetrante y tener un daño constante , en este caso escogimos un modelo de reservorio de doble porosidad esférico, ya que presenta un bloque matriz de flujo transiente con geometría redonda a diferencia del bloque matriz con geometría rectangular (slab) impidiendo el movimiento de los fluidos dentro del tiempo geológico de tal manera que se considera el modelo esférico mejor que el rectangular, tomando en cuenta que el yacimiento se encuentra estabilizado sobre el flujo radial , se elige el modelo de frontera infinita.

El resultado de  $Kh$  varía de acuerdo a la posición de la línea horizontal del gráfico log log, ajustándolo en forma precisa.



**Fig.3.14 Análisis gráfico del comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado**

Una vez generado el modelo se muestra el análisis del mismo mediante el ajuste de curvas, al crearlo aparecen dos curvas que son las respuesta del modelo de Saphir, observando que no hay un buen ajuste tanto en el gráfico de historia como en la derivada, el mismo que se puede mejorar ya sea manualmente o utilizando las herramientas de ajuste, variando los parámetros a través del icono Improve. Este cotejo nos permite mejorar los resultados obtenidos y acercarnos al más óptimo descrito en el siguiente gráfico.

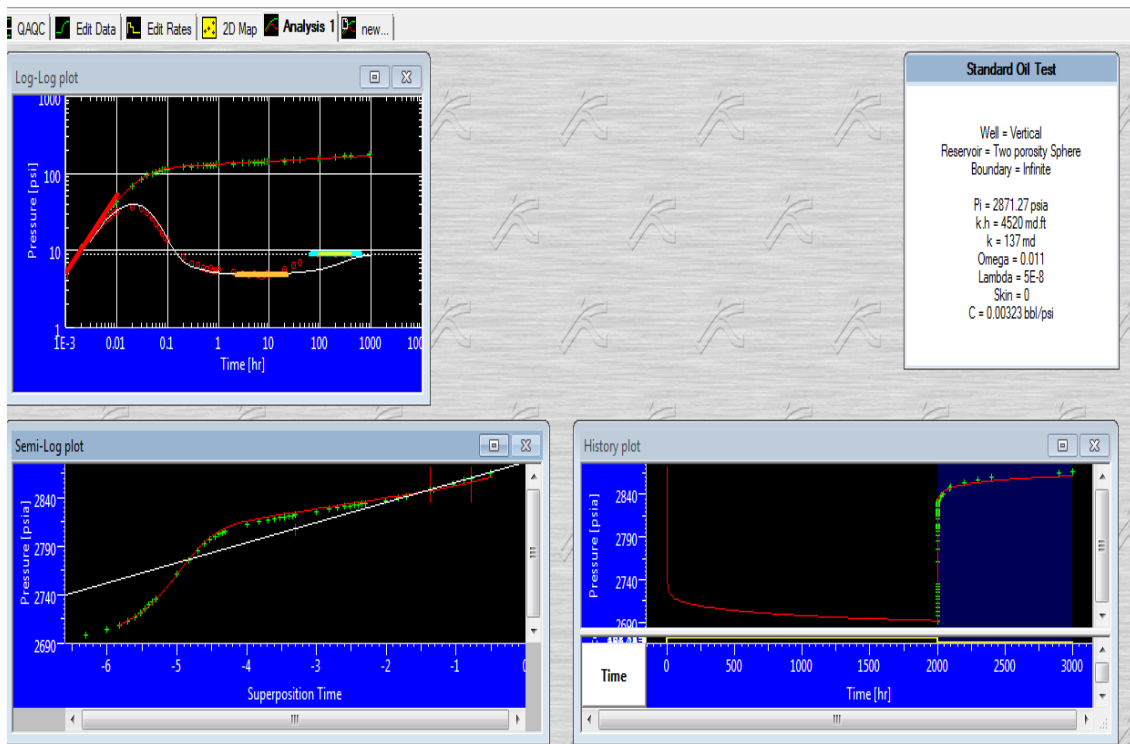


**Fig.3.15 Variación de parámetros**

En el gráfico adjunto mostramos los rangos establecidos para cada parámetro obtenido por el modelo, siendo modificados para llegar a un mejor cotejo. En base a los datos calculados manualmente.

Los valores actuales serán iterados entre los rangos mínimos y máximos, para tener en ocasiones un valor más preciso, ya que es un modelo matemático en donde podemos tener un resultado menos confiable, la opción de selección de

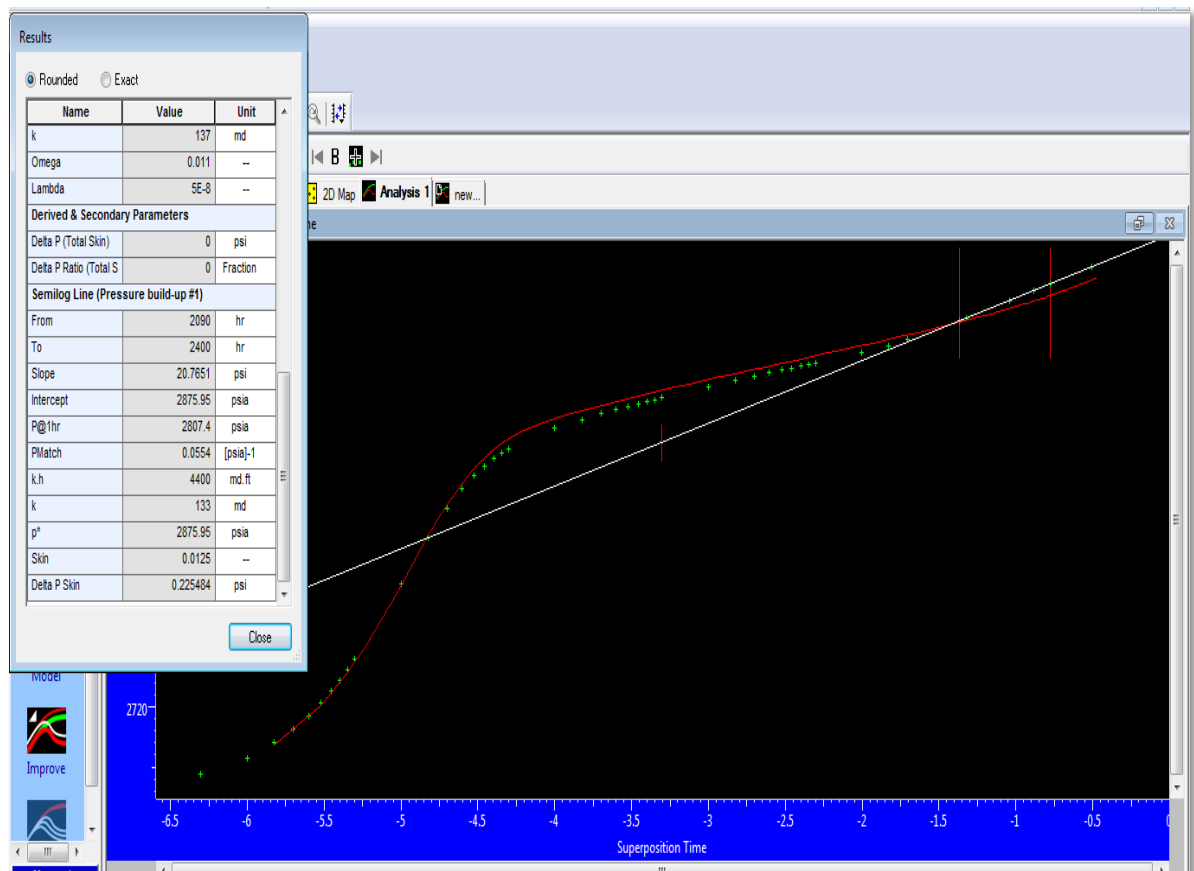
puntos de regresión, permite converger la solución de acuerdo a los propiedades seleccionadas ( $k$ ,  $\omega$ ,  $\lambda$ ) y al rango asignado, cuando la historia no es tan perfecta puede ser que las tasa no están discretamente ajustada.



**Fig.3.16 Resultados obtenidos posterior Improve**

Se puede apreciar el ultimo ajuste de la derivada, que se obtuvo después de realizar un Improve y definir los nuevos rangos máximos y mínimos, un ajuste

sumamente cercano muestra una mejor descripción tanto de la historia de presiones y tasas vs tiempo, como del gráfico semilog, donde trazamos una recta para estimar la permeabilidad deseada.



**Fig.3.17 Gráfico semilog presión vs superposición de tiempo**

Luego de ajustar el gráfico y definir los parámetros de nuestro yacimiento, realizamos un análisis para identificar los regímenes de flujos existentes. Por lo



general el régimen de flujo 1 es muy difícil de encontrarlo en la vida real al ser oculto por su efecto de almacenamiento, una vez definidos los regímenes de flujo se procede a trazar la recta en el intervalo de flujo analizado anteriormente, para nuestro caso escogemos el régimen de flujo 3, donde encontramos una aproximación a la permeabilidad definida en el IARF (Flujo radial activo infinito).

### **3.3 Desarrollo matemático del problema**

#### **Análisis semilog en los regímenes de flujo establecidos:**

Realizamos un análisis semilog basado en los regímenes de flujo seleccionados para nuestro caso el 2 y 3 siendo identificados tentativamente.

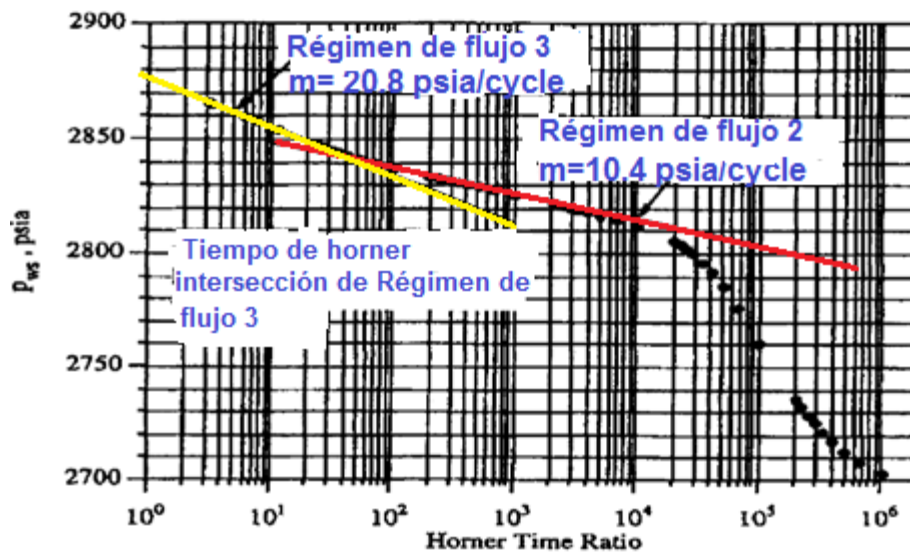


Fig. 3.18 Descripción de los regimenes de flujo en el gráfico de horner (pressure trasient testing , John lee . Figura. 7.13 pag.146)

1. Del gráfico de Horner en la figura adjunta, se tiene una línea recta con pendiente  $m = 20.8$  psi/ciclo que es ajustada a través de los últimos datos (Régimen de Flujo 3). Otra línea recta asignada como nuestro régimen de flujo 2 tiene como pendiente  $m^* = m/2 = 10.4$  psi/ciclo.

Las dos rectas se interceptan a un tiempo de Horner de:

$$\Delta t^* = \frac{t_p}{59.8-1}$$

Ec.3.1

O el punto de intersección es:

$$\Delta t^* = \frac{2000}{59.8-1} = 34 \text{ horas} \quad \text{Ec.3.2}$$

A pesar que el regimen de flujo 2 no es claro debido a la distorsion por el efecto de almacenamiento de los datos de prueba , asumimos que se empieza a :

$$\frac{\Delta t_b^2 + 1}{\Delta t_b^2} = 2000 \quad \text{Ec.3.3}$$

Siendo esta:

$$\Delta t_b^2 = \frac{2000}{2000-1} = 0.91 \text{ horas} \quad \text{Ec.3.4}$$

1. Determinar  $K_f h_f \approx \bar{k}h$  de la pendiente de la línea recta en el gráfico semilog.

$$K_f h_f = \bar{k}h = \frac{162.6 q_o \beta_o \mu_o}{m} = \frac{(162.6)(333)(1.3)(1.3)}{20} = 4399.3 \text{ md - ft} \quad \text{Ec.3.5}$$

La permeabilidad promedio de la fractura es:

$$\bar{k} = 4399.3 / 33 = 133 \text{md} \quad \text{Ec.3.6}$$

2. Cálculo de  $K_m/h_m^2$  de los datos disponibles se tiene  $\phi_m = 0.0633$ ,  
 $c_{mt} = 4 * 10^{-4} \text{psi}^{-1}$ ,  $\mu_o = 1.3 \text{cp}$ . entonces:

$$\frac{k_m}{h_m^2} = \frac{532.3 \mu_o c_{mt} \phi}{\Delta t^*} \quad \text{Ec.3.7}$$

$$\frac{k_m}{h_m^2} = \frac{(532.3)(0.0633)(4 * 10^{-4})(1.3)}{34} = 5.066 * 10^{-6} \text{ md/ft}^2 \quad \text{Ec.3.8}$$

3. Estimación del parámetro de flujo interporoso.  $\lambda'$

$$\lambda' = 12 * \frac{k_m h r_w^2}{h_m^2 h_f k_f} \quad \text{Ec.3.9}$$

$$\lambda' = \frac{(12)(5.066 * 10^{-6})(33)(0.33)^2}{4399.3} = 5 * 10^{-8} \quad \text{Ec.3.10}$$

4. Del tiempo  $\Delta t_b^2$  cuando el régimen de flujo 2 empieza, estimamos  $\phi h_{ft} c_{ft}$

$$\phi_f C_{ft} h_{ft} = 8,333 \times 10^{-4} \left( \frac{k_f h_{ft} \phi_m C_m h \lambda' \Delta t_{b2}}{\mu_o r_w^2} \right)^{1/2} \quad \text{Ec.3.11}$$

$$\phi_f C_{ft} h_{ft} = 8,333 \times 10^{-4} \times \left( \frac{(4399,3)(0,0633)(4 \times 10^{-6})(33)(5 \times 10^{-8})(0,91)}{(1,3)(0,33)^2} \right)^{1/2}$$

$$\phi_f C_{ft} h_{ft} = 9,1 \times 10^{-8} \text{ ft/psi} \quad \text{Ec.3.12}$$

5. Estimamos los parámetros de  $\omega, \omega', \lambda, h \approx h_{mt}$ .

$$\omega' = \frac{\phi_m C_{mt} h_{mt}}{\phi_f C_{ft} h_{ft}} = \frac{(0,0633)(4 \times 10^{-6})(33)}{9,1 \times 10^{-8}} = 91,8 \quad \text{Ec.3.13}$$

Donde el parámetro  $\omega$  es:

$$\omega = \frac{1}{1+\omega'} = \frac{1}{1+91,8} = 0,0108 \quad \text{Ec.3.14}$$

$$\text{Entonces } \lambda \approx \lambda' = 5 * 10^{-8} \quad \text{Ec.3.15}$$

6. Para calcular el factor de daño debemos utilizar la  $p_{1hr}$  en la línea recta semilog del régimen de flujo 3, se obtiene  $p_{1hr} = 2807.4$  psia . el factor de daño es:

$$s = 1,151 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left( \frac{k_f h_{ft}}{\phi C_t h \mu_o r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad \text{Ec.3.16}$$

$$s = 1,151 \left[ \frac{2807,4 - 2692,05}{20,8} - \log \left( \frac{4399,3}{(0,033)(2,52 \times 10^{-5})(33)(1,3)(0,33)^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$s = 0 \quad \text{Ec.3.17}$$

### 3.4 Resultados y análisis

En la siguiente tabla se describe los resultados adquiridos al realizar un análisis matemático y computarizado a través del software Saphir de Kappa Engineering (versión 4.20), utilizando el método de interpretación para yacimientos naturalmente fracturados.

Considerando un flujo de matriz transiente luego del respectivo ingreso de los datos y corrida del modelo, generando el modelo obtuvimos un ajuste no ideal por lo cual utilizamos el icono Improve, ejecutándolo una sola vez de acuerdo a los rangos y limitaciones establecidas. Llegando al ajuste deseado con un mínimo porcentaje de error comparado con los cálculos matemáticos, Estableciendo los regímenes de flujo en el gráfico semilog y el cálculo de sus pendientes.

Se puede apreciar que el coeficiente de almacenamiento en ambos cálculos es muy cercano con un mínimo margen de error, así como el coeficiente de interporosidad y el producto permeabilidad espesor.

El daño de formación es una de las características principales que afecta a la permeabilidad influida en la caída de presión. Alcanzando un factor de daño similar al matemático, este se dio al hacer nuestra primera corrida del modelo.

La permeabilidad encontrada en la derivada y en el análisis semilog que describe nuestro régimen de flujo es muy cercana y forma parte del rango permitido en el porcentaje de error menor o igual al 10 % que se compara con el valor obtenido matemáticamente.

Al generar y mejorar el modelo la presión inicial obtenida es cercana al valor matemático, con un estimado de error menor al 1 % lo que implica que hemos ajustado el modelo adecuadamente a las limitaciones previstas.

Parámetros	Desarrollo matemático	Software Saphir
$p_i$	2876 <i>psia</i>	2871,27 <i>psia</i>
$k.h$	4399,3 <i>mdft</i>	4520 <i>mdft</i>
$k$	133 <i>md</i>	137 <i>md</i>
$\omega$	0,0108	0,011
$\lambda$	$5 \times 10^{-8}$	$5 \times 10^{-8}$
$s$	0	0

**Tabla 3.3 Datos de la prueba de presión buildup**



# CAPITULO 4

## 4.1 Conclusiones

1. El análisis de la prueba de buildup realizado con el software Saphir de Kappa Engineering (versión 4.20), proporciona los resultados de permeabilidad, factor de daño,  $\omega$  y  $\lambda$ , que corresponde a un yacimiento naturalmente fracturado con flujo de fluido transiente en la matriz.
2. La identificación de los regímenes de flujo previo a la elección del modelo, permite marcar las condiciones de flujo para el yacimiento, dando así las directrices al software para un mejor modelaje y a la vez obtener resultados precisos de las propiedades del mismo.
3. Al reconocer las características que presentan la gráfica log-log y la derivada de los datos de presión versus tiempo, verificamos el comportamiento del yacimiento seleccionando el modelo indicado, para un pozo vertical en un reservorio de doble porosidad esférico con frontera infinita y efecto de almacenamiento constante.
4. Los resultados preliminares al poder ser usados como fronteras previo al "Improve", nos permitió realizar el mejor cotejamiento de las curvas, y

llegar a los mejores resultados sabiendo así que nuestra permeabilidad depende del factor  $\lambda$  , mientras más bajo sea  $\lambda$  entonces tendremos una menor permeabilidad pero aceptable y coherente según las condiciones iniciales del yacimiento.

5. Un sistema de fractura por lo general posee un efecto de daño muy bajo, llegando incluso a ser positivo, lo cual es favorecedor para la producción, proveyendo mayor cantidad de fluido mediante la propiedad de permeabilidad.

## **4.2 Recomendaciones**

La interpretación de datos de una prueba de buildup, nos proporciona mayor información sobre el comportamiento del yacimiento en estudio, por lo cual, es sumamente importante realizar un análisis confiable y coherente, ya que de esta interpretación depende la situación futura de dicho yacimiento, si se comen errores, estos podrían causar mala toma de decisiones, y por ende afectar o dañar el reservorio con una mala Completación en el pozo o realizar procedimientos inadecuados causando pérdidas irreparables.

1. Se recomienda que previo a la interpretación del análisis, se solicite la mayor cantidad de información posible sobre el yacimiento, tales como históricos de producción, análisis anteriores, datos de reservorio, geología de la zona entre otros, para así tener una idea del medio en estudio y enfocarse en una situación real.
2. También es recomendable, al trabajar con el software, no enfocarse en un solo análisis, siempre es bueno tener varias ideas, de esta forma, no se fuerza los datos a un modelo específico, mas aun cuando se trata de yacimientos con poca información o yacimientos poco estudiados.
3. El software es una herramienta muy útil para la interpretación de datos, lo cual es favorable para el ingeniero que realiza estudios de los yacimientos, pero a la vez, se recomienda tener mucho conocimiento sobre los comportamientos de los fluidos y las condiciones de los fluidos, ya que lo indispensable para una buena interpretación, es darle al software la directrices de lo que queremos analizar, sino el análisis resultante será poco coherente y de alta incertidumbre.
4. Es importante entregar los resultados de la interpretación con seguridad, no obstante, es también importante, ser sinceros con los fundamentos y asunciones de dicha interpretación, lo cual proporcionara confianza o incertidumbre en la toma de decisiones.

## **REFERENCIA BIBLIOGRAFÍA:**

1. Aguilera Roberto, Ph.D.: “Naturally fractured reservoirs”, Pennwell Books, Second edition, Tulsa Oklahoma 1980, Pág (4-8).
2. C. Roberto, Earlougher, Jr.: “Advances in Well Test Analysis”, Society of Petroleum Engineers of AIME, Second printing, New York 1977 Dallas, Pág (45-56).
3. NNaemeka Ezekwe.: “Petroleum Reservoir Engineering Practice”, Pearson Education Inc., first Printing, Boston, MA 02116, September 2010, Pág( 445-460),(497-520).
4. Bourdet Dominique.: “Well test analysis: The use of advanced interpretation models”, Handbook of petroleum exploration and production 3, First edition, New York, San Francisco 2002, Pág (1-20).
5. A.Ronald. Nelson.: “Geologic Analysis of naturally fractured reservoirs”, Gulf professional publishing, second edition, Houston, TX. 2001, Pág (27-41).

6. Gringarten, A.C.: "Interpretation of Test in Fissured and Multilayered Reservoir with Double-Porosity Behavior, Theory and Practice". JPT (April. 1984), Pág (549-564).
7. Scott K. Laudeman, Iraj Ershagui.: "Pressure Buildup analysis in a naturally fractured shale reservoir", paper SPE 10183 presented at the 56th annual fall technical conference and exhibition of the society of petroleum engineers of AIME, San Antonio , Texas , October 5-7,1981.
8. Cinco-Ley Heber, Samaniego V. Fernando.: "Pressure transient analysis for naturally fractured reservoirs", paper SPE 11026 presented at the 57th annual fall technical conference and exhibition of the society of petroleum engineers of AIME, New Orleans ,LA, Sept. 26-29, 1982.
9. Lee John, B.Rollins John, P.Spivey John.: "Pressure transient testing", SPE textbook Volumen 9, Richardson, Texas 2003. Pág 135-146).

10. Houze Olivier, Viturat Didier, Fjaere.Ole.S.: "Dynamic Data Analysis",  
Kappa V4, 2002, Pág (231-249).

11. Samaniego.V. Fernando, Cinco-Ley Heber. : "Transient Well Testing",  
Abkatun Field (after najurieta) et.al.(1995). Pág (221-276).

