

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**OPCIÓN DE GRADUACIÓN:** Seminario de graduación

**TESINA DEL SEMINARIO:**

“Interpretación De Datos De Una Prueba De Flujo Para Un Pozo Horizontal Usando El Software SAPHIR de KAPPA ENGINEER”

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentada por:

Cortez Gómez Óscar Gabriel

Morocho Rosero Luis Carlos

Toledo Barrios Luis Patricio

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2013

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos a Dios, a nuestros padres, profesores y amigos que de una u otra forma colaboraron en el proceso de elaboración de este trabajo, especialmente al Msc. Diego Molinari, de Kappa Engineering, la Ing. Francisca de las Mercedes Mafla de Schlumberger, al Msc Daniel Tapia, miembro del tribunal de sustentación, al Msc Gabriel Colmont, maestro, amigo y guía en este proyecto.

## **DEDICATORIA**

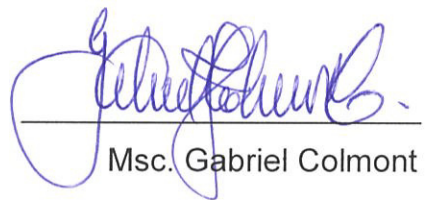
Dedicamos este trabajo a nuestros padres por la ayuda incondicional que recibimos a lo largo de nuestra carrera y nuestras vidas.

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Msc. Daniel Tapia

VOCAL DELEGADO DEL DECANO FICT



Msc. Gabriel Colmont

DIRECTOR DE TESINA

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de este trabajo de Graduación, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de Pregrado de la ESPOL)

---

Óscar Gabriel Cortez Gómez

---

Luis Carlos Morocho Rosero

---

Luis Patricio Toledo Barrios

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	<b>16</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>19</b>
<b>ENFOQUE</b> .....	<b>22</b>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>24</b>
<b>1 MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>24</b>
1.1    Pozos horizontales .....	24
1.1.1    Definición de pozos de horizontales.....	24
1.1.2    Regímenes de flujo .....	26
1.2    Ecuaciones/modelo .....	30
1.2.1    Solución para ERF (Early Radial Flow).....	31
1.2.2    Solución para ILF (Intermediate Lineal Flow).....	32
1.2.3    Solución para LRF (Late Radial Flow).....	33
1.2.4    Factores de Piel y Pseudo-Piel para pozos horizontales (Oskan, Horizontal Wells 2009).....	34
1.2.4.1    Factor de Piel. ....	34
1.2.4.2    Factor de Pseudo-Piel .....	34
1.2.5    Correlaciones para calcular el factor de Pseudo-Piel.....	35
1.2.5.1    Correlación de Besson. ....	35
1.2.5.2    Correlación de Ozkan-Raghavan.....	35
1.3    Herramientas .....	37
1.3.1    KAPPA y ECRIN .....	37
1.3.1.1    SAPHIR.....	38
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>40</b>

<b>2METODOLOGÍA.....</b>	<b>40</b>
2.1 Identificación del modelo de interpretación.....	40
2.1.1 Análisis por derivada.....	40
2.1.2 Sensibilidad a los diferentes parámetros del modelo de pozo horizontal.....	42
2.1.2.1 Contribución de sección horizontal, hw y la posición.....	43
2.1.2.2 Sensibilidad a la anisotropía.....	45
2.1.2.3 Añadiendo efecto de almacenamiento.....	45
2.1.2.4 Efecto de piel.....	47
2.2 Determinación de parámetros.....	48
2.2.1 Cálculo del efecto del almacenamiento.....	48
2.2.2 Cálculo de la permeabilidad.....	49
2.2.2.1 ERF.....	49
2.2.2.2 ILF.....	50
2.2.2.3 LRF.....	50
2.2.3 Cálculo del factor de piel.....	51
2.2.3.1 ERF.....	51
2.2.3.2 ILF.....	51
2.2.3.3 LRF.....	52
2.3 Verificación.....	53
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>54</b>
<b>3INTERPRETACIÓN.....</b>	<b>54</b>
3.1 Datos del problema.....	54
3.2 Procesamiento de datos.....	55
3.2.1 Inicialización.....	56

3.2.2	Cargando de datos.....	58
3.2.3	Extracción .....	61
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>65</b>	
<b>4RESULTADOS .....</b>	<b>65</b>	
4.1	Preliminares.....	65
4.1.1	Líneas especializadas .....	65
4.1.2	Permeabilidades.....	67
4.1.2.1	ERF .....	67
4.1.2.2	ILF .....	68
4.1.2.3	LRF .....	69
4.1.2.4	Relaciones.....	69
4.2	Modelo.....	70
4.3	Análisis de sensibilidades .....	71
4.3.1.1	Kz/Kr .....	71
4.3.1.2	Kx/ky .....	72
4.3.1.3	Fronteras.....	72
4.3.1.4	Zw .....	73
4.4	Refinamiento.....	74
4.5	Discusión .....	76
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>79</b>	
<b>NOMENCLATURA .....</b>	<b>10</b>	
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>81</b>	
<b>TABLAS .....</b>	<b>83</b>	
<b>FIGURAS.....</b>	<b>84</b>	



<b>ANEXOS.....</b>	<b>96</b>
<b>ANEXO A: DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DERIVADA.....</b>	<b>96</b>
<b>ANEXO B: FUNCIÓN PARA CALCULAR LA DERIVADA EN MATLAB....</b>	<b>99</b>

# NOMENCLATURA

$p_d$  Presión adimensional

$k$  Permeabilidad total

$h$  Espesor de la formación

$q$  Caudal de producción

$B$  Factor volumétrico del hidrocarburo

$u$  Viscosidad

$p_i$  Presión inicial del yacimiento

$p$  Presión del yacimiento

$t_d$  Tiempo adimensional

$L_h$  Longitud del pozo horizontal en la formación (Ozkan),  $L_w$  (SAPHIR)

$\phi$  Porosidad

$c_t$  Compresibilidad total del reservorio

$z_d$	Distancia del límite inferior del reservorio al pozo adimensional
$p_d$	Presión adimensional
$r_{wd}$	Radio adimensional del pozo
$r_{wef}$	Radio equivalente del pozo horizontal cuando existe anisotropía
$C_{hd}$	Coefficiente de almacenamiento del pozo
$X_d$	Constante de flujo
$s$	Factor de daño del pozo
$L_d$	Longitud adimensional del pozo en el reservorio
$z_w$	Distancia del pozo con respecto a la base de la formación
$s_z$	Factor de pseudo daño
$s_a$	Factor de daño aparente
$s_p$	Factor de pseudo daño para pozo horizontal
$s_{pf}$	Factor de pseudo daño para un pozo fracturado
$F$	Factor de pseudo daño de un pozo horizontal

$s_g$	Factor de daño gravitacional
$S_m$	Factor de daño mecánico
$S_T$	Factor de daño total
$C_d$	Coefficiente de almacenamiento adimensional
$m_{er}$	Pendiente para el flujo radial temprano
$m_{il}$	Pendiente para el flujo lineal intermedio
$m_{lr}$	Pendiente para el flujo radial tardío

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1.- Pozo horizontal. (Kappa 2013) .....	24
Figura 1-2.- Flujo radial a tiempos tempranos (Freddy Escobar, 2003) .....	27
Figura 1-3.- Flujo Hemicilíndrico (Freddy Escobar, 2003).....	28
Figura 1-4.- Flujo lineal temprano (Freddy Escobar, 2003).....	28
Figura 1-5.- Flujo radial a tiempos tardíos (Freddy Escobar, 2003).....	29
Figura 1-6.- Flujo hemiradial (Freddy Escobar, 2003).....	30
Figura 2-1.- Regímenes de flujo identificados del análisis por derivada (Schlumberger 2002) .....	42
Figura 2-2.- Respuesta del gráfico log-log de un pozo horizontal a varias longitudes de drenaje (Kappa 2013) .....	43
Figura 2-3.- Respuesta del gráfico log-log de un pozo horizontal con respecto al posicionamiento vertical del pozo. (Kappa 2013).....	44
Figura 2-4 Respuesta del gráfico log-log de un pozo horizontal a varias anisotropías verticales. (Kappa 2013).....	45
Figura 2-5 Sensibilidad al efecto de almacenamiento (Kappa 2013).....	46
Figura 2-6.- Sensibilidad al efecto de piel (Kappa 2013) .....	48
Figura 3-1.- Parámetros iniciales. ....	57
Figura 3-2.- Parámetros PVT .....	58
Figura 3-3.- Carga de datos.....	59

Figura 3-4.- Selección de datos .....	60
Figura 3-5.- Historia de producción.....	61
Figura 3-6.- Suavización de la derivada.....	62
Figura 3-7.- Coincidir líneas.....	63
Figura 3-8.- Gráfico $Pwf$ vs. $\text{Log } t$ .....	64
Figura 3-9.- Gráfico $Pwf$ vs. $\sqrt{t}$ .....	64

## **INDICE DE TABLAS**

Tabla 4-1.- Datos del problema (Lee, Rollins, & Spivey, 2003) .....	55
Tabla 4-2.- Datos de presión y tiempo (Lee, Rollins, & Spivey, 2003).....	83

## RESUMEN

En este trabajo de graduación presentamos la metodología para interpretar y encontrar los parámetros del yacimiento y pozo en base a los datos de una prueba de flujo en un pozo horizontal obtenidos del texto de Lee (Lee, Rollins and Spivey 2003).

Para esto en el primer capítulo establecemos los conceptos básicos acerca de pozos horizontales y las consideraciones geométricas que debemos tener claras antes de interpretar una prueba de este tipo. Los pozos horizontales debido a sus condiciones geométricas presentan varios cambios en el comportamiento de la presión, los llamados regímenes de flujo. Observamos que normalmente existen tres regímenes de flujo presentes: flujo radial infinito, flujo lineal intermedio y flujo radial tardío.

Una vez entendidos los conceptos de los diversos regímenes de flujo presentes en una prueba de pozo horizontal procedemos a revisar los modelos matemáticos que podemos usar en cada uno de ellos; es así que repasando las consideraciones para cada régimen de flujo obtenemos diversas soluciones a la ecuación de difusividad. Usamos estas ecuaciones para determinar las permeabilidades de cada régimen presente, la misma que es representativa de acuerdo a la dirección del flujo del mismo.



Los resultados obtenidos son parte de un análisis preliminar para el caso de pozos horizontales idealizados, es por esto que debemos usar un software de análisis del transiente de presión. En este caso usamos el software ECRIN/SAPHIR de Kappa Engineering (Kappa, Kappa Engineering n.d.) el cual nos ayuda a interpretar y mejorar los resultados obtenidos.

Usando el software SAPHIR cargamos los datos de presión y tiempo de un pozo horizontal como también los datos geológicos y PVT pertinentes, se escoge el modelo del pozo e ingresamos los resultados del análisis analítico preliminar obtenido de la aplicación de las ecuaciones de los regímenes de flujo y las curvas especializadas. Esto genera una curva tipo de acuerdo al modelo de pozo escogido y los datos ingresados. Esta curva presenta un comportamiento similar a la curva de la derivada de Bourdet de nuestros datos, pero aun debemos someter estos resultados a la opción de Refinamiento que el SAPHIR nos brinda, la misma que somete los datos a una regresión no lineal. Solo así encontraremos la solución con el modelo más representativo de la realidad de nuestro pozo.

Una vez obtenidos el modelo y los parámetros más cercanos a las características de nuestro sistema pozo/yacimiento, realizamos varios análisis de sensibilidad de los mismos. Por ejemplo, podemos ver los efectos que tienen las dimensiones del pozo sobre los cambios de presión o el

comportamiento de la permeabilidad en la extensión del yacimiento e incluso cuan alejadas estaban nuestras estimaciones preliminares de la realidad.

Como resultado de este análisis tenemos información valiosa para confirmar o descartar parámetros que poseamos o también inferir condiciones que pueda presentar el pozo como fallas cercanas, ángulo de buzamiento del reservorio o la presencia de varias capas en la arena productora.

## INTRODUCCIÓN

Los pozos horizontales han sido aplicados para aumentar la productividad en los campos; como sabemos una estimación confiable de la productividad y los parámetros del reservorio sumada a una correcta caracterización del yacimiento son la clave para el diseño y el manejo de un campo con pozos horizontales (Babu and Odeh 1989). La herramienta más usada para obtener dichos parámetros son las pruebas de presión, las mismas que, con un correcto proceso y análisis, son muy útiles (Gringarten 2008), pero que en el caso de los pozos horizontales se dificulta, disminuyendo así la precisión en la interpretación y cálculo de los parámetros del pozo y del reservorio (Kappa 2013). En este trabajo utilizamos varios métodos analíticos como también numéricos para hallar las propiedades de reservorio y estimaremos la productividad del mismo a partir de los datos de una prueba de caída de presión “drawdown” tomadas en un pozo horizontal.

En los pozos verticales generalmente tratamos con variables como permeabilidad, espesor neto y factor de daño mientras que en este caso necesitamos información más detallada como las dimensiones horizontales del reservorio y la geometría del pozo, información que nos dará resultados mucho más precisos. El principal problema de los pozos horizontales es que pueden generar varios regímenes de flujo aquellos que debemos saber identificar e interpretar. También debemos tomar en cuenta los efectos sobre

los datos de la prueba como el efecto de almacenamiento y el efecto de piel, los que tendrán comportamientos diferentes a los de un pozo vertical.

Para este problema usamos varios métodos analíticos para la interpretación de datos de una prueba de pozo y se muestra el uso de la curva de la derivada de presión como también de las curvas especializadas para identificar los diferentes regímenes de flujo que presentan los pozos horizontales. Para su interpretación se debe tener mucho cuidado ya que cada régimen usa distintas soluciones a la ecuación de la difusividad y se debe realizar un análisis minucioso de los tiempos de duración de cada régimen de flujo, de esta manera nos aseguramos de usar las ecuaciones correctas para los diferentes comportamientos durante la prueba (Freddy Escobar 2003). Este trabajo está dedicado a encontrar los parámetros del reservorio usando estos regímenes de flujo y luego compararlos a los resultados obtenidos en el uso del software ECRIN//SAPHIR.

Las diferentes ecuaciones analíticas usadas en este trabajo son diversas soluciones a la ecuación de difusividad aplicada a cada régimen tomando diversas consideraciones. Para pozos horizontales se considera que el comportamiento se aproxima tanto a un régimen infinito como a un régimen finito de conductividad, dependiendo de si tomamos en cuenta o no la hidráulica del pozo (Oskan, Horizontal Wells 2009). Por esto, para simplificar un poco los cálculos manuales, este trabajo no toma en cuenta dicha

hidráulica y aproximamos los regímenes de flujo a un comportamiento netamente infinito; es así que para el comportamiento en tiempos tempranos usamos la solución de flujo radial dada por (Oskan, Horizontal-Well Pressure Analysis 1989) (Clonts and Ramey 1986) y (Goode and Thambynayagan 1987) mientras que, cuando exista un régimen lineal infinito, usaremos las aproximaciones de (Odeh and Babu 1990) y por último, cuando hallemos un flujo radial tardío, aplicaremos una vez más las aproximaciones de (Oskan, Horizontal-Well Pressure Analysis 1989) aplicadas a estas condiciones.

Luego de encontrar los resultados analíticos con los métodos antes descritos procedemos a ingresar los datos de la prueba en el software ECRIN//SAPHIR para modelar de mejor manera las curvas necesarias. Después elegimos un régimen de flujo estable para que el software proceda a calcular los parámetros deseados como permeabilidad y factor de daño; por último los compararemos con los resultados obtenidos anteriormente.

Es de suma importancia encontrar la diferencia que tienen los métodos analíticos de los numéricos en pozos horizontales ya que a pesar de que aumentan la productividad del campo, la interpretación de sus pruebas de presión es muy compleja lo cual genera ambigüedad en los resultados debido a que la ecuación de la difusividad tiene varias soluciones, es por esto que muchas veces los parámetros encontrados dependen de los análisis preliminares que desarrollemos en el software.

# ENFOQUE

## Objetivos Generales

- Reconocer los diferentes regímenes que suceden durante una prueba de flujo en pozos horizontales.
- Demostrar los procedimientos analíticos y numéricos de la interpretación de la prueba de flujo en pozos horizontales.

## Objetivos Específicos

- Identificar los regímenes de flujo presentes en la prueba de flujo de un pozo horizontal usando la curva de la derivada de Bourdet.
- Aplicar manualmente las diversas soluciones a la ecuación de difusividad y ver su alcance dependiendo de las condiciones encontradas en los diversos regímenes presente en los datos de prueba.
- Realizar un análisis detallado usando la herramienta computacional ECRIN//SAPHIR para encontrar los parámetros de una manera alternativa al cálculo manual, procedimiento que consideramos cercano a la realidad del pozo y del reservorio

- Comparar los resultados obtenidos de ambas maneras, encontrar las diferencias entre los mismos y sacar conclusiones tanto de los resultados como de las asunciones hechas para obtenerlos.

# CAPÍTULO 1

## 1 MARCO TEÓRICO

### 1.1 Pozos horizontales

#### 1.1.1 Definición de pozos de horizontales

Son pozos paralelos al plano de estratificación de la formación productora, ver fig. 1-1.

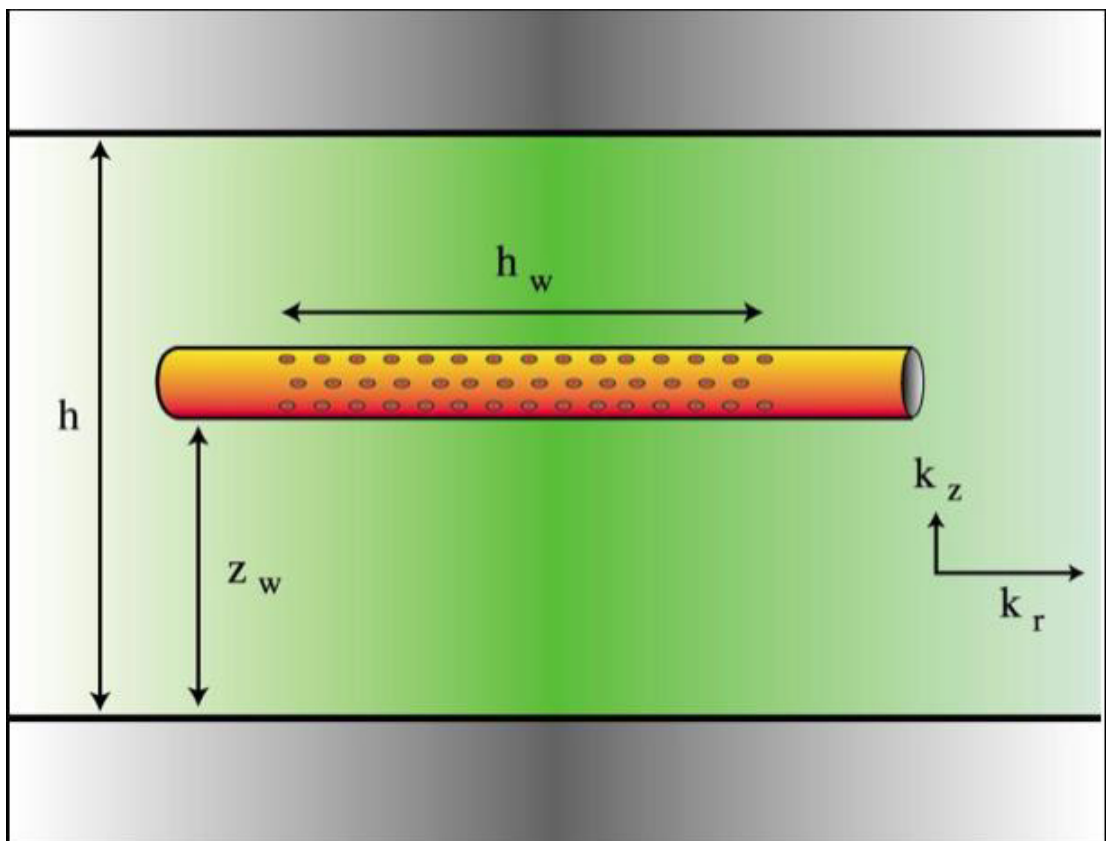


Figura 1-1.- Pozo horizontal. (Kappa 2013)



La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas son mucho más extensos en sus dimensiones horizontales que en las verticales. Perforando un pozo que intercepte tal yacimiento paralelo a su plano de mayor extensión, la perforación horizontal expone significativamente más roca del yacimiento al pozo al contrario del caso de un pozo convencional el cual penetra al yacimiento perpendicular a su plano de mayor extensión.

El logro de los objetivos técnicos deseados mediante la perforación horizontal viene a un costo. Un pozo horizontal puede costar hasta 300% más en perforarlo y completarlo (Babu & Odeh, 1989) para ponerlo en producción que un pozo convencional. Debido a los elevados costos, la perforación horizontal ha sido restringida a situaciones donde los pozos verticales no han sido exitosos económicamente. En yacimientos de petróleo que tienen una buena permeabilidad de la matriz en todas las direcciones, sin gorra de gas ni empuje de agua, la perforación de pozos horizontales sería una locura económicamente hablando, dado que un programa de pozo vertical podría lograr un recobro similar de petróleo a un costo más bajo. Pero cuando una baja permeabilidad de matriz existe en la roca del yacimiento (especialmente en el plano horizontal), o cuando la conificación de gas y agua pudiera interferir con el recobro total, la perforación horizontal se convierte en una alternativa económicamente viable o incluso preferida produciendo de 2.5 a 7 veces la tasa y reservas de un pozo vertical (Babu & Odeh, 1989).

### **1.1.2 Regímenes de flujo**

Un número de diferentes regímenes de flujo pueden ser encontrados mientras se analizan las respuestas del transiente de presión en pozos horizontales (Freddy Escobar 2003). Uno o más de esos regímenes de flujo podrían estar ausentes o enmascarados dependiendo de los parámetros del yacimiento. Los parámetros que juegan un papel importante en el comportamiento transitorio de la presión en un pozo horizontal son: la relación de permeabilidad vertical a horizontal, la posición relativa de la cara del pozo en el estrato y la longitud de la cara del pozo horizontal comparada con el espesor de la formación. Esencialmente, han sido identificados cuatro regímenes de flujo principales que son teóricamente posibles de encontrar durante una prueba de declinación o restauración de presión en un pozo horizontal. Cuando se inicia la producción, la presión transiente se moverá perpendicular a la cara del pozo como se ilustró en la fig. 1-2, entonces se forma el flujo radial. El mismo comportamiento es observado en un pozo vertical produciendo en un ambiente de acción infinita. Este régimen de flujo ha sido reconocido como flujo radial a tiempo temprano y su duración es muy corta en estratos delgados o cuando existe permeabilidad vertical alta.

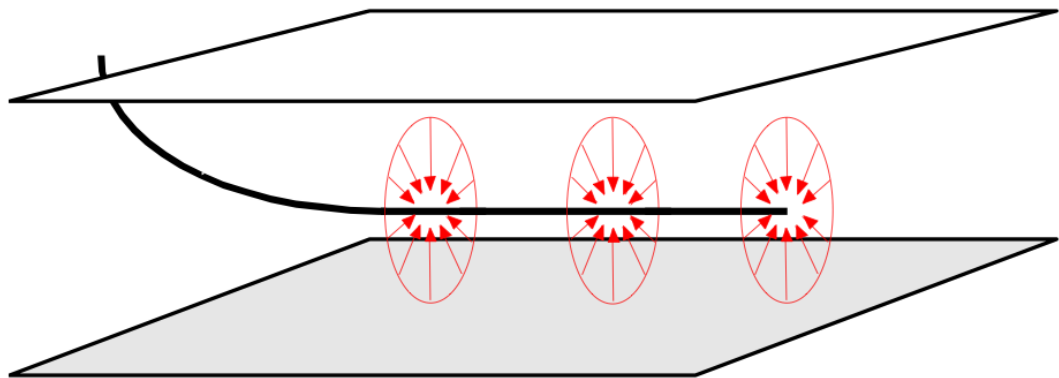


Figura 1-2.- Flujo radial a tiempos tempranos (Freddy Escobar, 2003)

Cuando el pozo está cerrado a una frontera de no flujo y este es afectado por la perturbación de la presión, un flujo hemisférico se forma como lo muestra en la fig. 1-3. Frecuentemente, la longitud del pozo horizontal es mucho mayor que el espesor del yacimiento, lo cual contribuye a la formación del segundo régimen de flujo principal. Este es conocido como régimen de flujo lineal y se desarrolla cuando la perturbación de la presión alcanza las fronteras superiores e inferiores del yacimiento, ver fig. 1-4. La duración efectiva de este flujo está relacionada con el inicio de los efectos finales. Este régimen de flujo está ausente cuando la longitud horizontal de la cara del pozo es corta comparada con la formación. En cambio, una zona de transición longitudinal se desarrollará antes del siguiente periodo de flujo identificable.

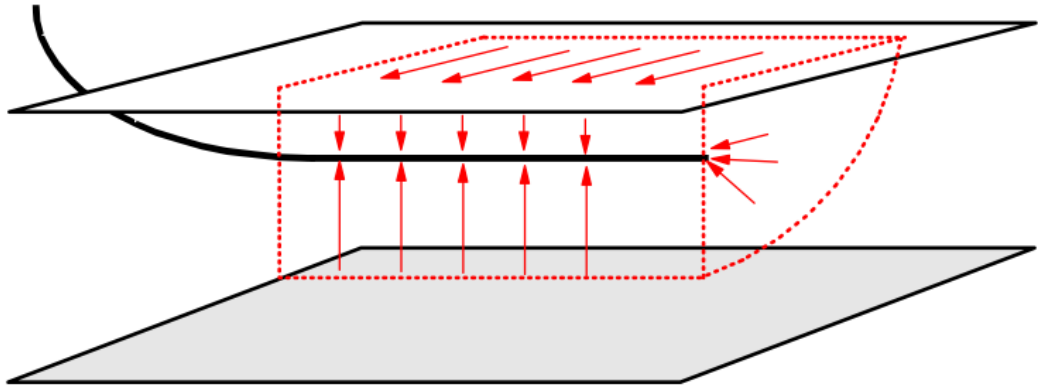


Figura 1-3.- Flujo Hemisférico (Freddy Escobar, 2003)

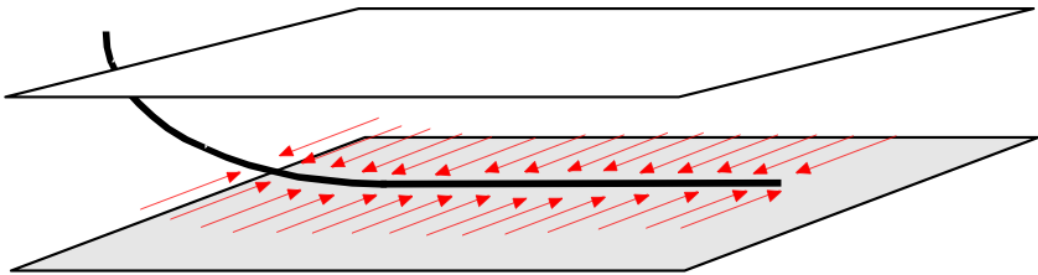


Figura 1-4.- Flujo lineal temprano (Freddy Escobar, 2003)

En ausencia de una fuente de presión constante y no fronteras al flujo horizontal sobre una distancia razonable, el flujo hacia la cara del pozo horizontal se vuelve efectivamente radial después de un largo tiempo, con el plano horizontal actuando algo así como un punto fuente, ver fig.1-5. Este régimen de flujo, llamado radial a tiempos tardíos, puede no ser observado si otras fronteras externas están afectando el primero o no será observado cuando el yacimiento tiene fronteras de presión constante.

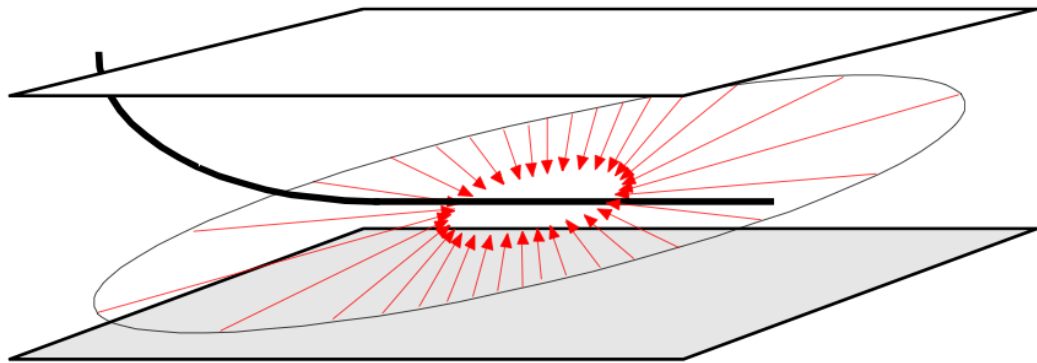


Figura 1-5.- Flujo radial a tiempos tardíos (Freddy Escobar, 2003)

Entre los periodos de flujo radial tempranos y tardíos es posible encontrar un régimen de flujo lineal causado por la influencia del tope y base de las fronteras mientras la longitud horizontal del pozo es importante para el radio de investigación. En otras palabras, en un yacimiento semi-infinito, una vez que las fronteras paralelas han sido alcanzadas, un régimen de flujo lineal se desarrollará. Siguiendo el flujo radial temprano, puede aparecer un periodo intermedio si el pozo se encuentra cerrado a una de las fronteras superior o inferior; éste periodo es llamado régimen de flujo hemiradial, ver fig. 1-6. Este régimen de flujo usualmente no se desarrollará si la posición del pozo relativa al espesor de la formación es 1 o cero, indicando que el pozo está muy cerrado a cualquiera de las fronteras superior o inferior.

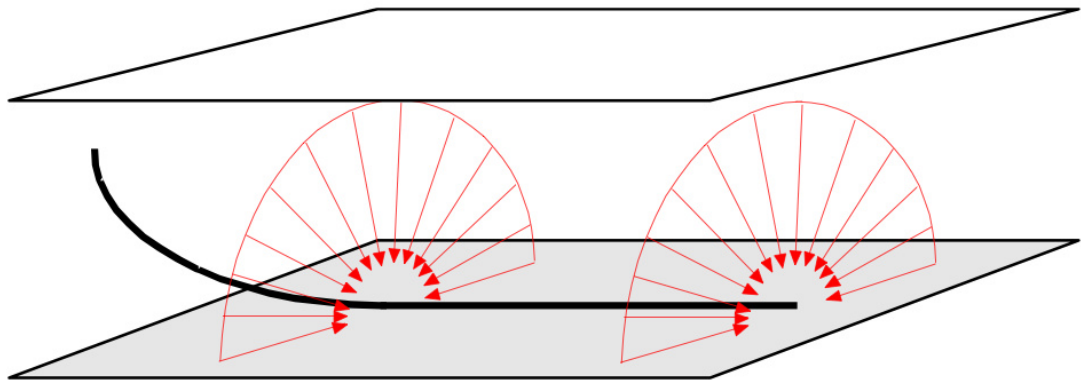


Figura 1-6.- Flujo hemiradial (Freddy Escobar, 2003)

Un régimen que se podría estabilizar cuando un pozo horizontal está en prueba de declinación de presión, pero este no se considera común, es el estado estable. Este sólo se desarrollará cuando exista una fuente de presión constante tal como un acuífero o una capa de gas.

## 1.2 Ecuaciones/modelo

Las ecuaciones que utilizaremos en este trabajo corresponden al modelo de pozo horizontal con flujo uniforme considerando un buzamiento de cero grados de la formación (Oskan, Horizontal Wells 2009). La solución aproximada de presión transitoria general para un pozo horizontal es:

$$p_{wD} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \sqrt{\frac{k}{k_y}} \int_0^{t_D} \left[ \operatorname{erf} \left( \frac{\sqrt{\frac{k}{k_x} - x_D}}{2\sqrt{\tau}} \right) + \operatorname{erf} \left( \frac{\sqrt{\frac{k}{k_x} + x_D}}{2\sqrt{\tau}} \right) \right]$$

$$\times \left\{ 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-n^2 \pi^2 L_D^2 \tau) \cos[n \pi (z_{wD} + r_{wD})] \cos(n \pi z_{wD}) \right\} \frac{d\tau}{\sqrt{\tau}} \dots\dots\dots(1-1)$$

### 1.2.1 Solución para ERF (Early Radial Flow)

$$p_{wD} \approx -\frac{1}{4L_D} \sqrt{\frac{k}{k_y}} \operatorname{Ei} \left( -\frac{r_{wD}^2}{4t_D L_D^2} \right) + s \dots\dots\dots(1-2)$$

$$p_{wD} \approx -\frac{1}{4L_D} \sqrt{\frac{k}{k_y}} \left( \ln t_D + 2 \ln \frac{L_D}{r_{wD}} + 0.80907 \right) + s \dots\dots\dots(1-3)$$

Ó

$$\Delta p_{wf} = \frac{162.6qB\mu}{\sqrt{k_y k_z} L_h} \left( \log t + \log \frac{\sqrt{k_y k_z}}{\phi c_t \mu r_{w,eq}^2} - 3.23 + 0.87 \frac{\sqrt{k_y k_z} L_h}{kh} s \right) \dots\dots\dots(1-4)$$

El flujo radial temprano definido por las ecuaciones anteriores existe para tiempos dados por (Oskan, Horizontal Wells 2009);

$$t \leq \frac{\phi c_t \mu}{2.637 \times 10^{-4}} \min \left\{ \frac{(L_h/2)^2}{k_x}; \frac{z_w^2}{5k_z}; \frac{(z_w-h)^2}{5k_z} \right\} \dots\dots\dots(1-5)$$

### 1.2.2 Solución para ILF (Intermediate Lineal Flow)

$$p_{wD} = \sqrt{\frac{k}{k_y}} \left[ \sqrt{\pi t_D} + \frac{1}{2L_D} (s_z + s) \right] \dots\dots\dots(1-6)$$

ó

$$\Delta p_{wf} = \frac{8.128 qB\mu}{L_h h \sqrt{\phi c_t \mu} k_y} \sqrt{t} + \frac{141.2 qB\mu}{L_h \sqrt{k_y k_z}} (s_z + s) \dots\dots\dots(1-7)$$

En donde s es el factor de piel y  $s_z$  es un término de pseudo-piel debido a la penetración parcial en el plano vertical.

$$s_z = -\ln\left(\frac{r_w}{h}\right) + \frac{1}{4} \ln\left(\frac{k_y}{k_z}\right) - \ln\left(\sin\frac{\pi z_w}{h}\right) - 1.838 \dots\dots\dots(1-8)$$

La condición para que el flujo lineal intermedio exista por lo menos en 1/2 de ciclo logarítmico está dado por:

$$L_h \geq 20 h \sqrt{k/k_z} \dots\dots\dots(1-9)$$

Si el flujo lineal intermedio existe, existirá para tiempos tales que:



$$\frac{160\phi c_t \mu L_h^2}{k_x} \geq t \geq \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{1800 z_w^2 \phi c_t \mu}{k_z} \\ \frac{1800 (h-z_w)^2 \phi c_t \mu}{k_z} \end{array} \right. \dots\dots\dots (1-10)$$

### 1.2.3 Solución para LRF (Late Radial Flow)

$$\sqrt{\frac{k}{k_z}} p_{wd} \approx \frac{1}{2} \left[ \ln \left( t_D \frac{L_D^2 \sqrt{k_x k_y}}{r_{wD}^2 k_z} \right) + 0.80907 \right] + s_a \dots\dots\dots (1-11)$$

ó

$$\Delta p_{wf} = \frac{162.6 q B \mu}{\sqrt{k_x k_z} h} \left( \log t + \log \frac{\sqrt{k_x k_z}}{\phi c_t \mu r_{w,eq}^2} - 3.23 + 0.87 s_a \right) \dots\dots\dots (1-12)$$

En las ecuaciones anteriores,  $s_a$  es el factor de piel aparente (Oskan, Horizontal Wells 2009) ver ec. 1-16 definido más adelante.

El tiempo necesario para alcanzar el periodo de LRF está determinado por la longitud del pozo horizontal y es usualmente mucho mayor que el tiempo para alcanzar el periodo de flujo radial para un pozo vertical. El periodo LRF para un pozo horizontal existe para tiempos dados por:

$$t \geq \max \left\{ \frac{988 \phi c_t \mu L_h^2}{k_x}, \frac{2515 \phi c_t \mu h^2}{k_z} \right\} \dots\dots\dots (1-13)$$

**1.2.4 Factores de Piel y Pseudo-Piel para pozos horizontales (Oskan, Horizontal Wells 2009)**

**1.2.4.1 Factor de Piel.**

$$s = \frac{kh}{141.2 qB\mu} \Delta p_s \dots\dots\dots (1-14)$$

**1.2.4.2 Factor de Pseudo-Piel**

La caída de presión al pozo de un pozo horizontal después del comienzo del periodo de Flujo radial tardío puede ser escrita en términos de la caída de presión adimensional de un pozo vertical  $p_{wDvert}$  como sigue:

$$\sqrt{\frac{k}{k_z}} p_{wD} = p_{wDvert} + s_a \dots\dots\dots (1-15)$$

Donde  $s_a$  es el factor de piel aparente dado por:

$$s_a = s_p + \sqrt{\frac{k}{k_z}} s \dots\dots\dots (1-16)$$

## 1.2.5 Correlaciones para calcular el factor de Pseudo-Piel

### 1.2.5.1 Correlación de Besson.

$$s_p \approx \ln\left(\frac{4r_w}{L_h}\right) + \frac{\sqrt{k/k_z} h}{L_h} \ln\left[\frac{2\sqrt{k/k_z} h}{2\pi r_w (1 + \sqrt{k/k_z}) \cos \pi \frac{2z_w - h}{2h}}\right] - \left(\frac{\sqrt{k/k_z} h}{L_h}\right)^2 \left[\frac{1}{6} + 2\left(\frac{2z_w - h}{2h}\right)^2\right] \dots (1-17)$$

Para

$$\frac{\sqrt{k_z/k} L_h}{h} \geq 0.4$$

Esta correlación asume anisotropía en dos dimensiones donde  $k = \sqrt{k_x k_y}$  representa la permeabilidad horizontal promedio.

### 1.2.5.2 Correlación de Ozkan-Raghavan

$$s_p = s_{pf} + F \dots (1-18)$$

En la ecuación anterior  $s_{pf}$  es el factor de pseudo-piel para un pozo fracturado de igual longitud, dado por

$$s_{pf} = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{r_{wD}^2}{L_D^2} \frac{k_z}{\sqrt{k_x k_y}} \right) + 1 + \sqrt{\frac{k_z}{k}} \sigma \left( x_D, -\sqrt{\frac{k}{k_x}}, +\sqrt{\frac{k}{k_x}} \right) \dots\dots\dots(1-19)$$

donde

$$\sigma(x_D, a, b) = \frac{1}{2} [(x_D - b) \ln|x_D - b| - (x_D - a) \ln|x_D - a|] \dots\dots\dots(1-20)$$

y el valor de  $x_D$  depende de la condición de flujo:

$$x_D = \begin{cases} 0 & \text{flujo uniforme} \\ 0.732 & \text{conductividad infinita (pozos largos)} \end{cases}$$

En la ecuación 1-18, F denota el factor de pseudo-piel de un pozo horizontal definido con respecto a un pozo fracturado.

$$F \approx -\frac{\sqrt{k_x/k}}{2L_D} \ln \left\{ 4 \sin \left[ \pi \left( z_{wD} + \frac{r_{wD}}{2} \right) \right] \sin \left( \pi \frac{r_{wD}}{2} \right) \right\} \dots\dots\dots(1-21)$$

Para

$$L_D \geq \frac{3.6}{\pi |\sqrt{k/k_x} - x_D|}$$

## **1.3 Herramientas**

### **1.3.1 KAPPA y ECRIN**

Kappa es principalmente una compañía de software de ingeniería de petróleo. Su plataforma de software integrada, ECRIN/, es el estándar de la industria para el análisis de datos dinámicos (Kappa, The Analysis of Dynamic Data n.d.).

Cada vez que un fluido se produce o se inyecta en el reservorio, la difusión produce cambios en la presión y temperatura que pueden ser registrados en varios lugares. Combinando estos datos con la producción y/o historia de tasas de inyección tenemos lo que llamamos datos dinámicos.

No hace mucho tiempo, los datos dinámicos vinieron sólo de las pruebas de pozos. Se analizaba gráficas especializadas y modelos analíticos. Para KAPPA, este era el momento de SAPHIR, el software que usaremos "análisis de prueba de pozos".

Hoy en día las fuentes de datos dinámicos son múltiples y se aplican a diversas escalas de tiempo y espacio. Los análisis también son más complejos. Diferentes metodologías tienen que aplicarse, a veces utilizando los mismos datos, a veces no. Sin embargo, todas estas técnicas se aplican al mismo reservorio y pozos, y la verdad está en los datos.

ECRIN Es una estación de trabajo de ingeniería con la integración de varios módulos dedicados a:

- SAPHIR NL para análisis de presión transiente (PTA)
- Topaze NL para análisis de producción (PA)
- Rubis para ajuste (matching) de la historia de producción (HM)
- Amethyste para análisis de rendimiento del pozo (WPA)
- Emeraude para registros de producción (PL)

Nuestro enfoque es el análisis de presión transiente en pozos horizontales por lo cual usaremos SAPHIR NL (non linear) software.

#### **1.3.1.1 SAPHIR**

SAPHIR fue primero desarrollado hace 25 años por dos ingenieros quienes necesitaban una herramienta para su propio trabajo de interpretación (Kappa, Kappa Engineering n.d.). Era rápido, interactivo y robusto y permanece así, pero ha cambiado bastante. SAPHIR ha crecido a una posición dominante en la industria con más de 2700 licencias comerciales usadas como estándar en las más grandes empresas de operación y de servicio a nivel mundial.

La metodología de SAPHIR siempre ha sido basada en la derivada de Bourdet como principal herramienta de diagnóstico; ajustando los datos medidos con el modelo, tomando en cuenta la historia de producción detallada.

El incremento del poder de procesamiento de las computadoras ha permitido a Kappa expandir las capacidades técnicas del SAPHIR. Esto ha resultado en el desarrollo de rápidos modelos numéricos, el cual se ha extendido a la rigurosa solución de problemas no lineales. SAPHIR ahora solo está disponible en su forma no lineal conocida como SAPHIR NL.

# CAPÍTULO 2

## 2 METODOLOGÍA

Esta metodología es sugerida por Gringarten en su publicación “From Straight Lines To Deconvolution” como metodología para análisis mediante Curvas Tipo (Gringarten 2008), este no es nuestro caso ya que nuestro análisis será con SAPHIR, pero la metodología es la misma y el flujo de trabajo es el mismo salvo que como herramienta tenemos a SAPHIR en vez de las curvas tipo.

### 2.1 Identificación del modelo de interpretación

#### 2.1.1 Análisis por derivada

Un paso clave en el análisis de pruebas de pozo es la identificación del modelo de interpretación basado en las formas características de la derivada de Bourdet (Ezekwe 2011). En el régimen de flujo a tiempos tempranos, la forma característica puede indicar un pozo dañado con efecto de almacenamiento y piel o un pozo fracturado sin efecto de almacenamiento. Durante el régimen de flujo a tiempos medios, la forma característica de la curva de derivada puede indicar un yacimiento con doble porosidad o doble permeabilidad. En el régimen de flujo a tiempos tardíos, los efectos de frontera del yacimiento pueden indicar una falla sellante o una frontera de presión constante. Cada



una de estas curvas características puede indicar un modelo de interpretación que puede ayudar a complementar el análisis de los datos de la prueba. Sin embargo, es importante notar que ninguna de estas curvas características es única a un pozo, yacimiento o frontera en particular. Una curva característica de derivada puede potencialmente representar dos o más respuestas de pozos, yacimiento o frontera que son similares en apariencia. Por lo tanto, a menudo es necesario incorporar datos externos de fuentes geológicas, geofísicas y petrofísicas para asistir en la identificación de un modelo de interpretación.

Para nuestro de pozo horizontal tenemos la siguiente curva, ver fig. 2-1 que se presenta a menudo en la forma de derivada.

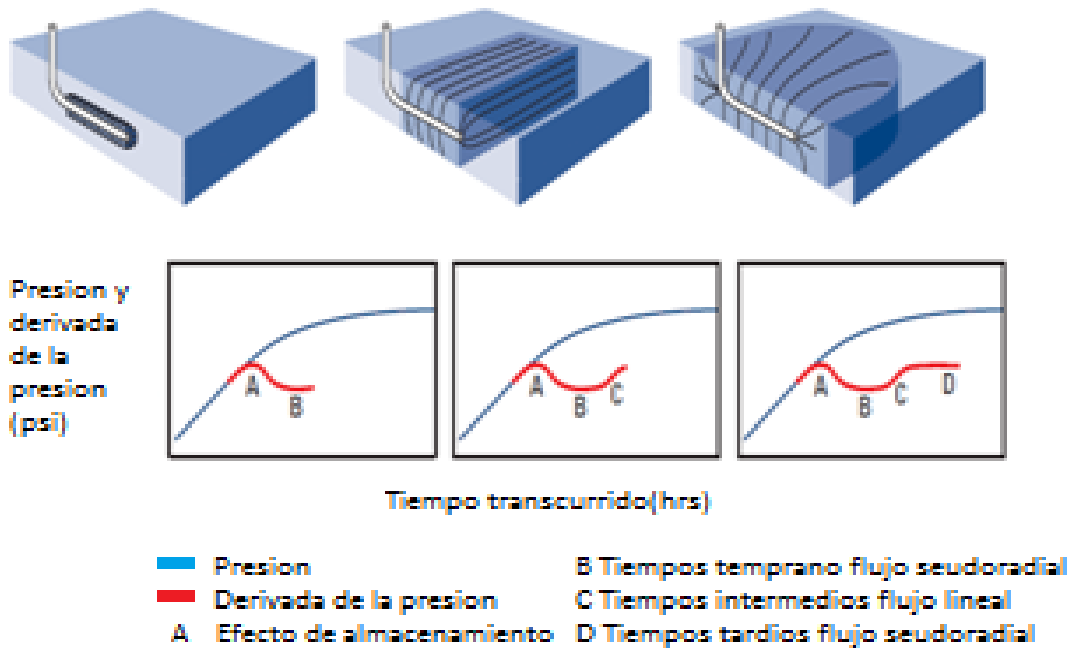


Figura 2-1.- Regímenes de flujo identificados del análisis por derivada  
(Schlumberger 2002)

### 2.1.2 Sensibilidad a los diferentes parámetros del modelo de pozo horizontal

Al analizar la derivada, debemos conocer cómo afectan los diferentes parámetros del modelo de pozo horizontal en el comportamiento de la curva de presión y su derivada, de esta forma tendremos una idea mucho más clara de que parámetros son los que hacen coincidir nuestros datos con el modelo analítico y buscar la información necesaria que haga esto posible.

### 2.1.2.1 Contribución de sección horizontal, $h_w$ y la posición

En un yacimiento sin capa de gas ni acuífero, típicamente el pozo sería posicionado lo más central posible entre los límites superior e inferior, en cuyo caso los límites serían vistos simultáneamente y habría una transición suave de flujo radial a flujo lineal (Kappa 2013). En la fig. 2-2 se ilustra el comportamiento de la variación de la contribución de sección horizontal ( $h_w$ ), no hay efecto de almacenamiento.

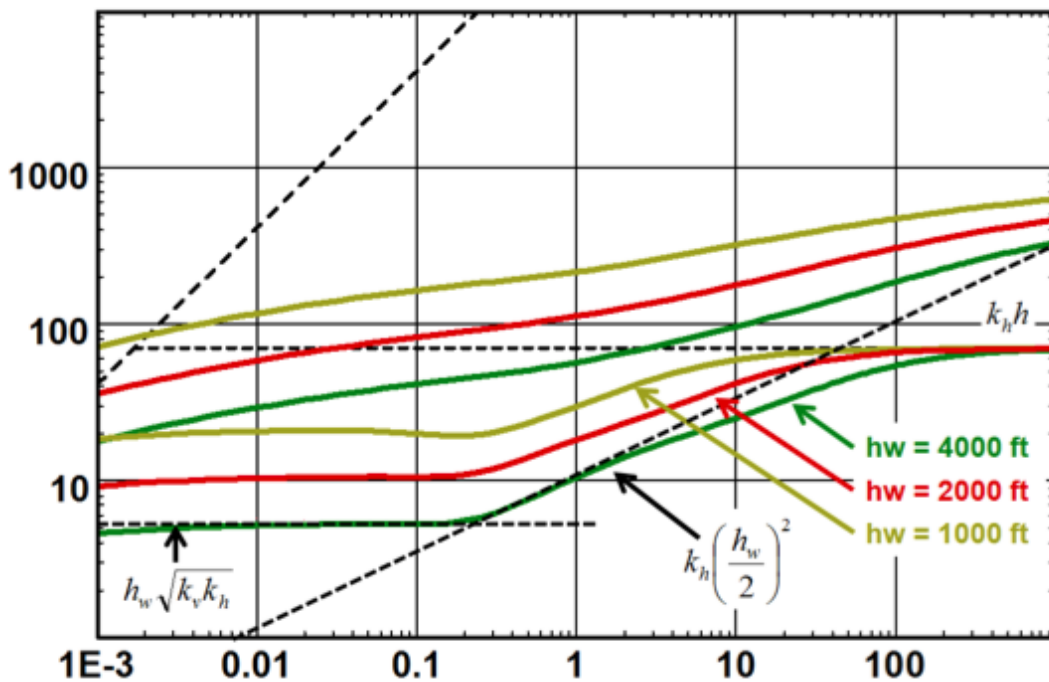


Figura 2-2.- Respuesta del gráfico log-log de un pozo horizontal a varias longitudes de drenaje (Kappa 2013)

Si el pozo está más cerca de un límite que al otro, primero habrá una duplicación en la magnitud de la derivada, como si se tratara de una falla en

un pozo vertical, antes de que ocurra el flujo lineal después de haber tocado el segundo límite. ver fig. 2-3.

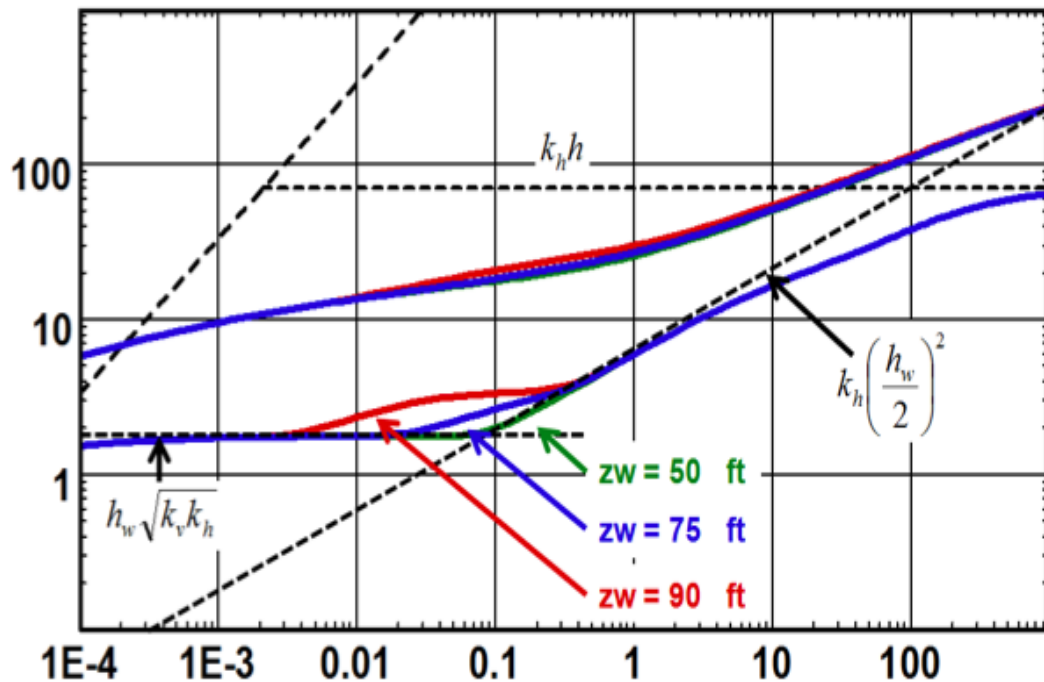


Figura 2-3.- Respuesta del gráfico log-log de un pozo horizontal con respecto al posicionamiento vertical del pozo. (Kappa 2013)

Si el límite superior o inferior es una gorra de gas o un acuífero, probablemente el pozo será posicionado cerca del otro límite sellan. En ese caso habrá de nuevo una duplicación en la magnitud de la derivada, similar a la respuesta de una falla en un pozo vertical, seguido de una respuesta de presión constante. En cada caso, la duplicación de la magnitud de la derivada no será completamente desarrollada antes de la presencia del siguiente régimen de flujo, sea flujo lineal o un límite de presión constante.

### 2.1.2.2 Sensibilidad a la anisotropía

En la fig. 2-4 se ilustra el comportamiento de un pozo horizontal con un  $k_v/k_h$  variable.

Cuando la relación de permeabilidad incrementa, la forma de la derivada de Bourdet pierde su clásica "huella digital" de un pozo horizontal. La forma de la derivada se aproxima a la de un pozo parcialmente penetrado.

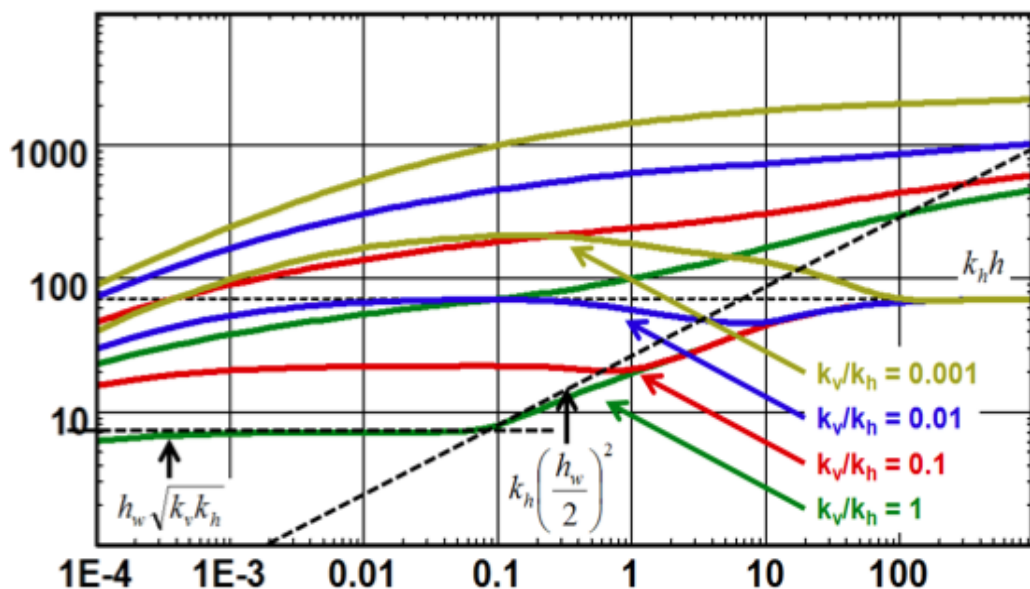


Figura 2-4 Respuesta del gráfico log-log de un pozo horizontal a varias anisotropías verticales. (Kappa 2013)

### 2.1.2.3 Añadiendo efecto de almacenamiento

El efecto de almacenamiento enmascarará rápidamente el 'flujo radial temprano'. Un efecto de almacenamiento considerable también ocultará la

pendiente de un medio del flujo lineal. Ambos factores incrementan considerablemente el desafío que enfrenta el ingeniero de interpretación ya que la experiencia ha mostrado que es común el no desarrollar el flujo radial que actúa de forma infinita en el yacimiento. Si no hay flujos que se puedan reconocer claramente, esta tarea se torna de mayor dificultad y está sujeta a que los datos conocidos sean altamente confiables. La fig. 2-5 muestra el comportamiento con diferentes coeficientes de almacenamiento.

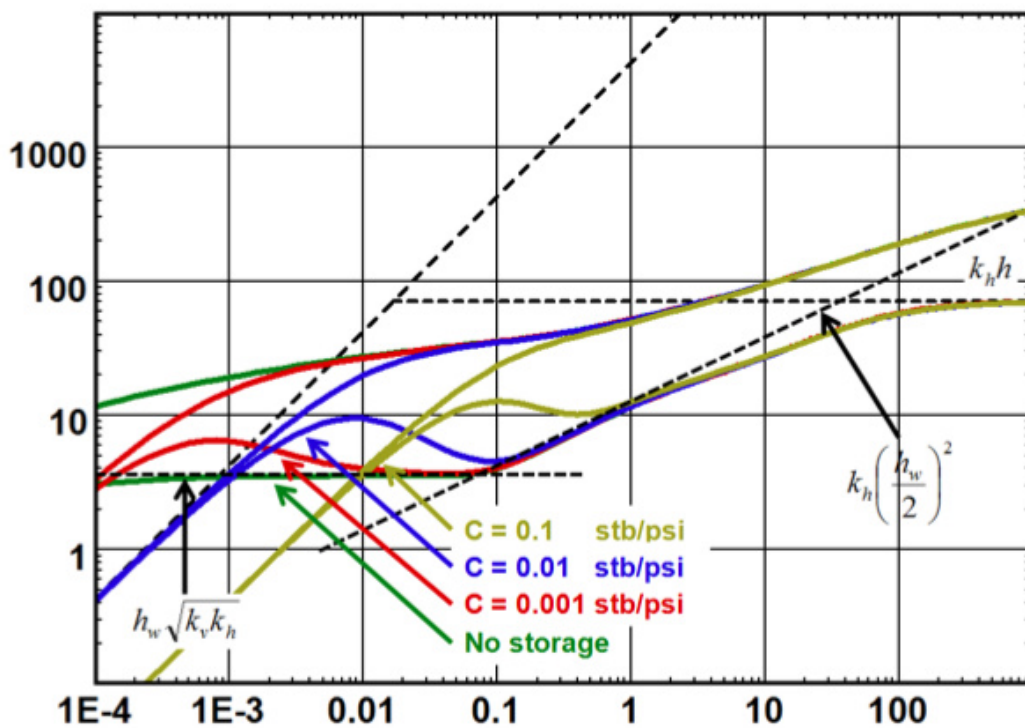


Figura 2-5 Sensibilidad al efecto de almacenamiento (Kappa 2013)

#### 2.1.2.4 Efecto de piel

Cuando la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal es pequeña, la geometría de un pozo horizontal inducirá un componente negativo de piel que refleja directamente la razón por lo cual querríamos perforar un pozo horizontal en primer lugar. El efecto de piel mecánico  $S_M$  es la diferencia del efecto de piel total  $S_T$  y el efecto de piel geométrico  $S_g$ .

La fig. 2-6 ilustra la influencia del efecto de piel en el comportamiento del cambio de presión y la derivada de Bourdet. No hay efectos en la derivada mientras el efecto de piel sea 0 o positivo. Si el efecto de piel mecánico se hace negativo entonces, tanto el cambio de presión como la derivada, enmascararán el flujo radial temprano y la forma de la curva se aproximará al comportamiento de un pozo fracturado.

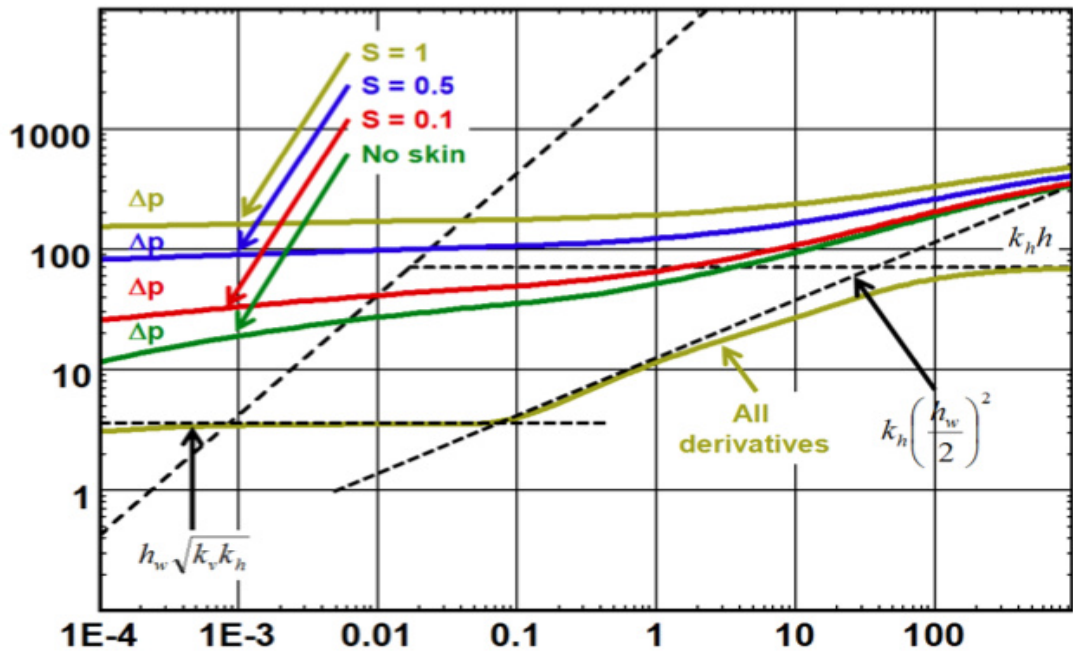


Figura 2-6.- Sensibilidad al efecto de piel (Kappa 2013)

## 2.2 Determinación de parámetros

### 2.2.1 Cálculo del efecto del almacenamiento

Durante el periodo de flujo dominado por el efecto de almacenamiento, la respuesta de presión adimensional de un pozo horizontal está dada por (Oskan, Horizontal Wells 2009)

$$p_{wD} = \frac{t_D}{C_D} \dots \dots \dots (2-1)$$

en donde el coeficiente de almacenamiento adimensional está dado por



$$C_D = \frac{5.615 C}{2\pi\phi c_t h(L_h/2)^2} \dots\dots\dots (2-2)$$

Para análisis de datos de campo, la forma dimensional de la Eq. 2-1 está dada por

$$p_{wf} = p_i - \frac{qB}{24C} t \dots\dots\dots (2-3)$$

La ecuación 2-3 indica que en un gráfico log-log de  $\Delta p_{wf}$  vs.  $t$  debería mostrar una recta de pendiente unitaria durante el periodo de flujo dominado por el efecto de almacenamiento. Los mismos datos también deberían exhibir una línea recta en coordenadas Cartesianas, con una pendiente dada por

$$|m| = \frac{qB}{24C} \dots\dots\dots (2-4)$$

El efecto de almacenamiento puede ser calculado de esta relación y ser usado para estimar el coeficiente adimensional de almacenamiento de la ecuación 2-2.

## 2.2.2 Cálculo de la permeabilidad

### 2.2.2.1 ERF

La ecuación 1-4 indica que durante el periodo de ERF, un gráfico de  $p_{wf}$  (o  $\Delta p_{wf}$ ) vs.  $\text{Log } t$  debería mostrar una línea recta con pendiente dada por (Oskan, Horizontal Wells 2009)

$$|m_{er}| = \frac{162.6 qB\mu}{\sqrt{k_y k_z L_h}} \dots\dots\dots(2-5)$$

El cual puede ser usado para estimar  $\sqrt{k_y k_z}$ .

### 2.2.2.2 ILF

La ecuación 1-7 indica que si un régimen de ILF existe, entonces un gráfico log-log de  $d\Delta p_{wf}/d \log t$  vs.  $t$  debería mostrar una línea recta con una pendiente igual a  $\frac{1}{2}$  (Oskan, Horizontal Wells 2009) (Ezekwe 2011).

La ecuación 1-7 también indica que un gráfico en coordenadas cartesianas de  $p_{wf}$  (o  $\Delta p_{wf}$ ) vs  $\sqrt{t}$  debería mostrar una línea recta con pendiente dada por

$$|m_{il}| = \frac{8.13 qB\sqrt{\mu}}{\sqrt{\theta c_t k_y L_h h}} \dots\dots\dots(2-6)$$

De la pendiente de la línea,  $k_y$  puede ser calculada.

### 2.2.2.3 LRF

Como se indica en la ec. 1-12 durante el periodo de LRF, un gráfico de  $p_{wf}$  (o  $\Delta p_{wf}$ ) vs.  $\log t$  debería mostrar una línea recta con pendiente dada por (Oskan, Horizontal Wells 2009)

$$|m_{lr}| = \frac{162.6 qB\mu}{\sqrt{k_x k_y h}} \dots\dots\dots (2-7)$$

De esta pendiente,  $\sqrt{k_x k_y}$  puede ser estimado,

### 2.2.3 Cálculo del factor de piel

#### 2.2.3.1 ERF

El factor de piel puede ser determinado de la línea recta del gráfico semilog usando la siguiente relación (Oskan, Horizontal Wells 2009):

$$s = \frac{1.151 kh}{\sqrt{k_y k_z L_h}} \left( \frac{\Delta p_{wf}}{|m_{er}|} - \log t - \log \frac{\sqrt{k_y k_z}}{\phi C_t \mu r_{w,eq}^2} + 3.23 \right) \dots\dots\dots (2-8)$$

Para la ec. 2-8. la permeabilidad  $k$  debe ser conocida por medios independientes.

#### 2.2.3.2 ILF

El factor de piel también puede ser calculado de la línea recta del régimen de ILF en el gráfico de raíz cuadrada, esto se consigue interpolando la recta hasta  $t = 0$  y leyendo el valor de  $\Delta p_{wf}(t=0)$ , la siguiente ecuación puede ser usado para calcular el factor de piel:

$$s = \frac{L_h \sqrt{k_y k_z}}{141.2 q B \mu} \Delta p_{wf}(t = 0) - s_z \dots\dots\dots(2-9)$$

Donde  $s_z$  está dado en la ec. 1.8. Para estimar el factor de piel de la ecuación 2.9 tanto  $k_y$  como  $k_z$  deben ser conocidos. Esto requiere la existencia del ERF.

### 2.2.3.3 LRF

El factor de piel aparente puede ser calculado de

$$s_a = 1.151 \left( \frac{\Delta p_{wf}}{|m_{1r}|} - \log t - \log \frac{\sqrt{k_x k_y}}{\phi c_t \mu r_{w,eq}^2} + 3.23 \right) \dots\dots\dots(2-10)$$

Luego, el factor de piel puede ser calculado de

$$s = \sqrt{\frac{k_z}{k}} (s_a - s_p) \dots\dots\dots(2-11)$$

En donde  $s_p$  es el factor de pseudo-piel del pozo horizontal y puede ser calculado usando la ec. 1.17. o 1.19.

O

$$S_T = \frac{h}{h_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_v}} S_M + S_G \dots\dots\dots(2-12)$$

La ec. 2-12 (Kappa 2013) es análoga a la ec. 2-11 haciendo el despeje apropiado y  $\frac{h}{h_w}$  es la relación entre el espesor de la formación y el intervalo horizontal disparado. Hacemos referencia de esta última ecuación debido a que es la nomenclatura que usa el SAPHIR en los resultados de factores de piel obtenidos.

Para calcular los factores de piel del análisis LRF, se necesitan conocer las tres permeabilidades direccionales. Esto requiere la existencia de los tres regímenes de flujo: ERF, ILF, y LRF.

### **2.3 Verificación**

Es importante validar los resultados calculados con el modelo de interpretación (Ezekwe 2011). Esto puede ser hecho comparando los resultados calculados mediante el ajuste de curvas tipo con los resultados obtenidos del análisis por línea recta basado en el mismo modelo de interpretación. Si los resultados son consistentes, entonces el modelo de interpretación debería ser aceptado como representativo de los datos de prueba analizados al menos para ese período de prueba. Sin embargo, si los resultados no son consistentes entre sí por un margen bastante grande, todo el proceso de análisis de los datos de prueba deberá ser repetido.

# CAPÍTULO 3

## 3 INTERPRETACIÓN

### 3.1 Datos del problema

Se desean estimar los parámetros del pozo LIF-4 y del reservorio al cual pertenece para esto contamos con una prueba de caída de presión de dicho pozo, ver tabla 4.2. La información adicional del reservorio obtenida de pozos aledaños se muestra en la siguiente tabla 4.1 (Lee, Rollins and Spivey 2003)

$q$	800 STB/D
$u$	1cp
$B$	1.25 RB/STB
$r_w$	0.25ft
$\emptyset$	0.2
$C_t$	$15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
<i>espesor, h</i>	150 ft
$L_w$	2500 ft
$b_h$ (largo de la formación paralelo al pozo horizontal)	6968 ft (pozo centrado)

$a_h$ (ancho de la formación perpendicular al pozo horizontal)	2000 ft (pozo centrado)
$Z_w$	85 ft

Tabla 3-1.- Datos del problema (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

### 3.2 Procesamiento de datos

En el procesamiento de las pruebas de presión, tanto en restauración de presión como en declinación de presión, la herramienta más útil es la derivada de Bourdet ya que esta nos permite identificar un cambio en el comportamiento de la presión que no es perceptible en ninguna otra gráfica (Kappa 2013).

Desgraciadamente para pozos horizontales no es sencillo emparejarlo a una curva tipo debido a los numerosos casos y parámetros que este puede presentar es por esto que recurrimos a los gráficos especializados para un análisis preliminar y a un software para un análisis más detallado del mismo.

La llave para cualquier software moderno es combinar el poder técnico kernel con una interfaz amigable con el usuario, con capacidades tanto analíticas como numéricas. En términos de metodología, la herramienta central para el diagnóstico es el gráfico log-log, mostrando tanto la presión como la derivada de Bourdet (anexo) usadas para el diagnóstico y el match con el modelo elegido. Este camino típico nos guio a la implementación del programa

SHAPIR para el procesamiento de los datos del pozo y reservorio que poseemos.

La primera prueba es obtener una coherencia y un conjunto representativo de datos de presión, tiempo y caudal. Esto incluye cargar los datos, chequear la calidad, validar, editar y prepararlos para el análisis. Uno o varios periodos de interés, serán extraídos y así se procederá a crear los gráficos para el diagnóstico. Dependiendo del modelo escogido, podemos clarificar los parámetros, ya sea de manera manual o usando regresiones no lineales como mostraremos más adelante.

Para la interpretación de la información que nos brinda la prueba de presión de este pozo necesitamos diversas graficas especializadas mencionadas anteriormente por lo que usaremos la herramienta ECRIN//SAPHIR.

### **3.2.1 Inicialización**

Se debe primero ingresar la información requerida para identificar la prueba y seleccionar las opciones principales que se establecen para el proceso de interpretación: El tipo de fluido (que determinara la función de la presión a utilizar) y el tipo de prueba (estándar, interferencia). En nuestro caso ingresaremos prueba estándar y fluido netamente petróleo e ingresamos los parámetros del pozo como se muestra en la figura 3-1.



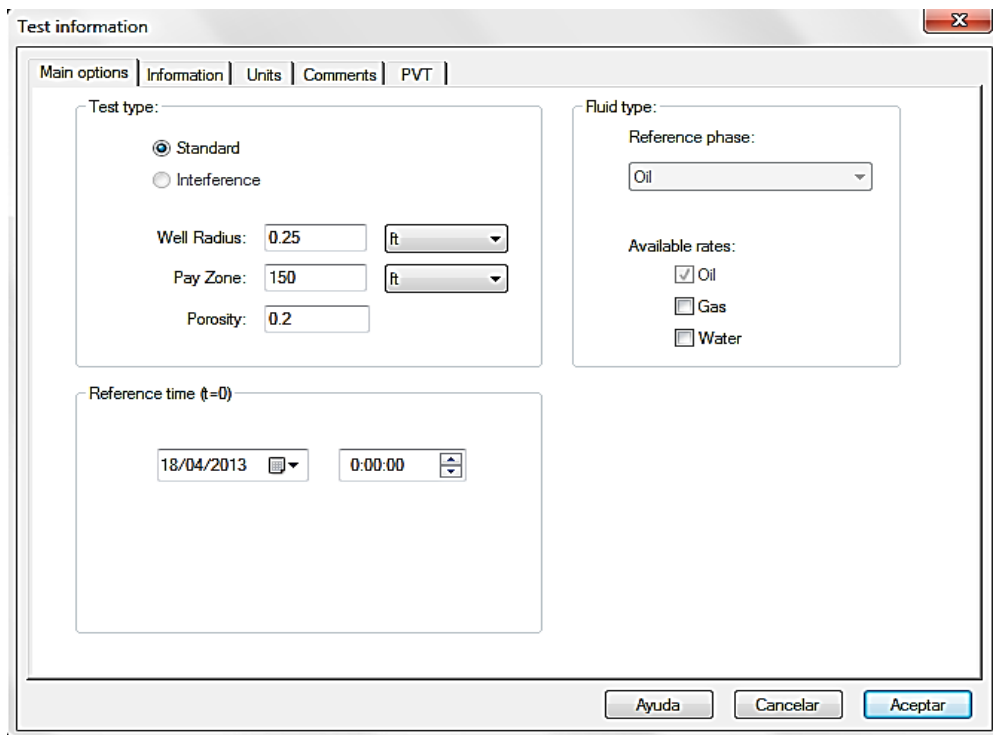


Figura 3-1.- Parámetros iniciales.

Procedemos a ingresar los datos de PVT que nos da el problema para un fluido ligeramente compresible sólo unas cuantas propiedades PVT no son asumidas como constantes, son necesarias: Factor volumétrico de formación, viscosidad y compresibilidad total. ver Fig. 3-2.

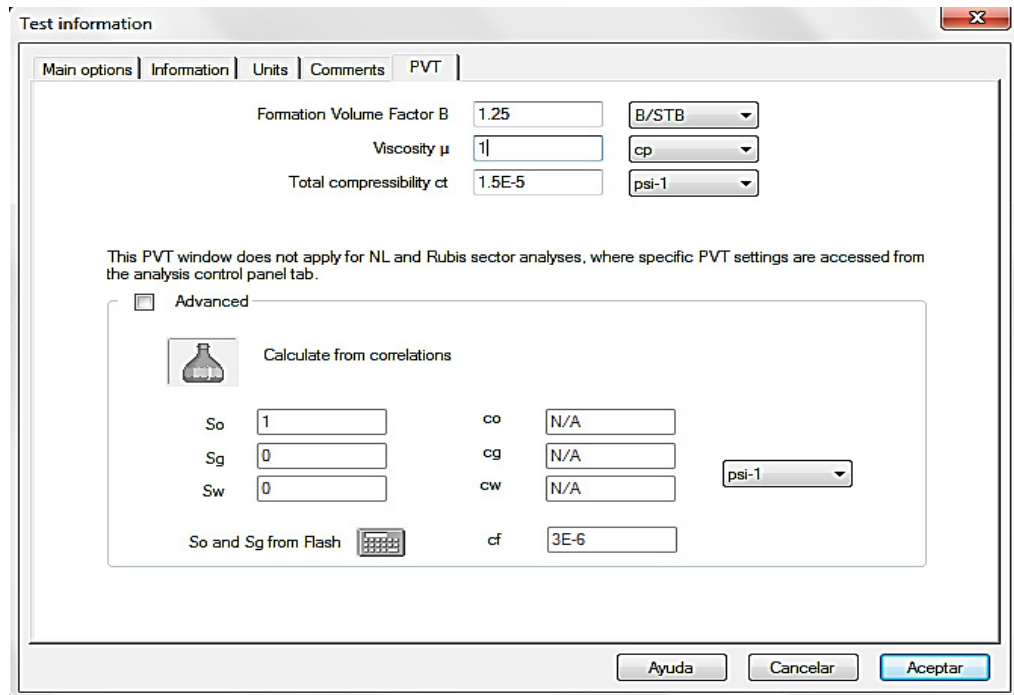


Figura 3-2.- Parámetros PVT

### 3.2.2 Cargando de datos

Luego ingresamos la tabla de valores con las presiones de fondo  $p_{wf}$  con tiempos  $t$  respectivos guardadas previamente en una tabla de Excel. En esta ventana los datos son importados desde archivos ASCII, ingreso manual o copia y pega (copy-paste) desde celdas de Excel, ver Fig. 3-3. Sin embargo, la cantidad de datos siempre va en aumento por lo cual a veces los datos son ingresados en tiempo real por las compañías de servicio durante la prueba.

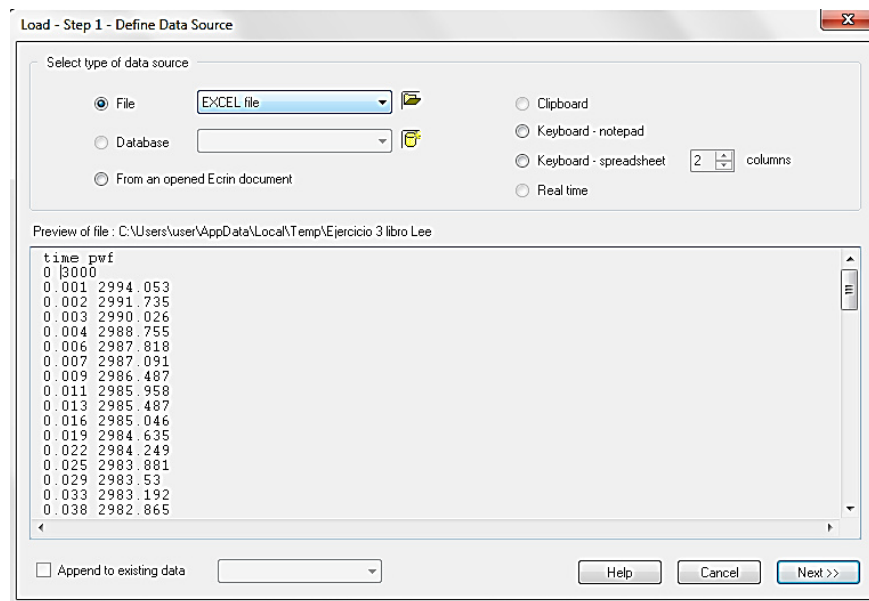


Figura 3-3.- Carga de datos

Luego procedemos a darle formato a los a los valores de la tabla elegir unidades y numero de cifras significativas en este caso al poseer una base de datos limitadas utilizaremos la mayor cantidad de cifras significativas. En esta ventana también tenemos opciones para aplicar filtros y tomar solo secciones de los datos, función que no usaremos debido a lo antes mencionado, ver Fig. 3-4.

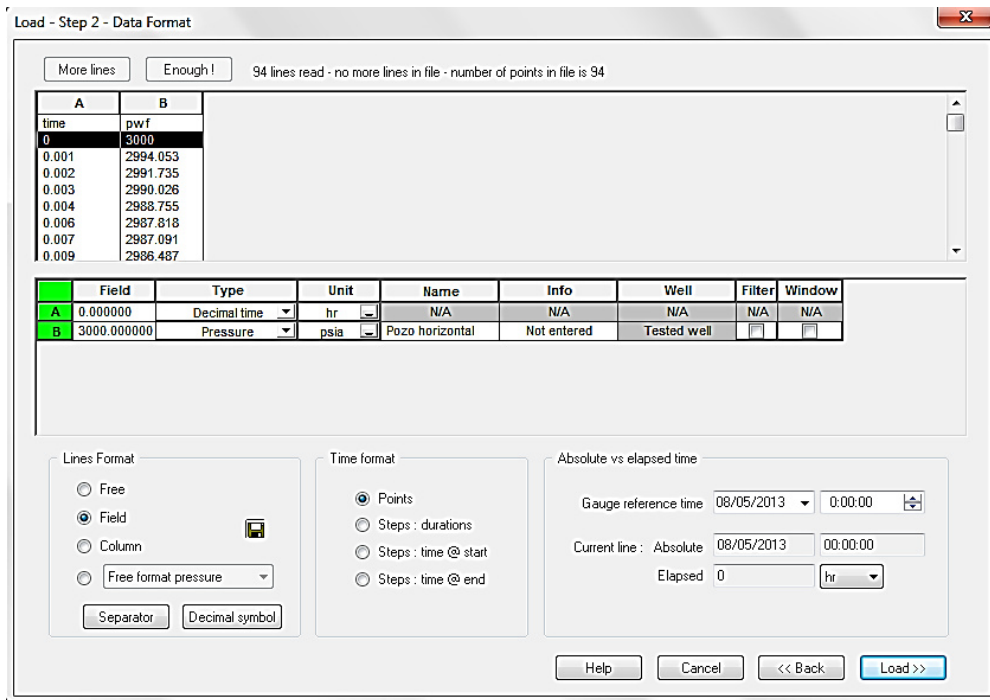


Figura 3-4.- Selección de datos

El software procederá a realizar las gráficas de presión vs tiempo y de tasa vs tiempo como se muestra en la figura 3-5. Esta es una gráfica de datos crudos, como podemos ver carecemos de una secuencia de datos al final de la prueba lo que afectara nuestros resultados por esto la interpretación de una prueba de presión depende de cantidad de datos que poseemos ya que los modelos matemáticos pueden poseer varias soluciones y mientras más parámetros poseamos obtendremos una convergencia de datos más cercana a la realidad.

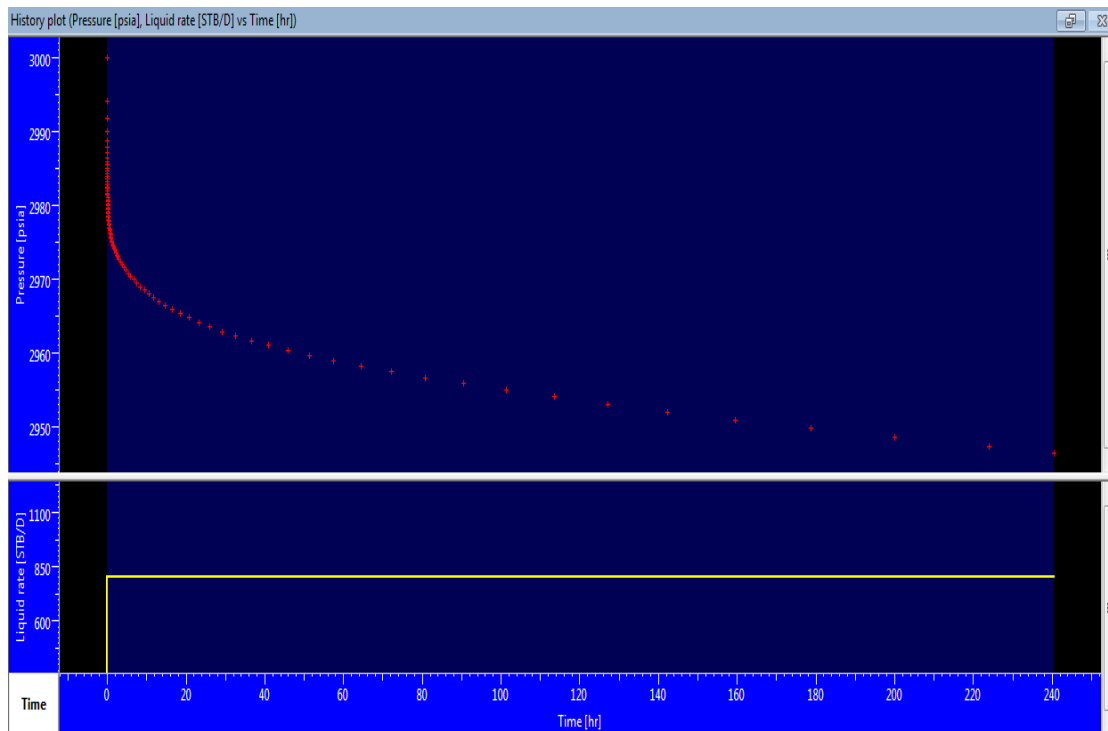


Figura 3-5.- Historia de producción

### 3.2.3 Extracción

Una vez que los datos han sido sincronizados, validados y graficados el análisis este mismo empieza por extraer la curva de la derivada de Bourdet (log-log) el software nos mostrara una ventana en la cual nosotros elegiremos como suavizar dicha curva para efecto de no perder datos importantes en la interpretación. Es por esto que en nuestro problema utilizaremos el valor mínimo por defecto mostrado en la figura 3-6.

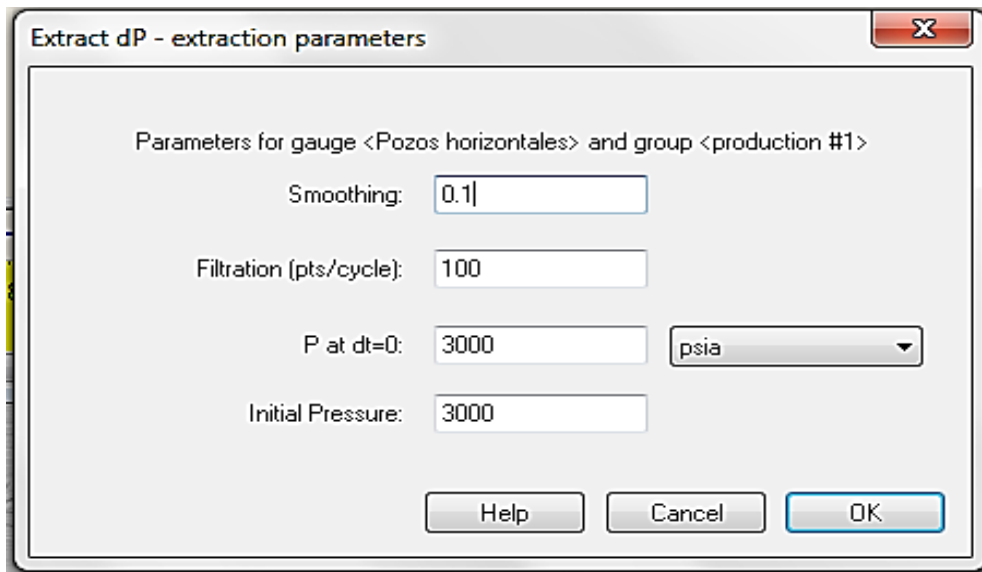


Figura 3-6.- Suavización de la derivada

En el caso de SAPHIR, esta extracción es seguida por un posicionamiento automático de una línea horizontal por IARF (Infinite acting radial flow) en la derivada de Bourdet y una línea de pendiente unitaria por el almacenamiento puro del pozo en la presión como en la derivada de Bourdet.

Este posicionamiento es ubicado por una filtración relativamente simple, el objetivo principal es poner estas líneas en el mismo "rango" como los datos.

En el caso de comportamiento complejo, el software puede haber seleccionado el nivel equivocado de la derivada por IARF y la pendiente unitaria equivocada por el almacenamiento. El ingeniero de interpretación entonces moverá interactivamente las dos líneas rectas para posicionar correctamente los regímenes de flujo, ver Fig. 3-7.

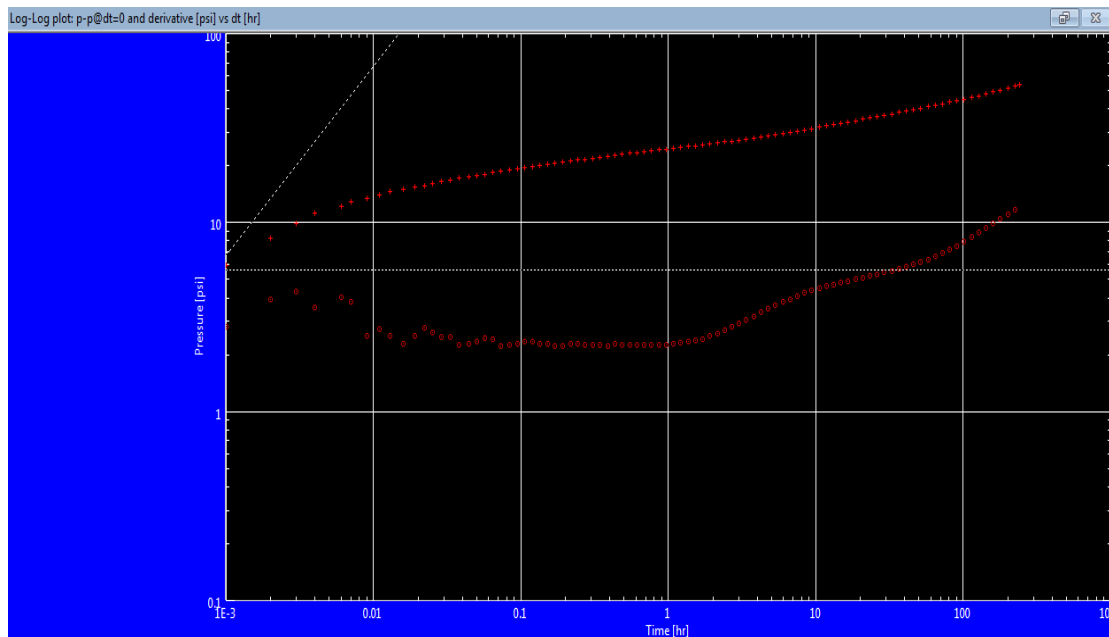


Figura 3-7.- Coincidir líneas.

Para nuestro caso, deberíamos colocar la línea de IARF en el último período de estabilización que es el radial tardío. Esto se debe a que la permeabilidad calculada por SAPHIR estará referida a este período al momento de generar el modelo.

La curva de la derivada nos sirve para un análisis correcto de los diversos regímenes de flujo que puede presentar nuestra prueba de presión, pero debido a la complejidad de los pozos horizontales necesitamos de otras curvas especializadas como una gráfica de log t, ver Fig. 3-8. y una gráfica de la raíz del tiempo, ver fig. 3-9. Estas nos ayudaran a tener una mejor visión y un estimado de los parámetros deseados usando los modelos matemáticos idealizados antes descritos.

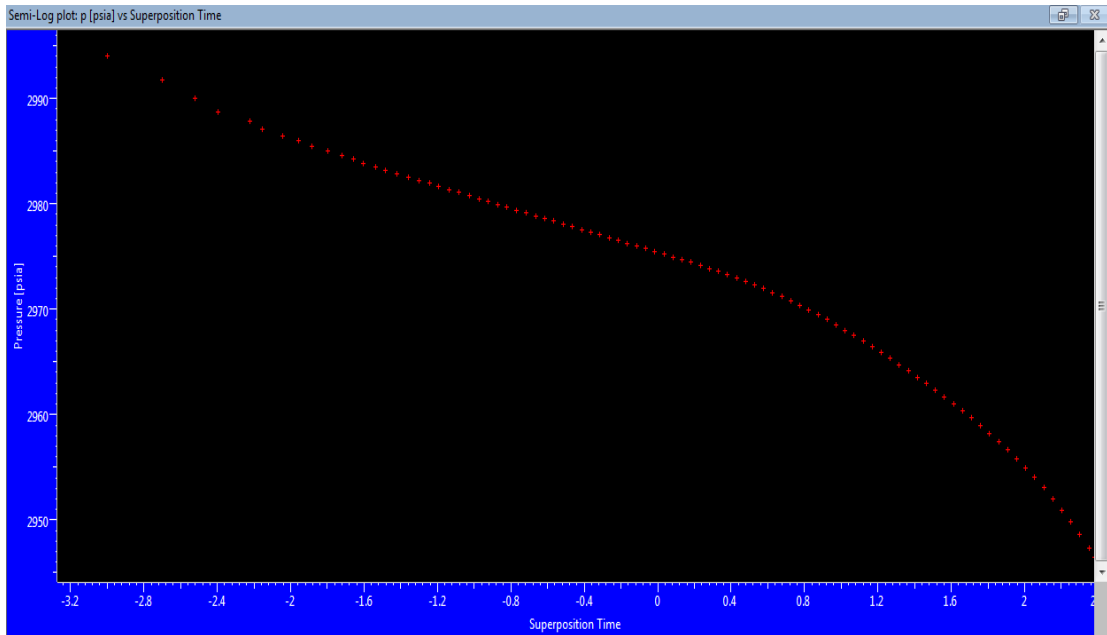


Figura 3-8.- Gráfico  $P_{wf}$  vs.  $\text{Log } t$

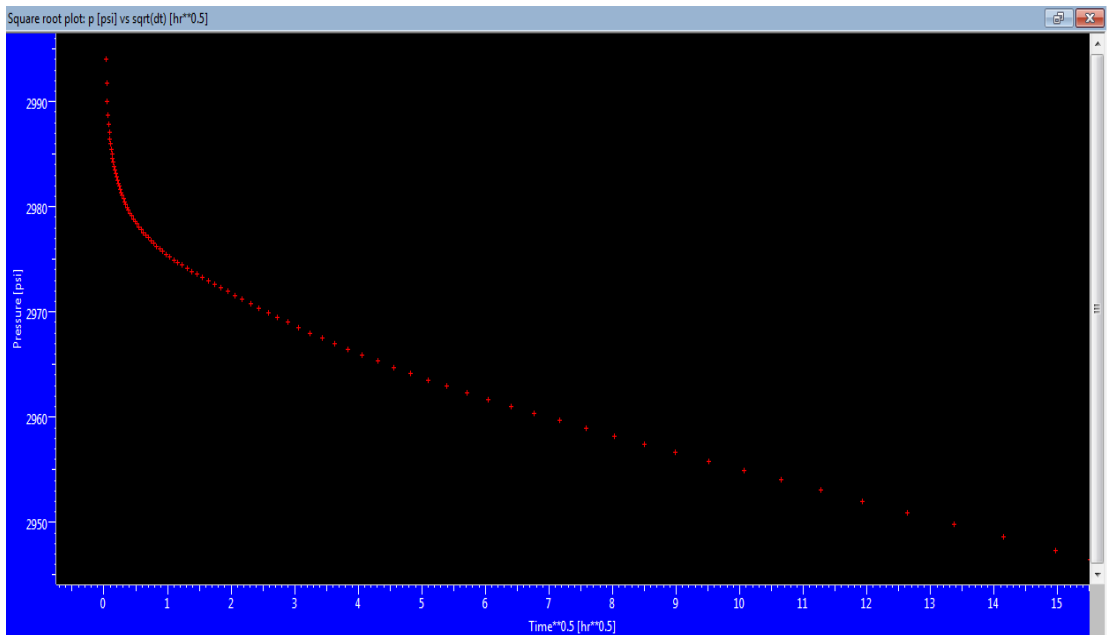


Figura 3-9.- Gráfico  $P_{wf}$  vs.  $\sqrt{t}$



# CAPÍTULO 4

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Preliminares

Luego de la extracción de la derivada, fue conveniente y recomendable tener resultados preliminares de las permeabilidades. Es importante tener una idea de los valores que se obtendrán aproximadamente además de ayudar al SAPHIR con valores iniciales y rangos estimados estos parámetros para que este luego genere un refinamiento razonable, como se verá más adelante; nosotros antes de la generación del modelo usamos las líneas especializadas en el gráfico log-log y el cálculo manual de las permeabilidades para lograr una coincidencia cercana sin usar de primera el refinamiento del SAPHIR.

#### 4.1.1 Líneas especializadas

Las líneas especializadas nos permiten obtener resultados rápidos de permeabilidades, efecto de piel, entre otros, dibujándolos en la derivada. Este análisis es equivalente al que el ingeniero de interpretación haría a mano, pero con ayuda del software SAPHIR es posible hacer líneas que indiquen fracturas, canales, efectos de almacenamiento, IARF, etc. En nuestro caso nos permitió identificar tres regímenes de flujo (ERF, ILF; LRF) por medio de la línea

múltiple o polilínea (“Polyline”), ver fig. A.1. Los resultados pueden ser muy crudos y poco confiables, pero esto nos da una idea del rango de la permeabilidad y el efecto de piel.

$$S = -0.301$$

$$K = 80.4 \text{ md.}$$

$$\frac{k_z}{k_r} = 0.228$$

Cabe recalcar que la permeabilidad que se obtiene en este caso es la del último período de estabilización, en nuestro caso la del flujo radial tardío, por lo que la permeabilidad obtenida aquí es igual a  $\sqrt{k_x k_y} = k_r$ . Debido a que el LRF no se desarrolla por completo en nuestro caso, hay que tomar con cierto escepticismo estos valores que, como ya habíamos mencionado, son valores preliminares.

Para la línea especializada de la estructura geológica de canal que colocamos en la última parte de la derivada obtuvimos un valor de 2190 ft de ancho del canal el cual es bastante aproximado y consistente con los datos del problema con el valor de  $a_H$ .

Es importante mencionar que este paso no es requerido antes de generar el modelo. El SAPHIR trabajará de igual forma con o sin las líneas

especializadas. Sin embargo, si utilizamos los valores encontrados con este paso, al momento de generar el modelo y refinarlo, podemos establecer rangos de valores y valores iniciales para que la regresión no lineal converja a un resultado mucho más confiable.

#### **4.1.2 Permeabilidades**

En esta sección procedimos a calcular las permeabilidades direccionales a partir de los gráficos flexibles que se pudieron realizar en SAPHIR para luego encontrar las relaciones de  $\frac{k_z}{k_r}$  y  $\frac{k_x}{k_y}$  para generar el modelo. Como mencionamos anteriormente, estos cálculos son equivalentes al análisis hecho con las líneas especializadas en la sección 4.1.1. Nosotros hicimos esto para ilustrar la semejanza entre los resultados obtenidos usando las líneas especializadas y los gráficos flexibles además de que necesitamos calcular  $\frac{k_x}{k_y}$  cuyo resultado no se puede obtener usando las líneas especializadas.

##### **4.1.2.1 ERF**

Del gráfico de la derivada, ver fig. A.1, observamos que tuvimos un período de ERF de 0.1 a 1.1 horas aproximadamente. Tomando la pendiente en el gráfico semilog (pendiente: 5.2015), ver fig. A.3, en este período de tiempo, reemplazando y despejando en la ec. 2-5, tenemos que:

$$\sqrt{k_y k_z} = \frac{162.6 \times 800 \times 1.25 \times 1}{5.2015 \times 2500}$$

$$\sqrt{k_y k_z} = 12.504 \text{ md}$$

$$k_y k_z = 156.35 \text{ md}^2$$

#### 4.1.2.2 ILF

De forma similar a lo anterior procedemos a analizar el gráfico de la derivada, ver fig. A.1 para el ILF el cual debía exhibir una pendiente de  $\frac{1}{2}$  en el gráfico log-log. En un gráfico de presión vs.  $\sqrt{t}$  trazamos la pendiente, ver fig. A.4 para el período de tiempo de ILF identificado previamente entre los tiempos de 1.1 a 7.5 horas aproximadamente (pendiente: 3.382).

Despejando y reemplazando de la ec. 2-6, tenemos:

$$\sqrt{k_y} = \frac{8.13 \times 800 \times 1.25 \times \sqrt{1}}{\sqrt{0.2 \times 1.5 \times 10^{-5} \times 2500 \times 150 \times 3.382}}$$

$$\sqrt{k_y} = 3.701 \text{ md}^{1/2}$$

$$k_y = 13.7 \text{ md}$$

#### 4.1.2.3 LRF

Para el caso de LRF así como el ILF, no se tiene un régimen de flujo claro ya que lo enmascara la transición del flujo lineal así como también la presencia de fronteras. Este régimen de flujo lo identificamos de 7.5 a 35 horas, ver fig. A.1. Luego trazamos la pendiente en un gráfico cartesiano de presión vs. Log tiempo entre esos intervalos de tiempo, ver fig. A.5 (pendiente: 11.32).

Despejando y reemplazando de la Ec. 2-7. tenemos:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162.6 \times 800 \times 1.25 \times 1}{11.32 \times 150}$$

$$k_r = \sqrt{k_x k_y} = 95.76 \text{ md}$$

$$k_x k_y = 9,169.92 \text{ md}^2$$

$$k_x = 669.34 \text{ md}$$

#### 4.1.2.4 Relaciones

Estas relaciones son las requeridas para la generación del modelo del pozo horizontal con las cuales obtendremos una mejor aproximación del mismo. Contamos ahora con un buen estimado de los valores de permeabilidades.

$$k_z = \frac{156.35}{13.7} = 11.41$$

$$\frac{k_z}{k_r} = \frac{11.41}{95.76} = 0.1192$$

$$\frac{k_x}{k_y} = \frac{9,169.92}{13.7^2} = 48.86$$

## 4.2 Modelo

Luego de obtener las relaciones de permeabilidades, procedimos a generar el modelo, ver fig. A.6, colocando la longitud del pozo horizontal, la posición respecto a la base de la formación y los límites de frontera, guiándonos con la opción de mapa 2D Ver Fig. A.5.

Al obtener el modelo generado, ver fig. A.7, nos damos cuenta que este se aproxima al inicial, lo cual da una indicación de que nuestro análisis preliminar es bastante aceptable, pero que este puede ser mejorado por medio de la herramienta de refinación ("Improve"), pero es necesario conocer los valores que afectan de manera crítica nuestro análisis, por lo que es necesario un análisis de sensibilidad.

### 4.3 Análisis de sensibilidades

Antes de proceder con el Refinamiento, debemos asegurarnos de entender que parámetros son los que afectarán nuestra curva de presión y de derivada. Esto nos ayuda a discriminar qué parámetros debemos dejar fuera de la regresión y no hacer ajustes innecesarios de aquellos que no van a afectar el comportamiento de la curva, ver fig. A.8. y fig. A.9

#### 4.3.1.1 $K_z/K_r$

En la fig. A.10, tenemos el gráfico de sensibilidades variando el parámetro  $\frac{k_z}{k_r}$  que es la relación entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad radial. Este valor está ligado al régimen de flujo radial a tiempos tempranos por lo que se puede apreciar en la figura una variación exclusivamente en este régimen de flujo. Vemos que a mayor valor de  $\frac{k_z}{k_r}$  la sección de la derivada que representa el flujo radial temprano se desplaza hacia abajo y ocurre el efecto contrario cuando el valor  $\frac{k_z}{k_r}$  disminuye. Vemos que es necesario modificar este valor para que haya un buen ajuste en nuestra gráfica, por lo que concluimos que este parámetro debe ser considerado para el refinamiento.

#### 4.3.1.2 Kx/ky

Al hacer el estudio de sensibilidades para el parámetro  $\frac{k_x}{k_y}$  que hace referencia a la anisotropía horizontal, vemos que este cambia el comportamiento de la derivada del modelo generado, ver fig. A.11. La curva se desplaza hacia arriba a valores más altos de  $\frac{k_x}{k_y}$  y se desplaza hacia abajo a valores más bajos. Vemos que puede haber un mejor ajuste a valores de  $\frac{k_x}{k_y}$  mayores al valor actual, por lo que sería necesario considerar este parámetro para el refinamiento.

#### 4.3.1.3 Fronteras

Para el caso de las fronteras Sur y Norte vemos en la fig. A.12, que no existe un cambio en el comportamiento de la curva de presión y derivada, por lo que es conveniente y prudente dejar afuera del refinamiento estos parámetros. Una razón adicional para tomar esta decisión es que tenemos información en el problema que nos indica datos de frontera, esto es equivalente a tener en la práctica los datos geológicos de las formaciones y sus límites los cuales son una fuente muy confiable de información en la mayoría de los casos.

En la fig. A.13, vemos la sensibilidad de la curva a los parámetros de frontera Este y Oeste y notamos que existen cambios en la última parte de la curva de la derivada. Nótese que la pendiente de la derivada del modelo generado en



la fig. A.7, tiene casi la misma pendiente que la derivada de los datos originales en su última sección (efectos de frontera), por lo que tampoco sería necesario considerar estos parámetros para el refinamiento. Recordar que las distancias hacia estas fronteras están dadas en el problema propuesto, una razón más por la cual descartar esta opción para refinamiento.

#### **4.3.1.4 $Z_w$**

También analizamos la variación del  $Z_w$  en nuestro modelo, ver fig. A.14. Esta variable nos indica la distancia que existe entre el pozo horizontal y la base de la formación la cual influye en la existencia y tiempo de duración de un posible flujo hemiradial. Debido a que conocemos  $Z_w$  con su valor igual a 85 ft en una formación de 150 ft de espesor, deberíamos esperar a que se desarrolle un flujo hemiradial al menos por un tiempo muy corto. En el modelo generado, ver fig. A.7. vemos que no es así. Puede haber un flujo hemiradial, pero debido al corto tiempo de duración, este no se puede apreciar en el modelo tal vez por la transición casi inmediata al régimen de flujo lineal.

Al variar los valores de  $Z_w$  observamos como la derivada comienza a exhibir una curvatura que se va pronunciando a medida que nos acercamos cada vez más a la base o tope de la formación.

Debido a que tenemos un comportamiento muy aceptable en esta sección de la curva de derivada, podemos prescindir de este parámetro para el

refinamiento. Esta decisión también es válida ya que, por lo general se tiene el valor de  $Z_w$  con alta confiabilidad debido a las correlaciones de tope y base de la formación que se realizan con registros eléctricos además de la información que proporciona el "direccional" con la profundidad a la que se empezó a navegar en la arena productora.

#### **4.4 Refinamiento**

La opción de refinación usa regresiones no lineales a la data seleccionada entre rangos elegidos, los cuales modificamos por valores razonables con ayuda del análisis preliminar, ver Fig. A.15. Este principio hace el uso de optimizaciones numéricas para refinar los parámetros estimados para minimizar una función error, en general la desviación estándar entre las presiones simuladas y las presiones reales son tiempos cuidadosamente seleccionados. La derivada también será integrada en la función error. El algoritmo de optimización más comúnmente utilizado es Levenberg-Marquardt, pero hay muchas variantes.

La opción de refinación también nos permite señalar los puntos de regresión, es decir, los podemos añadir o quitar, ver fig. A.16; además podemos atribuir un peso relativo a la sección de la gráfica que más nos interese, ver Fig. A.17.

En la ventana de refinación también podemos seleccionar los parámetros en base al cual el SAPHIR hará la regresión. Esto requiere de mucho criterio por

parte del ingeniero de interpretación ya que sólo debemos seleccionar los parámetros que estén sujetos a cambios en base a los datos conocidos. Aquellos parámetros que hayan sido obtenidos de una fuente independiente del análisis de presión, como la geología por ejemplo (fronteras), no deben seleccionarse para hacer la regresión si la fuente de aquellos datos es confiable, ya que el refinamiento ocasionaría que los parámetros que más nos interesan varíen de forma errónea.

Después de realizar la refinación el ajuste es perfecto, ver fig. A.18, fig. A.19, fig. A.20 y fig. A.21, mostrando como resultados: Ver fig. A.22 y fig. A.23

$$\frac{k_z}{k_r} = 0.281$$

$$\frac{k_x}{k_y} = 71$$

$$K = k_r = 66.3 \text{ md.}$$

$$S_M = 0.0288$$

$$S_G = -5.35$$

$$S_T = -5.32$$

$$P_i = 3000 \text{ psi}$$

## 4.5 Discusión

En los resultados finales tenemos, primero la relación de  $\frac{k_z}{k_r}$  que nos indica la anisotropía entre la permeabilidad vertical y la radial. Tuvimos un resultado de 0.281 lo cual nos indica que tenemos mayor permeabilidad en el plano horizontal que en la vertical. Esto es lo que se espera en la mayoría de yacimientos debido a las condiciones de formación de las rocas sedimentarias. Comparando este resultado con el del análisis preliminar (véase Cap. 4.1.1 y 4.1.2) tenemos que el resultado de  $\frac{k_z}{k_r} = 0.228$  de líneas especializada (polilínea), vemos que es el que más se aproxima a la respuesta final ya que este parámetro se refleja en el ERF el cual está bien definido en la curva de la derivada.

Para el resultado de anisotropía horizontal tenemos un valor de  $\frac{k_x}{k_y} = 71$  lo que nos indica una permeabilidad mucho más alta en la dirección paralela al pozo horizontal que perpendicular al mismo.

Luego tenemos el resultado de la permeabilidad radial u horizontal  $k_r = 66.3 \text{ md}$ . Esta permeabilidad horizontal estará presente completamente en el régimen de flujo radial tardío (véase ec. 1-12) que es el último período de estabilización del flujo para nuestro caso. Nótese que en nuestra curva de derivada de los datos, este régimen no se desarrolla por completo o no se

desarrolla en lo absoluto ya que se comienzan a sentir los efectos de fronteras laterales del yacimiento antes de poder desarrollar el radial tardío. El SAPHIR calcula este valor porque toma en cuenta la solución general de la ecuación de difusividad aplicada al modelo de pozos horizontales el cual bien puede ser la ec. 1-1 o cualquier otra solución desarrollada por otros autores. Este valor de permeabilidad es el más representativo del sistema pozo/yacimiento debido a sus características radiales que predominan durante casi toda la vida del pozo.

El valor de  $S_M = 0.0288$  nos indica que no ha habido daño mecánico en las caras de la arena ya sea por los disparos o por el lodo de perforación durante la navegación en la arena productora. Este valor es un buen punto de comparación con el daño en un pozo vertical ya que comparten las mismas características en la definición del factor de piel.

Al observar el valor de  $S_G = -5.35$  que es el factor de piel geométrico o pseudo-daño, nos damos cuenta del por qué primeramente queremos perforar un pozo horizontal (Kappa 2013). Este parámetro está en función de la geometría del pozo y comparado a un pozo vertical, este valor es obviamente negativo por la mayor productividad que tiene un pozo horizontal.

El resultado del factor de piel total  $S_T = -5.35$  es la suma de los dos factores de piel anteriores y es el más importante ya que nos ayudará a tener una mejor idea de la productividad del pozo horizontal.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de la descripción de todo el proceso para el análisis de pruebas de presión para pozos horizontales concluimos lo siguiente:

1. El procedimiento de análisis seguido en este estudio para pozos horizontales son un pilar fundamental para obtener información de las características del sistema pozo/yacimiento, pero no son una prueba definitiva de los mismos.
2. En ejemplo propuesto fue posible, aunque en caso con un cierto enmascaro, observar los diferentes regímenes de flujo presentes (Radial temprano, lineal intermedio y radial tardío) descritos en el marco teórico, estos están ligeramente enmascarados debido a los efectos de las fronteras del yacimiento.
3. Los modelos matemáticos empleados y disponibles en la literatura técnica son muy idealizados para representar los parámetros reales de un pozo pero sirven como una buena estimación para someterlo un modelo computacional.
4. Ninguno de los regímenes de flujo se mostró completamente estabilizado lo cual genera un error considerable en las soluciones de

los modelos idealizados, ya que este pozo presenta características dimensionales y geológicas de un modelo diferente.

5. Para una interpretación apropiada de pruebas de pozos horizontales, el uso de un software confiable como SAPHIR es indispensable debido a la base de datos de modelos de pozos que posee y a la función de regresión no lineal la misma que encuentra los valores que encajen de mejor manera en el modelo del pozo.
6. Recomendamos realizar diversos análisis de sensibilidad a cada variable del modelo usando el software para así poder descartar valores no representativos antes de la regresión no lineal.
7. La función de regresión no lineal o refinamiento no reemplaza al trabajo del interpretador debido a que existen varias soluciones al modelo matemático pero el hallar la más cercana dependerá del análisis preliminar y la correcta identificación e interpretación de los regímenes de flujo y de los análisis de sensibilidad.
8. Se debe comprobar que los resultados finales del modelo sean congruentes con los resultados obtenidos con métodos alternativos ya que, a pesar de que este análisis es uno de los más representativos del yacimiento puede presentar un gran margen de error debido al gran número de características geológicas y modelos yacimientos existentes.



# REFERENCIAS

Babu, D. K., and Aziz S. Odeh: "*Productivity of a Horizontal Well*". SPE, 1989.

Clonts, M. D., and H. J. Ramey: "*Pressure Transient Analysis for Wells with Horizontal Drainholes*". SPE, 1986.

Ezekwe, Nnaemeka. "Well Test Analysis: Type Curves ." In *Petroleum Reservoir Engineering Practice*, by Nnaemeka Ezekwe. Pearson, 2011.

Freddy Escobar, Ph.D: "*Análisis Moderno de Presiones de Pozos*". 2003.

Goode, P. A., and R.K.M. Thambynayagan: "*Pressure Drawdown and Buildup Analysis for Horizontal Wells*". SPE, 1987.

Gringarten, Alain C: "*From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis*" SPE, 2008.

Kappa. *Dynamic Data Analysis*. France: Kappa, 2013.

—. *Kappa Engineering*. <http://www.kappaeng.com/software/saphir> (accessed May 2013).

—. *The Analysis of Dynamic Data*. <http://www.kappaeng.com/software/ecrin> (accessed May 2013).

Lee, John, John B. Rollins, and John P Spivey: "*Pressure Transient Testing*". Richardson, Texas: SPE, 2003. *pág:* 235-236

Odeh, Aziz, and D. K. Babu. "*Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis*". SPE, 1990.

Oskan, Erdal. "Horizontal Wells In *Transient Well Testing*", by Medhat Kamal. SPE, 2009.

—. *Horizontal-Well Pressure Analysis*. 1989.

Schlumberger: "*Well Test Interpretation*". 2002.

# TABLAS

Tiempo	$P_{wf}$	Tiempo	$P_{wf}$	Tiempo	$P_{wf}$	Tiempo	$P_{wf}$
0	3000	0,151	2979,677	3,376	2972,322	72,148	2957,464
0,001	2994,053	0,17	2979,407	3,782	2971,967	80,807	2956,667
0,002	2991,735	0,192	2979,14	4,237	2971,596	90,504	2955,833
0,003	2990,026	0,216	2978,874	4,746	2971,208	101,366	2954,957
0,004	2988,755	0,242	2978,609	5,317	2970,803	113,53	2954,036
0,006	2987,818	0,272	2978,345	5,956	2970,381	127,155	2953,064
0,007	2987,091	0,306	2978,082	6,671	2969,942	142,414	2952,037
0,009	2986,487	0,343	2977,821	7,473	2969,486	159,505	2950,951
0,011	2985,958	0,386	2977,561	8,37	2969,014	178,647	2949,802
0,013	2985,487	0,433	2977,301	9,376	2968,525	200,085	2948,583
0,016	2985,046	0,485	2977,042	10,502	2968,02	224,096	2947,289
0,019	2984,635	0,545	2976,783	11,763	2967,501	240,481	2946,442
0,022	2984,249	0,611	2976,525	13,175	2966,972		
0,025	2983,881	0,685	2976,268	14,757	2966,433		
0,029	2983,53	0,768	2976,011	16,529	2965,882		
0,033	2983,192	0,861	2975,752	18,514	2965,32		
0,038	2982,865	0,965	2975,494	20,736	2964,744		
0,044	2982,548	1,082	2975,235	23,225	2964,158		
0,05	2982,239	1,213	2974,974	26,013	2963,559		
0,057	2981,937	1,359	2974,71	29,135	2962,947		
0,064	2981,64	1,523	2974,441	32,632	2962,323		
0,073	2981,348	1,707	2974,167	36,549	2961,685		
0,083	2981,062	1,913	2973,887	40,936	2961,032		
0,094	2980,779	2,143	2973,597	45,849	2960,362		
0,106	2980,5	2,401	2973,298	51,351	2959,674		
0,119	2980,223	2,69	2972,986	57,514	2958,963		
0,134	2979,949	3,014	2972,661	64,417	2958,228		

Tabla 4.2.- Datos de presión y tiempo (Lee, Rollins, & Spivey, 2003)

# FIGURAS

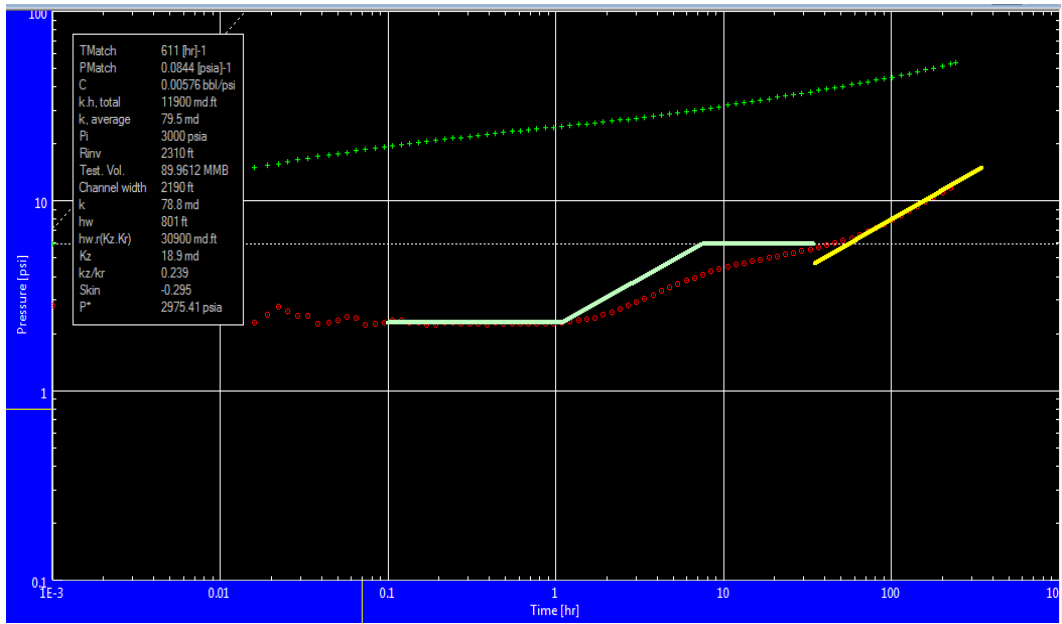


Figura A. 1.- "Polyline" y canal.

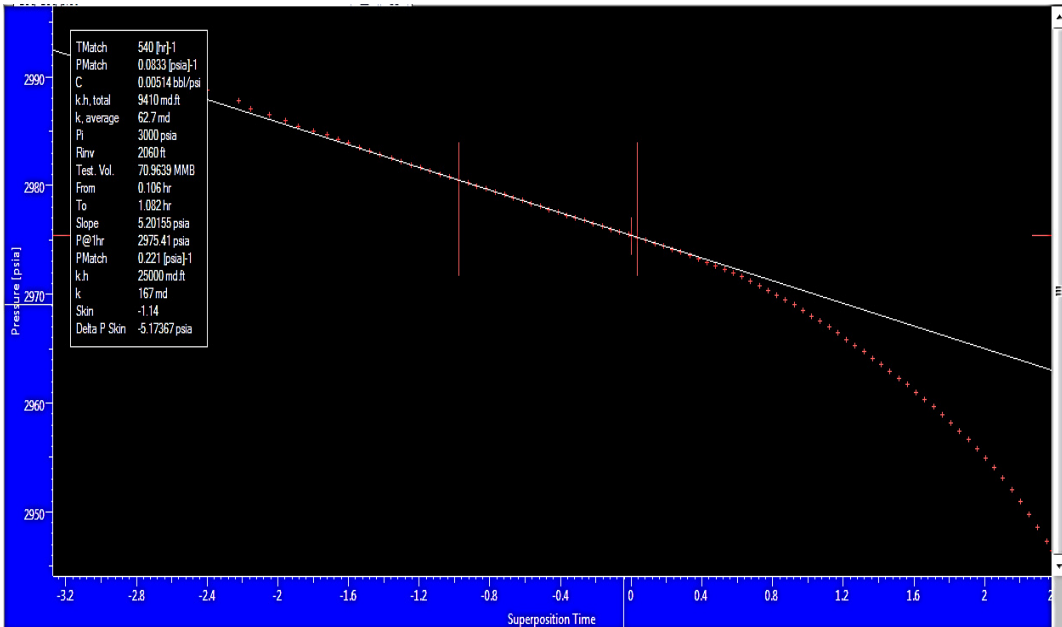


Figura A. 2.- ERF.

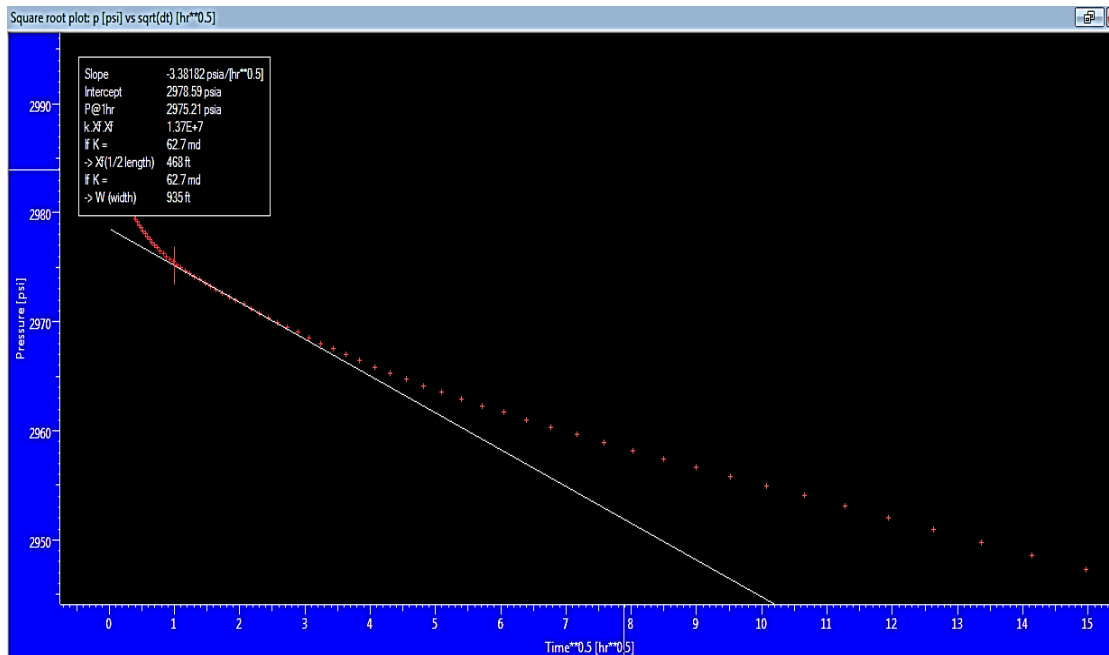


Figura A. 3.- ILF

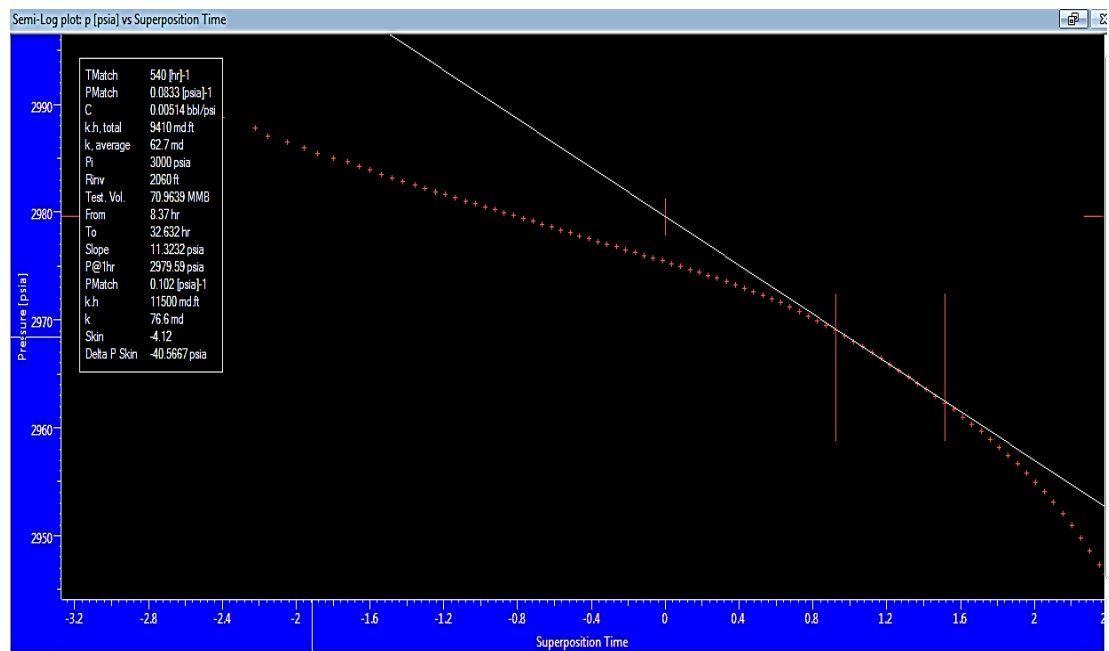


Figura A. 4.- LRF

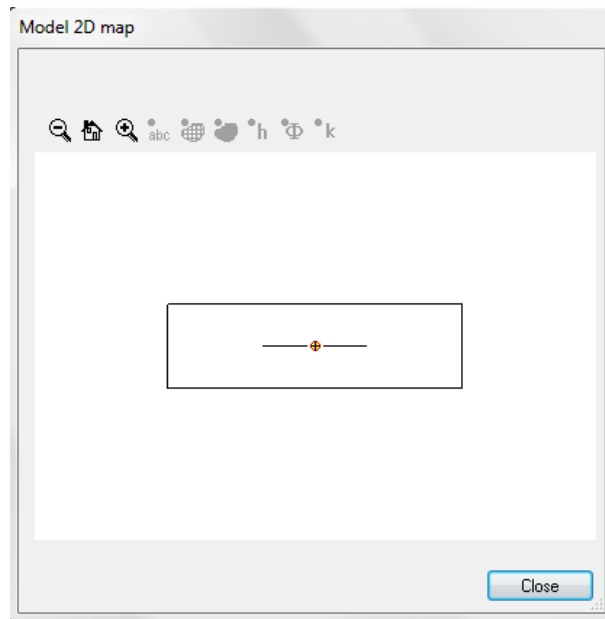


Figura A. 5.- Mapa 2D

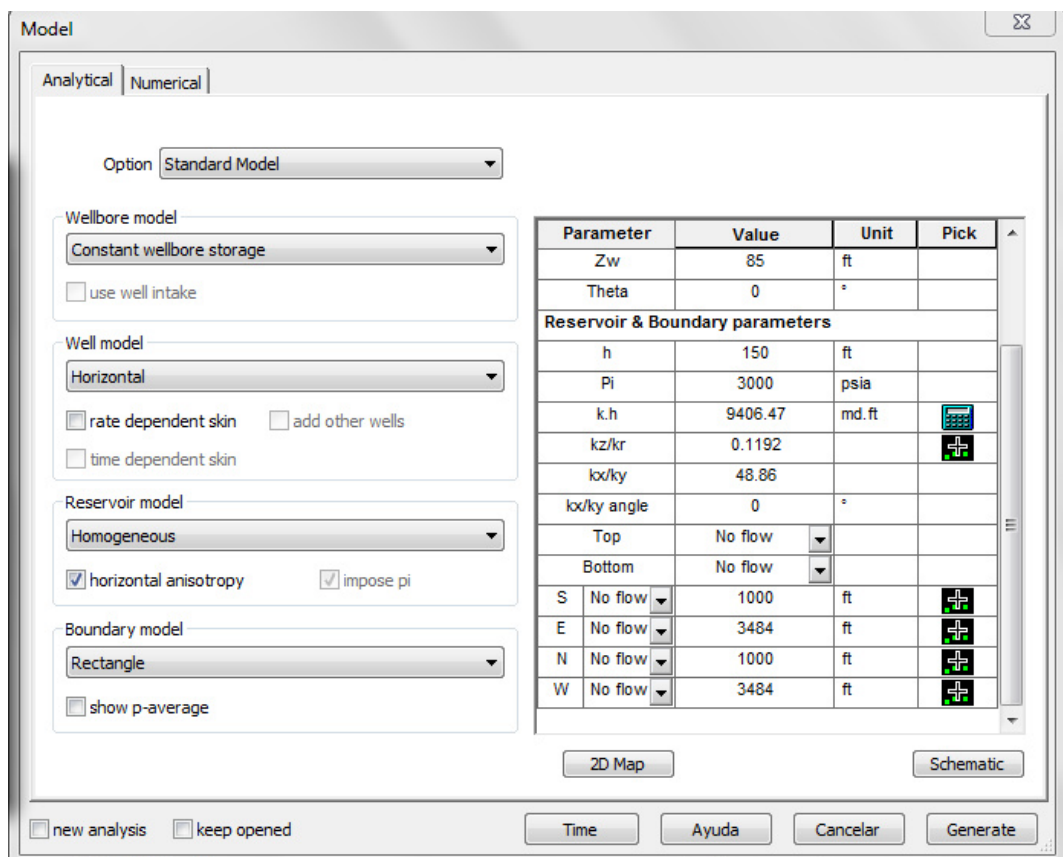


Figura A. 6.- Generación de modelo.

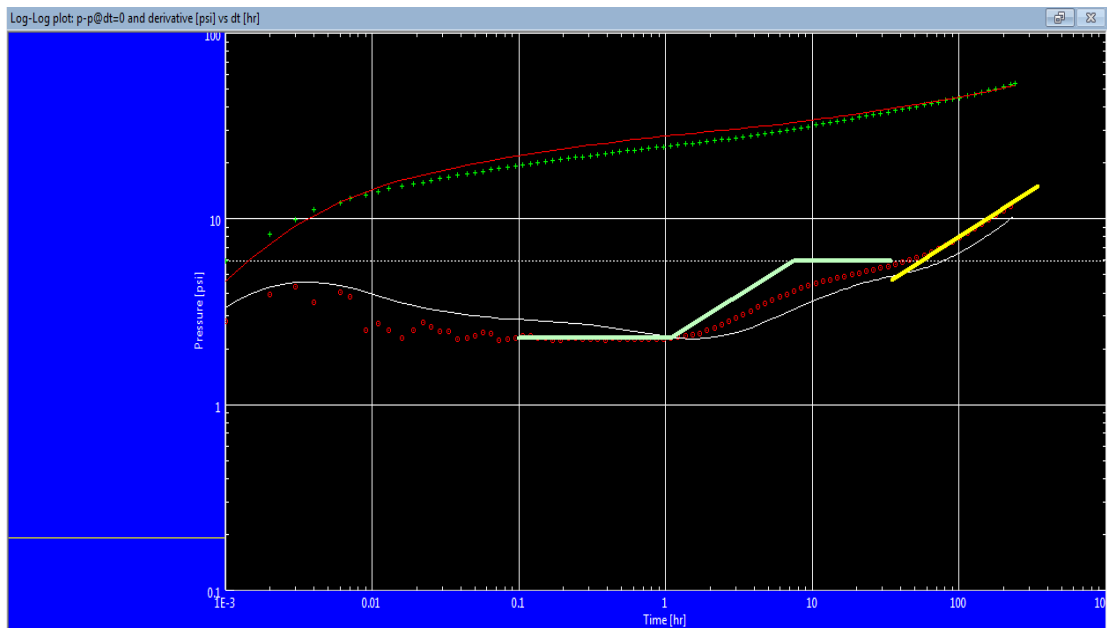


Figura A. 7.- Modelo generado

Sensitivity

Parameter selection

- Tested well
- C
- Skin
- well length
- Zw
- Theta**
- Reservoir & Boundary
- h
- Pi
- k.h
- kz/kr
- kx/ky
- kx/ky angle
- Top
- Bottom
- S
- E
- N
- W

Parameter values

Parameter	E	S	kz/kr	kx/ky
Unit	ft	ft		
Model value	3484	1000	0.1192	48.86
Values	1500	500	0.08	30
	5000	2000	0.5	50
	7000	5000	0.9	200

Figura A. 8.- Cuadro de sensibilidades.

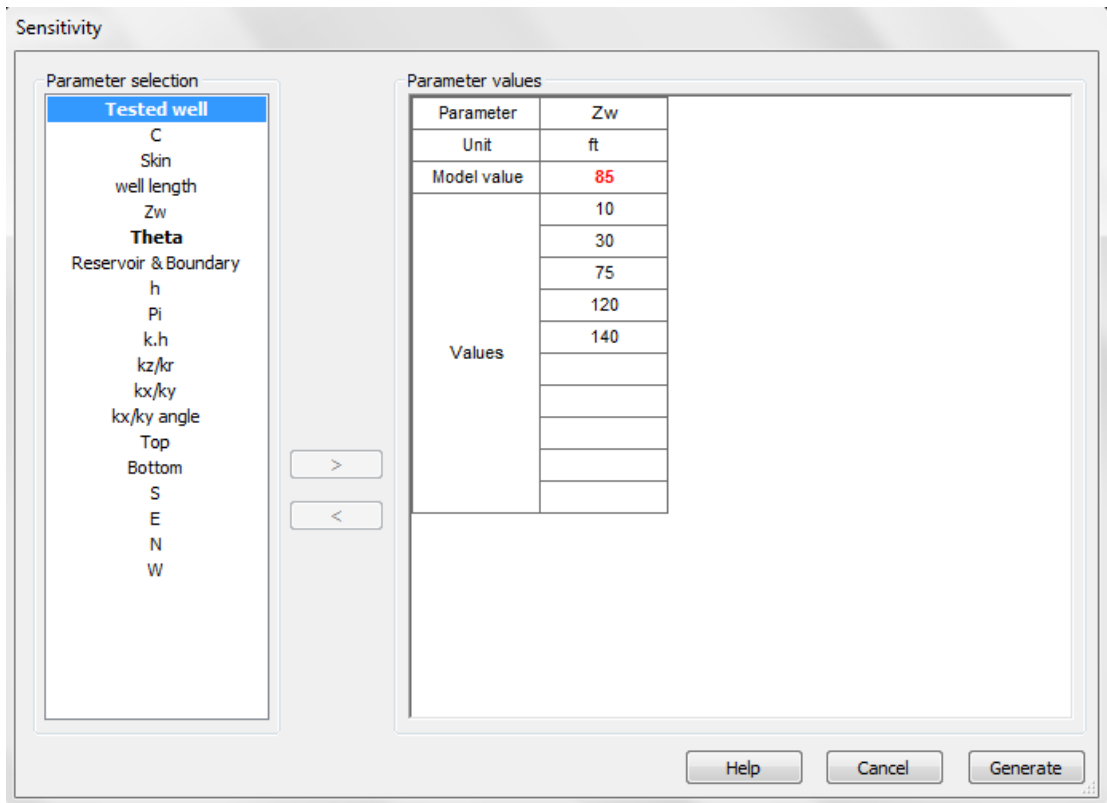


Figura A. 9.- Cuadro de sensibilidad de  $Z_w$

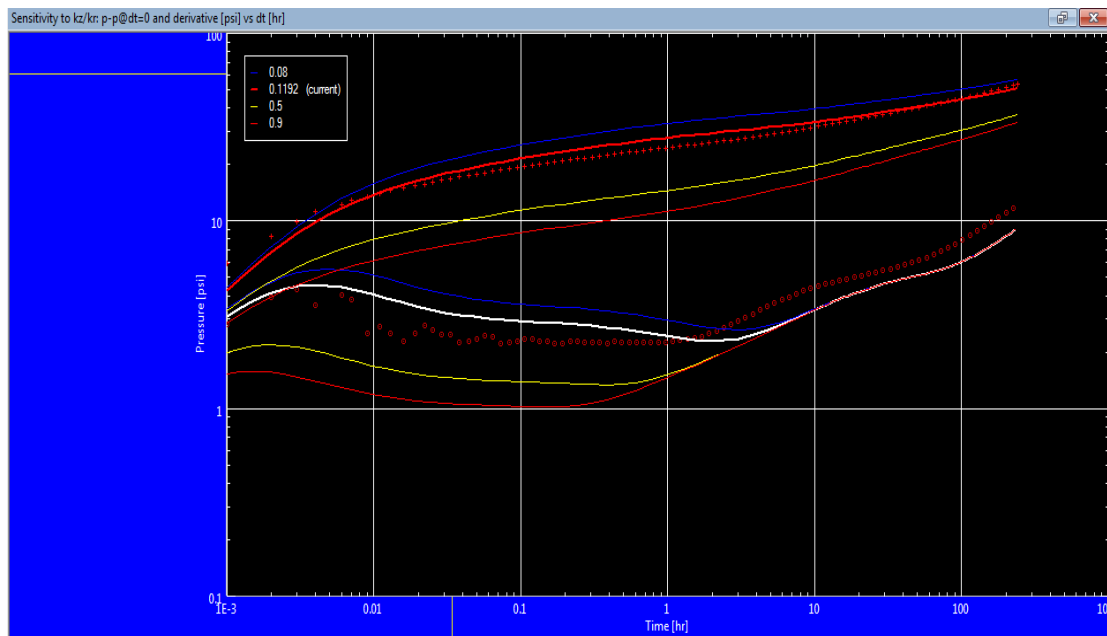


Figura A. 10.- Sensibilidad a  $Kz/Kr$



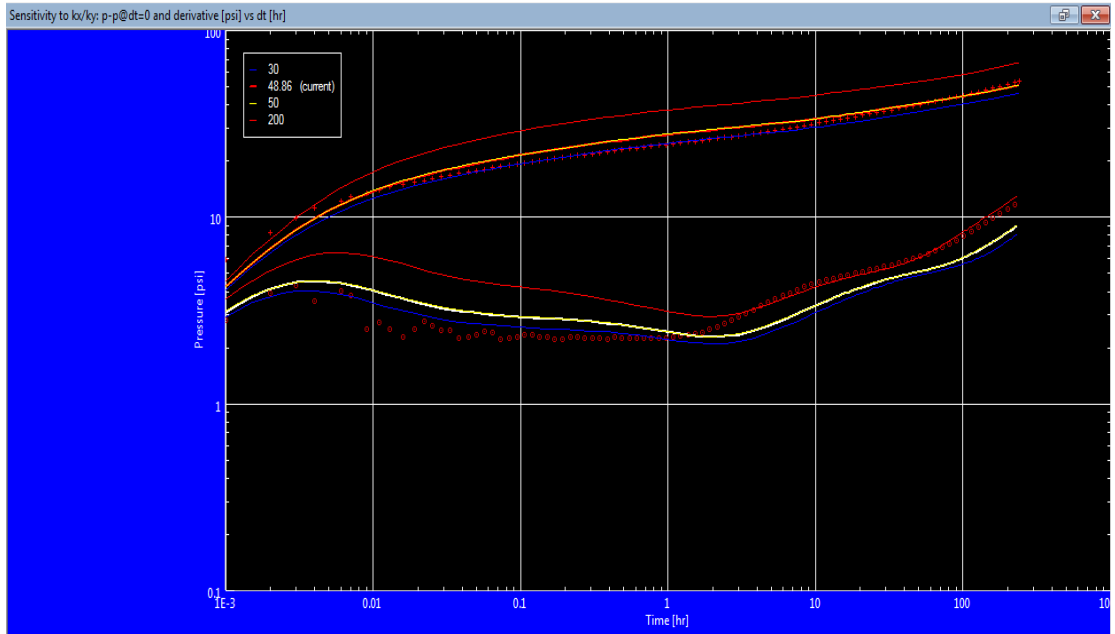


Figura A. 11.- Sensibilidad a  $K_x/k_y$

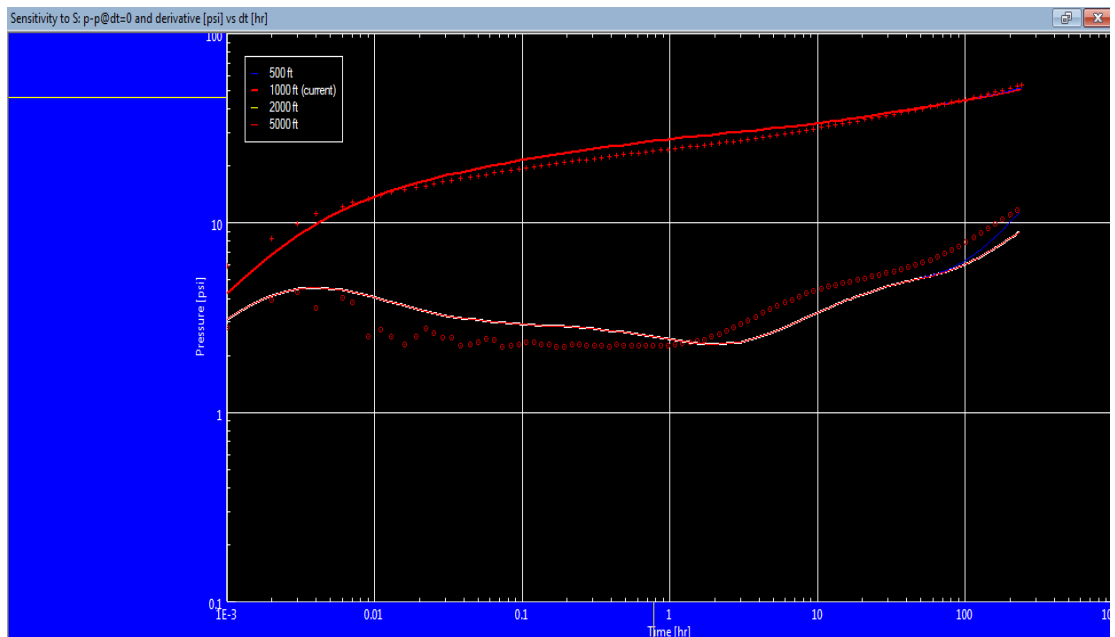


Figura A. 12.- Sensibilidad a fronteras N, S.

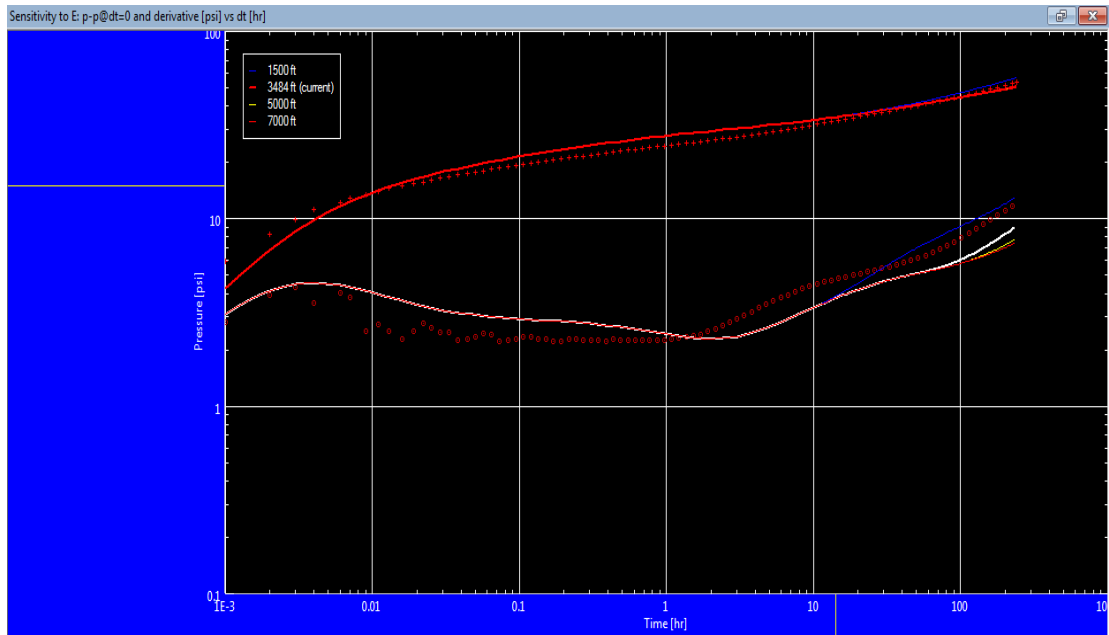


Figura A. 13.- Sensibilidad a fronteras E, O.

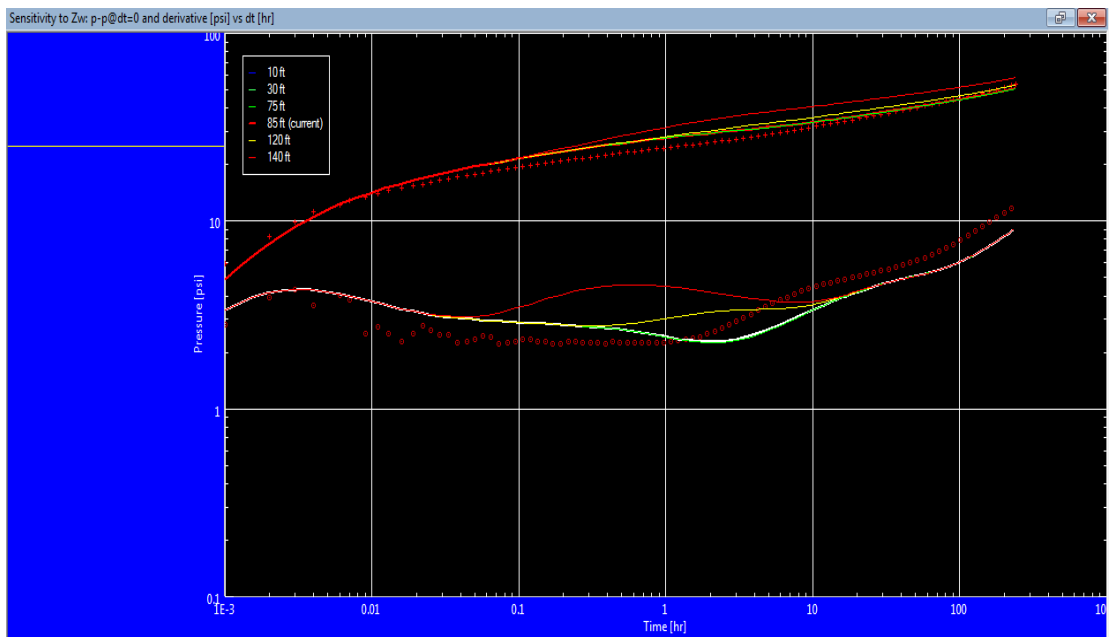


Figura A. 14.- Sensibilidad a  $Z_w$ .

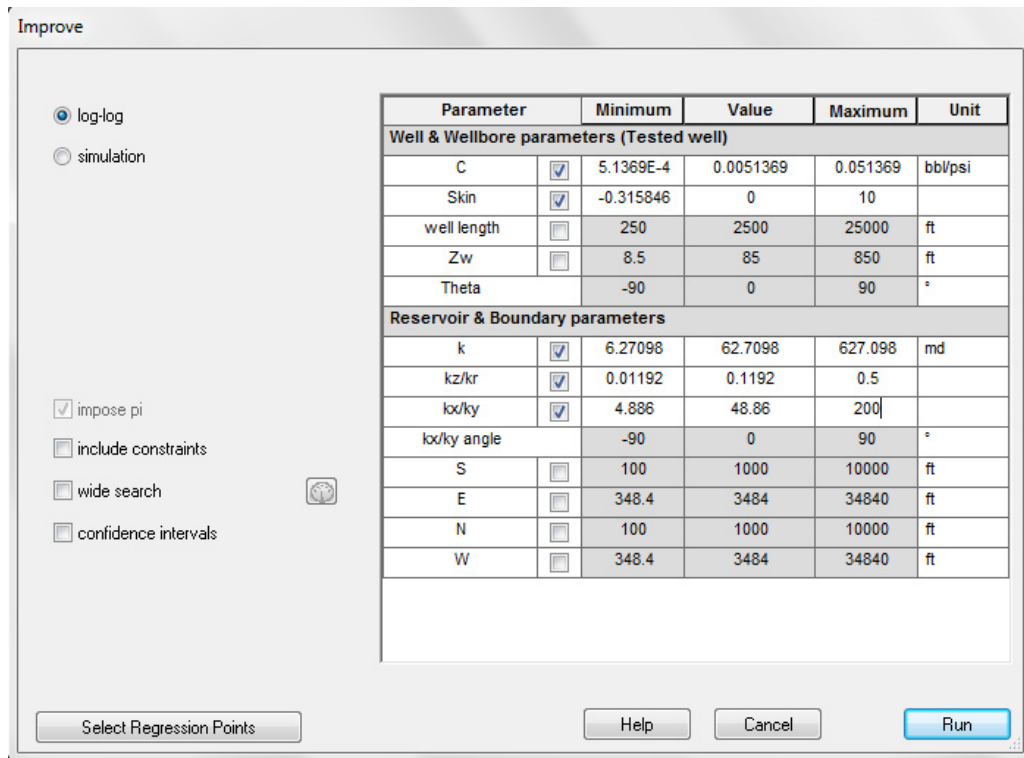


Figura A. 15.- Refinación

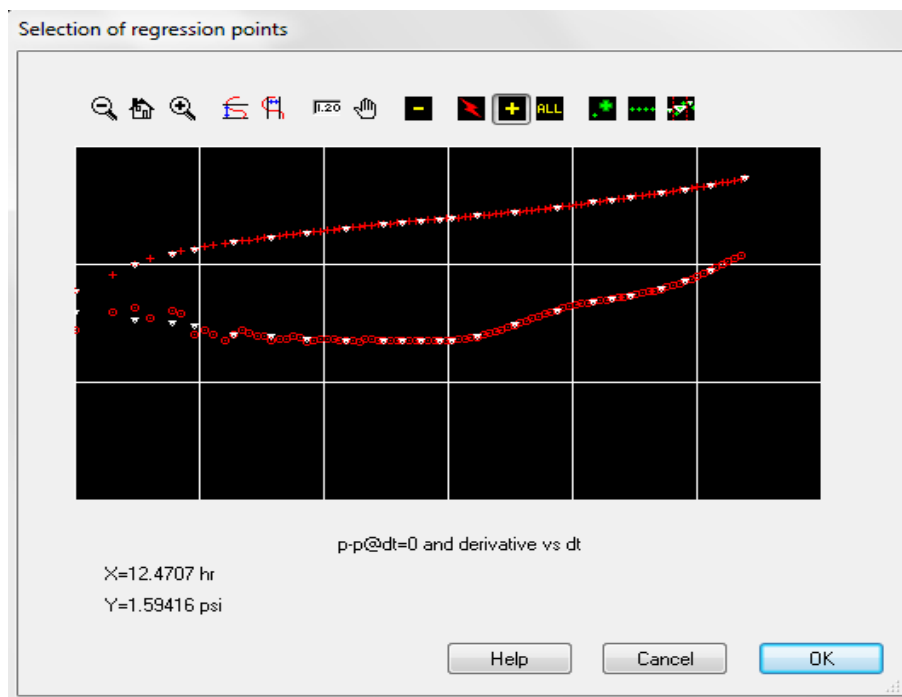


Figura A. 16.- Selección de puntos de regresión

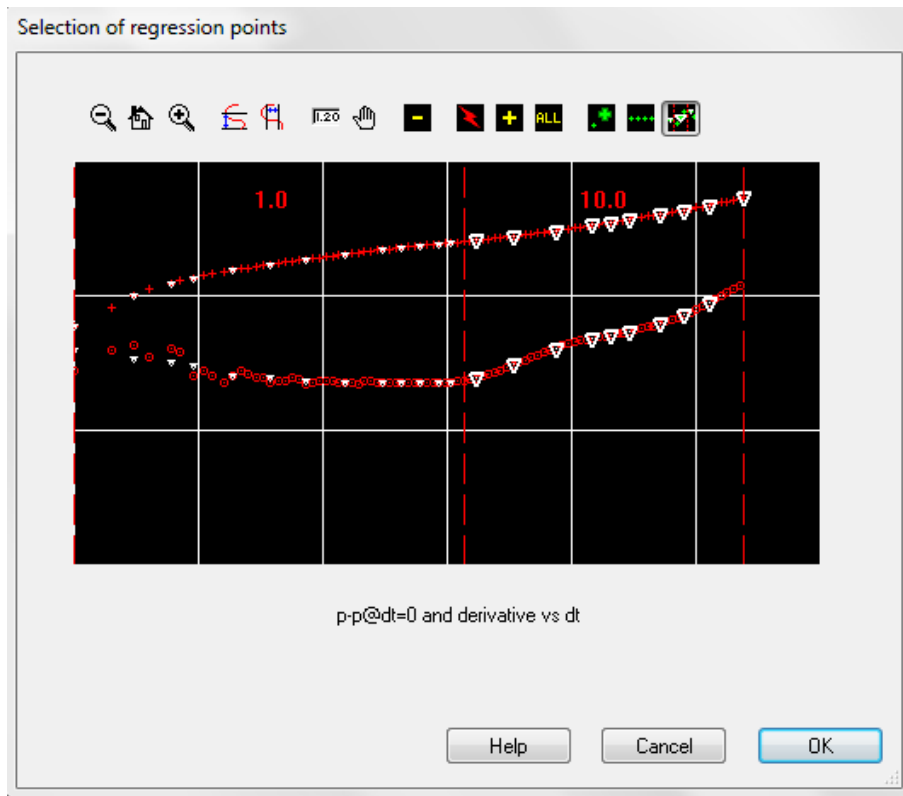


Figura A. 17.- Selección del peso relativo

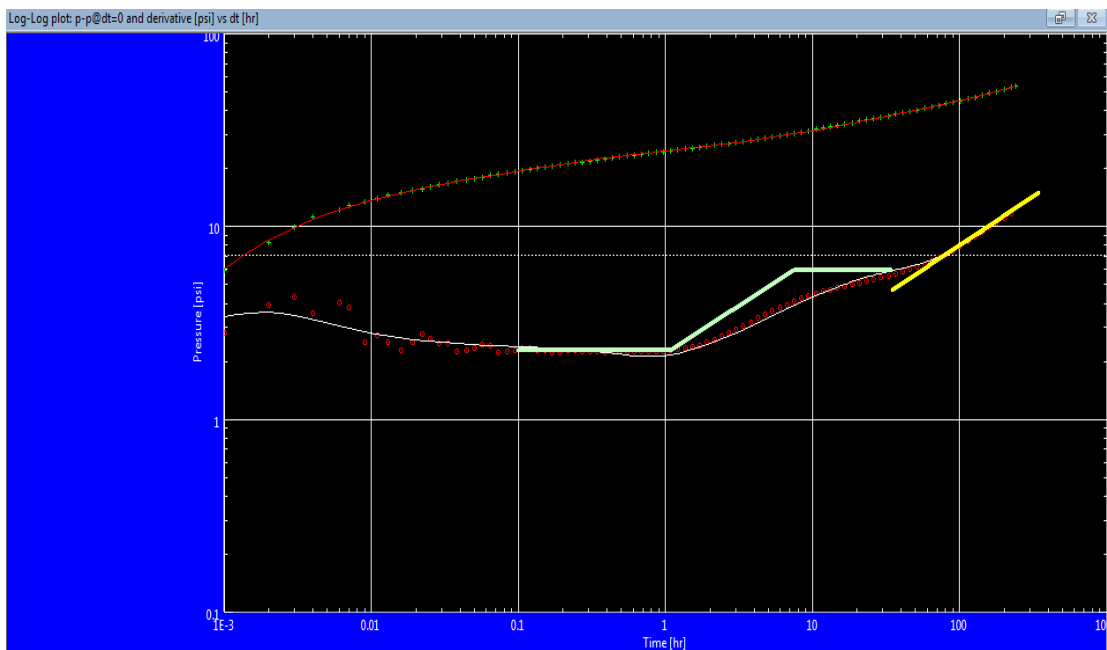


Figura A. 18.- Modelo refinado log-log

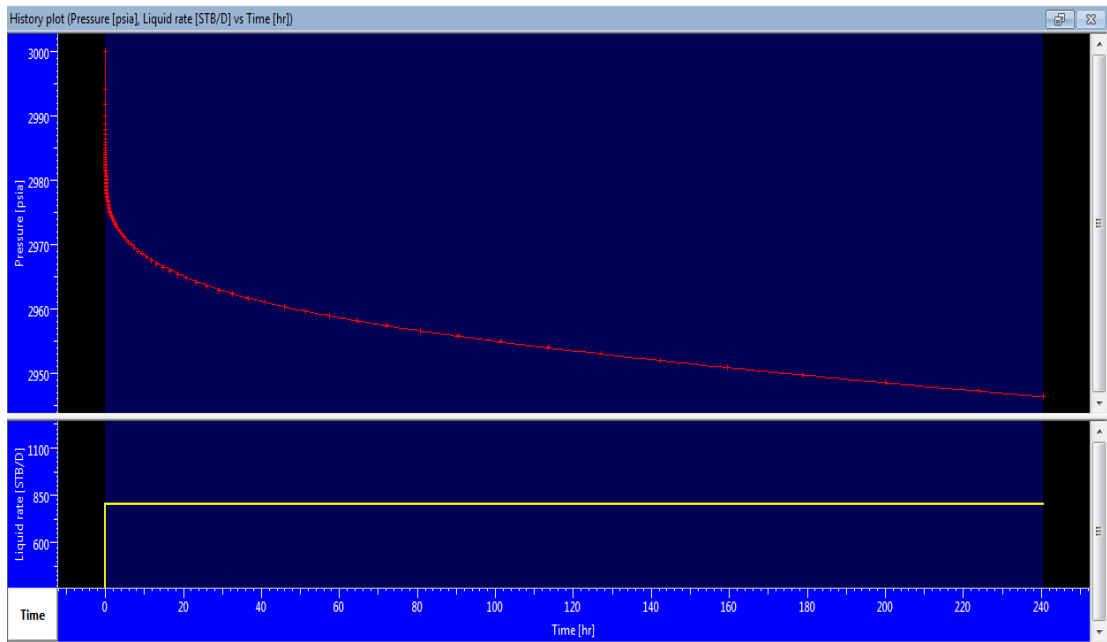


Figura A. 19.- Modelo refinado, historia de producción

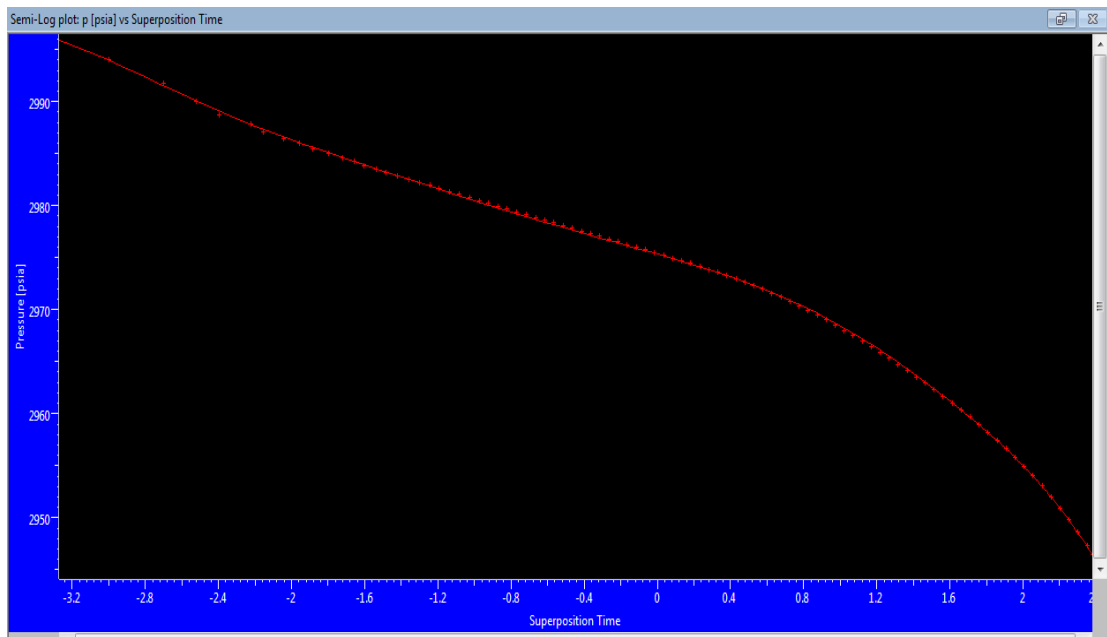


Figura A. 20.- Modelo refinado semi-log

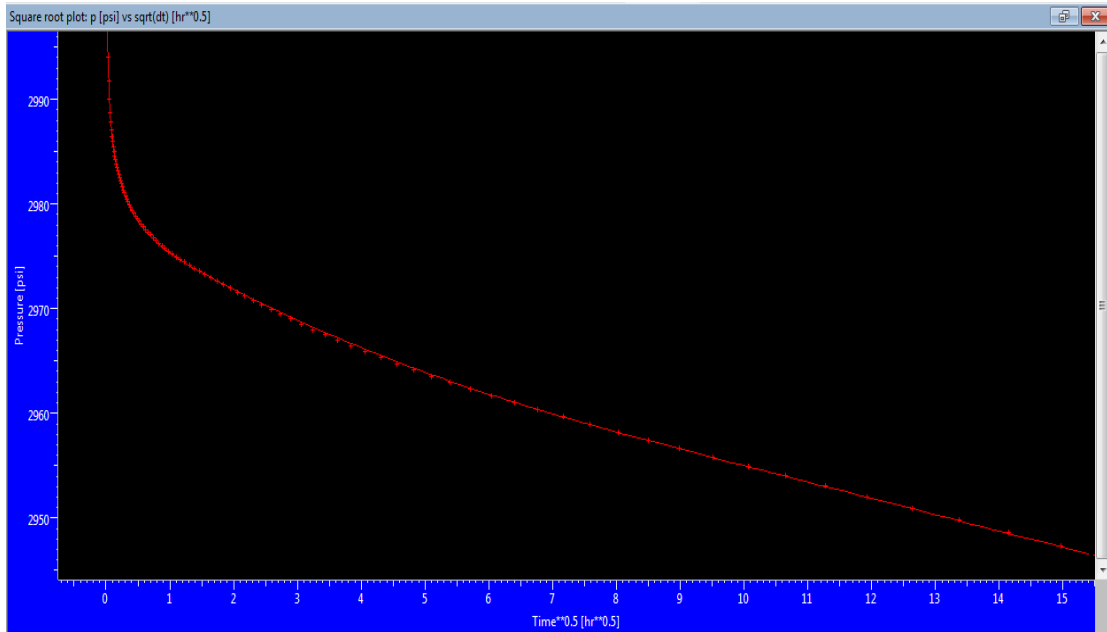


Figura A. 21.- Modelo refinado  $P_{wf}$  vs  $\sqrt{t}$

Results

Rounded   
 Exact   
 Extended list

Name	Value	Unit
Model Option	Standard Model	
Well	Horizontal	
Reservoir	Homogeneous, Horizontal Anisotro	
Boundary	Rectangle, No flow	
Top/Bottom	No flow/No flow	
<b>Main Model Parameters</b>		
TMatch	902	[hr]-1
PMatch	0.0704	[psia]-1
C	0.00325	bb/psi
Total Skin	-5.32	--
k.h, total	9940	md.ft
k, average	66.3	md
Pi	3000	psia
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.00325	bb/psi
Skin	0.0288	--

Close

Figura A. 22.- Resultados finales

Results

Rounded
  Exact
  Extended list

Name	Value	Unit
Geometrical Skin	-5.35	--
Anisotropy Skin	-0.0494	--
well length	2500	ft
Zw	85	ft
Theta	0	°
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>		
h	150	ft
Pi	3000	psia
k.h	9940	md.ft
k	66.3	md
kz/kr	0.281	--
lx/ly	71	--
lx/ly angle	0	°
S - No flow	1000	ft
E - No flow	3480	ft
N - No flow	1000	ft
W - No flow	3480	ft

Close

Figura A. 23.- Resultados finales

# ANEXOS

## ANEXO A: DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DERIVADA

La derivada a un punto es determinada por una ponderación media de las pendientes a un punto precedente y a un punto siguiente, como se ilustra en la Fig. B. 1. El parámetro L define la distancia mínima de la abscisa a esos puntos, suavizando el ruido, (en la pantalla de SAPHIR Ver Fig. 3.6 se encuentra la opción para modificar el valor “smoothing”) en la vecindad del punto central. Entonces L quizás esté definido como  $\Delta \ln t$  para una prueba de flujo o como  $\Delta \ln t_e$  para una prueba de restauración de presión. La experiencia indica que el valor de L entre 0.1 a 0.3 es usualmente un compromiso satisfactorio entre estar tan lejos del punto central y que el detalle no se ha perdido, a estar cerca del punto central y que mucho ruido ha sido introducido. Prueba y error quizás lo indique, sin embargo, otros valores de L son más apropiados en situaciones dadas.

El procedimiento de calcular la presión derivada puede ser ilustrado con un ejemplo tomado de una data de campo. Supóngase que nosotros deseamos determinar el término de la derivada  $-\frac{dP_{wf}}{d \ln t} = \frac{d(\Delta p)}{d \ln (\Delta t)}$  a  $\Delta t = 23.96 \text{ horas}$  de



una data de una prueba de flujo. Ver Tabla B.1 y nosotros escogemos  $L = \Delta(\ln t) = 0.3$

Nosotros primeros calculamos  $\ln(\Delta t)$  para todos los tiempos de prueba, obteniendo  $\ln(23.96) = 3.1764$  a  $\Delta t = 23.96$  horas. Luego  $3.1764 - L = 3.1764 - 0.3 = 2.8764$ , y  $3.1764 + L = 3.1764 + 0.3 = 3.4764$  como se muestra en la última columna, creando una ventana alrededor del punto central. Nosotros usamos la data de los puntos justo atrás de la ventana para calcular la presión derivada,  $m_p$ , como indica:

$$\Delta t_L = 3.1764 - 2.7713 = 0.4051$$

$$\frac{\Delta p_L}{\Delta t_L} = \frac{(850 - 839)}{0.4051} = 27.1538 = m_L$$

$$\Delta t_R = 3.6859 - 3.1764 = 0.5095$$

$$\frac{\Delta p_R}{\Delta t_R} = \frac{(864 - 850)}{0.5095} = 27.4779 = m_R$$

$$m_p = \frac{(m_L \Delta t_R - m_R \Delta t_L)}{\Delta t_L - \Delta t_R} = \frac{(27.1538)(0.5095) + (27.4779)(0.4051)}{(0.4051 + 0.5095)} = 27.30$$

$$m_p = \frac{\left(\frac{\Delta p_L}{\Delta t_L} \Delta t_R - \frac{\Delta p_R}{\Delta t_R} \Delta t_L\right)}{\Delta t_L - \Delta t_R}$$

$\Delta t$ (horas)	$\Delta p$ (psi)	$\ln(\Delta t)$	Ventana de derivación
11.99	830	2.4841	
15.98	839	2.7713	
			2.8764
19.97	845	2.9942	
23.96	850	3.1764	3.1764
29.93	859	3.3989	
			3.4764
39.88	864	3.6859	
49.32	869	3.8983	

Tabla B. 1.- Datos para calcular la derivada

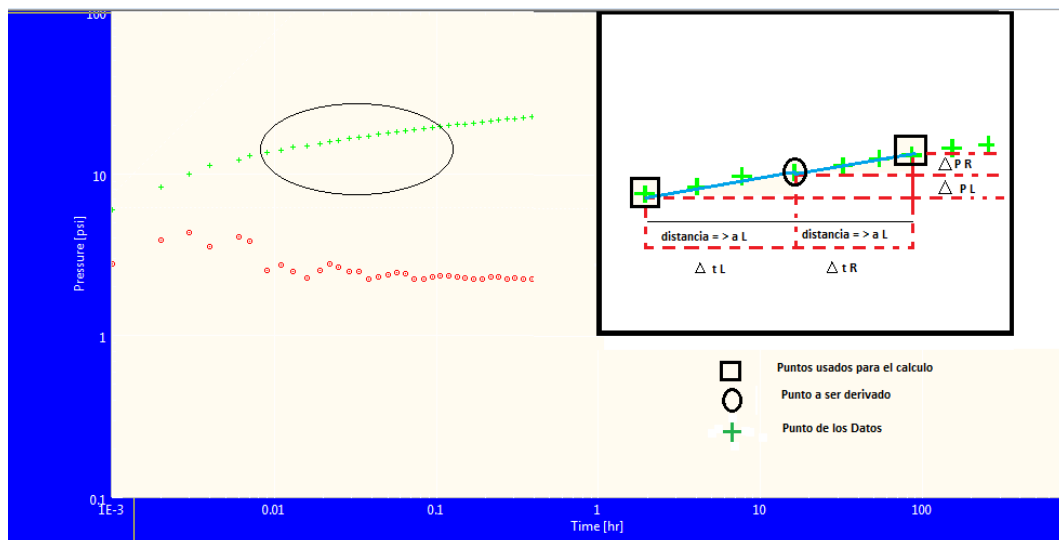


Figura B. 1.- Determinación de la derivada (adaptada de SAPHIR)

## ANEXO B: FUNCIÓN PARA CALCULAR LA DERIVADA EN MATLAB

La siguiente función fue programada en Matlab y permite obtener puntos que representan la derivada de dos vectores de datos; un vector con los datos de tiempo de cierre o de producción y otro con las presiones respectivas a los tiempos ya mencionados. Otro parámetro que necesitamos especificar en la función es el "L" que es un parámetro para suavizar la curva de la derivada.

```
function [ derivPressure ] = derivWellTest( dt,dP,L )
%derivWellTest Calcula la derivada de dos vectores de datos dado:
% un vector "dt" con los tiempos para cada presión en un vector "dP" dado
un espaciamiento "L"

derivPressure = zeros(1,length(dP));
lndt = log(dt);

if length(lndt) == length(dP)

    for i=1:1:length(dt)
        wl = lndt(i) - L;
        wr = lndt(i) + L;
        dtl = lndt(i);
        dtr = lndt(i);
        dPl = dP(i);
        dPr = dP(i);

        for j = 1:1:i
            if i-j > 0
                if lndt(i-j) <= wl
                    dtl = lndt(i-j);
                    dPl = dP(i-j);
                    break
                end
            end
        end
    end

    if i < length(lndt)
```

```

        for k = 1:1:length(lndt)-i
            if lndt(i+k) >= wr
                dtr = lndt(i+k);
                dPr = dP(i+k);
                break
            end
        end
    end
end

deltaPressureLeft = dP(i) - dPl;
deltaTimeLeft = lndt(i) - dtl;

deltaPressureRight = dPr - dP(i) ;
deltaTimeRight = dtr - lndt(i);

if deltaTimeLeft == 0 || deltaTimeRight == 0 % Esto es en
caso de division para cero
    derivPressure(i) = 0;
else
    derivPressure(i) =
(deltaPressureLeft*deltaTimeRight/deltaTimeLeft +
deltaPressureRight*deltaTimeLeft/deltaTimeRight)/(deltaTimeLeft +
deltaTimeRight);
end
end
else
    disp('Dimensions of both Pressure and time arrays must be the
same');
end

end

```