

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

**“ANÁLISIS DE PRESIONES TRANSITORIAS  
IMPLEMENTANDO EL SOFTWARE SAPHIR  
PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS  
PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO  
DIRECCIONAL FICT 502”**

**MATERIA INTEGRADORA**

Previo a la obtención del Título de:  
**INGENIERO EN PETRÓLEOS**

Presentada por:

Wilson Adrián Flores Gavilánez  
Christian Jhonny Contreras Rocha

**Director del Proyecto Integrador:**

M.Sc. Fidel Chuchuca Aguilar

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2016

**Definición de estilo:** Título 2: Sangría: Izquierda: 0 cm,  
Sangría francesa: 1.02 cm, Espacio Antes: 12 pto

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por sus bendiciones durante esta etapa.

Al Máster Fidel Chuchuca A., como profesor de la FICT y amigo. Con su gran experiencia nos ha guiado en el desarrollo y culminación del presente proyecto integrador.

A los Ingenieros Gabriel Colmont, Alberto Galarza, Xavier Vargas, Fernando Sagnay, quienes con sus conocimientos nos formaron como profesionales en Ingeniería en Petróleos, impartiendo dedicación, ética, responsabilidad y respeto.

## DEDICATORIA

El presente proyecto está dedicado a mis padres, Wilson y Lolita, con todo cariño por su apoyo incondicional, demostrándome su cariño en todo momento. A mi hermano Paul, con quien he salido adelante y hemos compartido alegrías y tristezas, a mis tíos Gerardo y Emma quienes nos acogieron en su casa para seguir dando los primeros pasos en esta maravillosa carrera. A mis primos Junior, Brenda, Galo, Nelson que me han ayudado, escuchado y guiado con sus experiencias.

Dedicado a mi compañero del proyecto integrador y todos mis amigos: Luis, Carlos, Ricardo, Marlón, Byron, Geovanny, Adrián, Allan, Daniel, Israel, Gustavo, Cesar, etc. con quienes compartimos momentos inolvidables.

**Wilson Adrián Flores Gavilánez**

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente proyecto a mi madre, Marjorie, por su amor y apoyo incondicional a lo largo de mi vida. Con su ejemplo de honestidad y responsabilidad, es siempre un pilar fundamental de motivación para alcanzar los objetivos que me proponga.

Al Ingeniero Luis González, gran amigo y compañero de estudio. A mis amistades, familiares y en especial a Fabiola Urgilés, con quienes he compartido una linda etapa.

**Christian Jhonny Contreras Rocha**

## **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

---

M.Sc. Fidel Chuchuca  
**DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

---

M.Sc. Danilo Arcentales  
**COORDINADOR DE LA CARRERA**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

---

**Wilson Adrián Flores Gavilánez    Christian Jhonny Contreras Rocha**

## **RESUMEN**

El presente proyecto trata sobre el “Análisis de Presiones Transitorias implementando el Software Saphir para la determinación de los parámetros petrofísicos del Pozo Direccional FICT 502”.

En el Capítulo 1, se muestra el fundamento teórico para un correcto PTA, los tipos de gráficos que el software genera y las sensibilidades a la variación de varios parámetros de interés.

El Capítulo 2, detalla la forma de trabajo del software Saphir. Desde la carga de los datos de entrada hasta el modelamiento de los distintos gráficos Log-Log y Semi-Log, entre los cuales se analizarán los métodos de Superposición y de Horner.

En el Capítulo 3, se enlista las características del pozo y parámetros del yacimiento que se van utilizar en el Análisis de Presiones Transitorias.

En el Capítulo 4, se tabulan los resultados determinados por el programa a partir de los modelos que mejor representan el comportamiento de las curvas de  $\Delta P$  y la derivada de Bourdet. Los parámetros de interés determinados son: permeabilidad, daño, distancia del pozo a la falla, coeficiente de almacenamiento, etc.

En el Capítulo 5, se realizan los análisis de resultados de los parámetros de interés, el análisis de sensibilidad y de la curva de IPR. Con el uso de este gráfico se puede predecir los límites permisibles de producción para mantener la presión en el yacimiento por encima del punto de burbuja posterior al reacondicionamiento del pozo.

El Capítulo 6, detalla las conclusiones y recomendaciones del proyecto integrador.

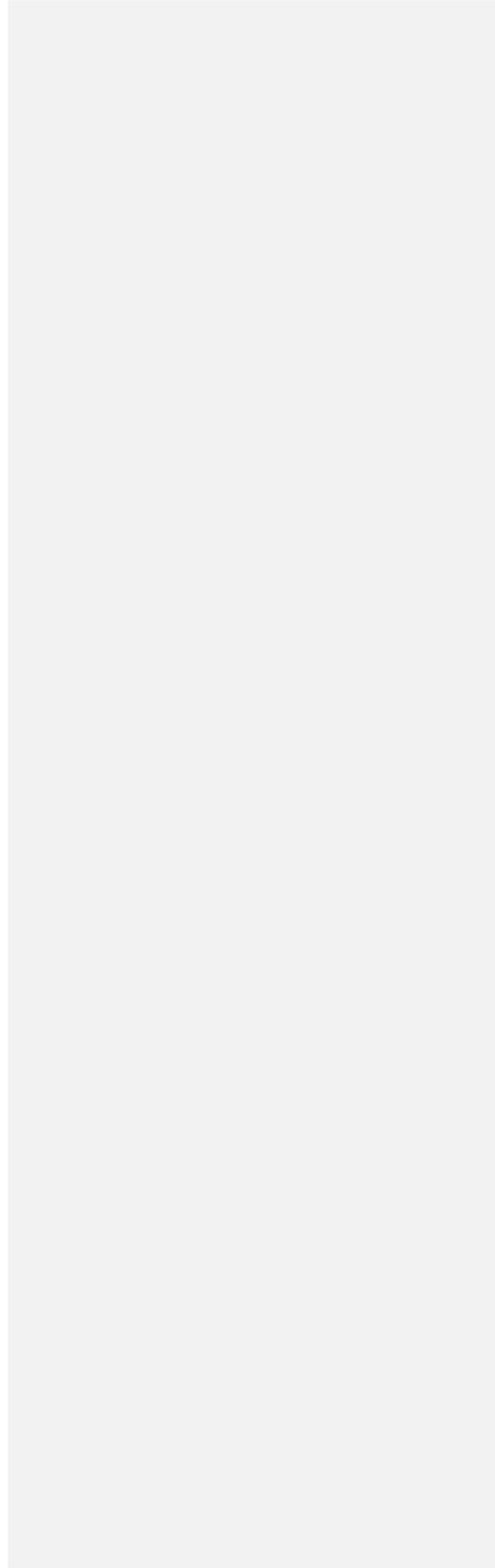
## ÍNDICE GENERAL

<b>RESUMEN</b> .....	VII
<b>ABREVIATURAS</b> .....	XII
<b>SIMBOLOGÍA</b> .....	XIII
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	XVIII
<b>1. INFORMACIÓN GENERAL</b> .....	1
1.1. Introducción al Análisis de Presiones Transitorias .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.3. Justificación Teórica.....	3
<b>2. FORMA DE TRABAJO DEL SOFTWARE SAPHIR</b> .....	37
2.1. Inicialización .....	38
2.2. Cargar los Datos .....	41
2.3. Carga de Presiones.....	42
2.4. Ingreso de Caudal .....	44
2.5. Gráfica de Caudal .....	46
2.6. Extraer $\Delta P$ .....	46
2.7. Generar Modelo .....	48
2.8. Modelo Mejorado.....	49

<b>3. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA: POZO FICT 502 – YACIMIENTO U INFERIOR</b> .....	51
3.1. Antecedentes .....	51
3.2. La formación Napo .....	52
3.3. Propiedades de los fluidos y parámetros Petrofísicos .....	52
3.4. Datos de la evaluación del Pozo FICT 502 antes de la prueba .....	53
3.5. Datos de la Prueba de Presión .....	54
<b>4. RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO “FICT 502”</b> .....	57
4.1. Resultados Log-Log .....	58
4.2. Resultados Semi-Log .....	60
4.3. Resultados de productividad .....	62
<b>5. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	63
5.1. Análisis de parámetros PVT .....	64
5.2. Análisis de resultados de la prueba .....	64
5.3. Caudal total de fluido .....	70
5.4. Análisis de Sensibilidad .....	70
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	74
6.1. Conclusiones .....	74

6.2. Recomendaciones..... 77

**BIBLIOGRAFIA**



## ABREVIATURAS

ASCII	American Standard Code for Information Interchange.
°API	Gravedad de crudo en unidades API.
AOF	Absolute Open Flow.
BFPD	Barriles de Fluido Por Día.
BSW	Basic Sediment and Water.
IARF	Infinite Acting Radial Flow.
IPR	Inflow Performance Relationship.
MD	Measured Depth.
MTU	Unidad Móvil de Prueba.
PPM	Partes Por Millón.
PSI	Pounds per Square Inch.
PSIA	Pounds per Square Inch Absolute.
PTA	Pressure Transient Analysis.
PVT	Presión-Volumen-Temperatura.
RB	Barriles a condiciones de Yacimiento.
RFT	Repeat Formation Tester.
STB	Stock Thank Barrels.
TVD	Total Vertical Depth.
WFT	Wireline Formation Tester.

## SIMBOLOGÍA

$A$	Área de Yacimiento.
$B$	Factor volumétrico de Formación.
$B_o$	Factor volumétrico del Petróleo.
$B_w$	Factor volumétrico del Agua.
$C$	Coefficiente de Almacenamiento.
cp	Centipoise.
$c_o$	Compresibilidad del Petróleo.
$c_t$	Compresibilidad Total.
$c_w$	Compresibilidad del Agua.
°F	Grados Fahrenheit.
$k$	Permeabilidad.
$k_r$	Permeabilidad Radial.
$k_v$	Permeabilidad Vertical.
$k_z$	Permeabilidad Vertical.
$h$	Espesor de una Formación.
Hr	Horas.
$h_w$	Longitud de Disparos.
m	Pendiente de la recta en gráficas Semi-Log.
md	Mili Darcy.
$p$	Presión.
$p_b$	Presión de Burbuja.
$p_e$	Presión en la Frontera.
$p_i$	Presión Inicial.
$P_{wf}$	Presión de Fondo Fluyente.
$P_{ws}$	Presión de Fondo durante cierre de producción.

$\Delta p$	Caída de Presión.
$\Delta p_s$	Caída de Presión a causa del daño.
$Q$	Caudal de Flujo.
$Q_b$	Caudal al Punto de Burbuja.
$r$	Radio.
$r_w$	Radio del Pozo.
$S$	Daño o Factor de Piel.
$S_M$	Daño Mecánico.
$S_G$	Daño Geométrico.
$S_T$	Daño Total.
$t$	Tiempo.
$\Delta t$	Variación o Diferencial de Tiempo.
$t_D$	Tiempo Adimensional.
$t_p$	Tiempo de Producción.
$\mu$	Viscosidad.
$\mu_o$	Viscosidad del Petróleo
$\mu_w$	Viscosidad del Agua.
$V_p$	Volumen Poroso.
$V_t$	Volumen Total.
$z_w$	Distancia de la Base de la Formación al centro de los disparos.
$\emptyset$	Porosidad.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama de un pozo inclinado y sus componentes.....	20
Figura 1.2 Respuesta de la presión y la derivada de Bourdet en pozos direccionales .....	22
Figura 1.3 Variación de la longitud de los disparos.....	23
Figura 1.4 Gráfica Log-Log a diferentes ángulos de inclinación .....	24
Figura 1.5 Gráfica Log-Log de un modelo de pozo a diferentes ángulos.....	24
Figura 1.6 Gráfica Log-Log del efecto de anisotropía en la eficiencia del pozo .....	25
Figura 1.7 Gráfica Log-Log y con una longitud efectiva limitada para pozos con distintos ángulos de inclinación .....	26
Figura 1.8 Gráfica Log-Log de la respuesta de la presión en pozos desviados con diferentes valores de constantes de almacenamiento .....	27
Figura 1.9 Gráfica Log-Log de la influencia del daño de formación en un pozo desviado .....	28
Figura 1.10 Principio de Superposición en tiempo.....	28
Figura 1.11 Gráfica de Horner .....	32
Figura 2.1 Ventana principal del programa Saphir.....	38
Figura 2.2 Ventana de ingreso de parámetros del yacimiento y del pozo.....	39
Figura 2.3 Ventana de selección de parámetros del modelo .....	40

Figura 2.4 Ventana de los diferentes modelos de pozo, reservorio y límites	42
Figura 2.5 Ventana para cargar presiones.....	43
Figura 2.6 Ventana de verificación para cargar presiones.....	43
Figura 2.7 Grafica presión vs tiempo durante la prueba de Build-Up.....	44
Figura 2.8 Ventana para cargar el caudal de prueba manualmente .....	45
Figura 2.9 Ventana que define las propiedades y formato de la data de caudal .....	45
Figura 2.10 Grafica de caudal vs tiempo durante la prueba de Build-Up.....	46
Figura 2.11 Ventada de extracción para generar gráficas .....	47
Figura 2.12 Ventana donde se visualizan todas las gráficas generadas por el software .....	47
Figura 2.13 Ventana que muestra los parámetros para definir el modelo.....	48
Figura 2.14 Ventana generada una vez realizado el match.....	50
Figura 3.1 Gráfica de Caudal vs. tiempo.....	55
Figura 3.2 Gráfica de Presión vs. tiempo.....	56
Figura 5.1 Gráfica Derivativa con el Match del Modelo.....	66
Figura 5.2 Grafico Semi-Log con el match y la línea de regresión.....	67
Figura 5.3 Gráfico de Horner – Regresión Lineal: P vs. Log ( $\Delta t$ ).....	67
Figura 5.4 Gráfica del IPR Vogel .....	69
Figura 5.5 Ventana de parámetros para el análisis de sensibilidad .....	71
Figura 5.6 Gráfica Log-Log de la Sensibilidad al Daño.....	72
Figura 5.7 Gráfica Log-Log de la Sensibilidad a la Permeabilidad.....	73

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Datos del pozo .....	52
Tabla II Datos Petrofísicos .....	52
Tabla III Datos PVT .....	53
Tabla IV Datos obtenidos de la Prueba .....	54
Tabla V Modelo del Pozo .....	59
Tabla VI Datos del Pozo y Almacenamiento .....	59
Tabla VII Datos del Yacimiento y de su Falla .....	60
Tabla VIII Resultados de la gráfica Semi-Log .....	61
Tabla IX Resultados de la gráfica de Horner .....	62
Tabla X Resultados de la gráfica de IPR .....	62
Tabla XI Comparación de Caudales Máximos e IPR .....	69

## INTRODUCCIÓN

Llevar a cabo pruebas de pozos, es determinante para la Ingeniería de Producción. Estas pruebas pueden realizarse en cualquier momento, según sea requerido por la empresa a cargo, desde el inicio de la explotación de un pozo y sirven para dar un diagnóstico del yacimiento y sus parámetros de interés.

Una disminución repentina en la producción puede asociarse a diferentes problemas como, por ejemplo: empacaduras desasentadas, taponamiento de la tubería de producción por finos, taponamiento de los disparos, entre otros. En estos casos es recomendable realizar una estimulación o reacondicionamiento y posteriormente realizar una prueba de producción (Drawdown o Buil-Up), para cuantificar el beneficio y el tiempo de recuperación de la inversión.

Durante las pruebas, se instala sensores de fondo que miden en tiempo real, los valores de presión y temperatura mientras el pozo está produciendo (Drawdown) o mientras el pozo está cerrado (Build-Up). Estos valores son utilizados por programas especializados para realizar simulaciones y modelamientos respectivos basados en soluciones numéricas y/o analíticas de la ecuación de la difusividad.

El presente proyecto se basa en el Análisis de Presiones Transitorias obtenidas de las mediciones del Pozo "FICT 502", el cual se encuentra produciendo de la Arena U Inferior. El pozo presentaba una repentina disminución en la producción por lo que tuvo que ser intervenido con el objetivo de incrementar el caudal obtenido en superficie. La prueba se realizó en dos partes, una de producción y la correspondiente de restauración de presión. Siendo la segunda la escogida para realizar los modelamientos para interpretar los datos de la prueba.

El modelamiento del reservorio y determinación de resultados, a partir de los datos proporcionados por la prueba de producción, fue llevado a cabo mediante la implementación del Software Saphir v5.10.02 de la Plataforma Ecrin (Kappa Eng). El cual se fundamenta en el análisis de las curvas tipo de Bourdet y Gringarten, de igual manera, de gráficos Semi-Log y Horner.

# CAPÍTULO 1

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

### 1.1. Introducción al Análisis de Presiones Transitorias

Las pruebas de pozos son análisis que se ejecutan una vez finalizada la etapa de completación y a lo largo de la vida productiva de un pozo petrolero. Estas pruebas se llevan a cabo con la medición de presiones y caudales, con el fin de poder emitir criterios sobre la situación actual de la formación y de sus parámetros de interés como: permeabilidad en las vecindades del pozo y el posible daño presente en la formación. En un PTA (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012) se requieren datos asociados al pozo y la formación, tales como: parámetros PVT, presión, caudal, entre otros. Mientras más datos disponibles se tengan, mejor será la aproximación del modelo y se obtendrán resultados con menor incertidumbre. Las simulaciones que realiza el software y los procedimientos llevados a cabo tienen base en cálculos matemáticos que relacionan el caudal con la presión y el tiempo de la prueba.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivos Generales**

- Aplicar e implementar los conceptos teóricos obtenidos durante la formación académica compilándolos en la materia integradora para realizar un análisis de prueba de restauración de presión.
- Analizar e interpretar los datos obtenidos de la prueba de presión Build-Up usando el software Saphir.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Identificar los principales parámetros útiles para la evolución del sistema pozo yacimiento como son permeabilidad, daño de formación en la cara de la arena, coeficiente de almacenamiento y estimar la productividad del pozo.
- Interpretar los resultados obtenidos en la prueba de Build-Up y validar la confiabilidad del modelo realizando un análisis de sensibilidades.

### **1.3. Justificación Teórica**

#### **1.3.1. Recorrido del fluido desde el yacimiento al pozo**

Desde la roca almacén o roca madre los fluidos viajan a través de un medio poroso por la diferencia de presión que existe entre el yacimiento y el pozo empezando desde el radio externo hasta llegar a la cara de la arena en el pozo con sus diferentes patrones de flujo donde se establece la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), siendo útil para la evaluación de producción si es por flujo natural (energía del yacimiento) o necesita algún tipo de levantamiento artificial, durante en todo el trayecto existen pérdidas de presión en el pozo yacimiento es por las distintas direcciones de flujo que existe debido a la tortuosidad. Se ha desarrollado un estudio del comportamiento del fluido en medios porosos sustentado en lo siguiente:

#### **1.3.2. Ley de Darcy**

La ley de Darcy describe en su ecuación básica un flujo lineal, en una sola fase que atraviesa un medio poroso por medio de la caída de presión existente. La ley de Darcy en unidades de campo, está descrita por la ecuación 1:

$$\frac{Q}{A} = - \frac{1.127 \times 10^{-3} k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \quad ( 1 )$$

Donde la permeabilidad (k) es una propiedad del medio poroso que pasa el fluido, mientras la viscosidad es una propiedad del fluido determinada en el laboratorio. Es una ecuación fundamental que describe la difusividad de fluidos en el yacimiento conjuntamente con los gradientes de presión, en las cercanías del pozo como también en sus fronteras. Teniendo en cuenta que la Ley de Darcy aplica para un régimen de flujo lineal. (Jamiolahmady & Stewart, 2012, págs. 6-7).

### 1.3.3. Permeabilidad

Es una propiedad de la roca que describe la habilidad de los fluidos para fluir a través de un medio poroso. Según Darcy, la velocidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso es linealmente proporcional al diferencial de presión entre la entrada y la salida del medio.

$$u \propto k \Delta p$$

Donde k es la permeabilidad, siendo una característica del medio poroso. (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994, pág. 7)

#### 1.3.4. Porosidad

Porosidad se define como la relación entre el volumen de poros vacíos  $V_p$  y el volumen total  $V_t$  de un sólido, representado en la ecuación 2:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad ( 2 )$$

Los fluidos procedentes de la explotación hidrocarburífera residen en las formaciones de subsuelo en medios porosos. (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994, pág. 2).

#### 1.3.5. Viscosidad

Es la propiedad de los fluidos que evidencia la resistencia al flujo de sus moléculas debido a la fricción presente en un sistema. La viscosidad dinámica se expresa mediante la ecuación 3:

$$\mu = \tau * \left( \frac{\Delta y}{\Delta v} \right) \quad ( 3 )$$

Dónde:

$\left(\frac{\Delta v}{\Delta y}\right)$ : Gradiente de velocidad o rapidez de corte.

$\tau$ : Tensión de corte del fluido.

Las unidades de la viscosidad dinámica en los correspondientes sistemas de unidades son:

- Internacional:  $\frac{N \cdot s}{m^2}$  o  $\frac{kg}{m \cdot s}$
- Británico:  $\frac{lb \cdot s}{pie^2}$  o  $\frac{slug}{pie \cdot s}$
- CGS:  $centipoise = \frac{dina \cdot s}{100 \cdot cm^2} = \frac{g}{100 \cdot cm \cdot s} = 0.001 Pa \cdot s$

Finalmente, al dividir la ecuación 3 para la densidad del fluido, se obtiene la expresión de la viscosidad cinemática con unidades de  $\left[\frac{m^2}{s}\right]$  (Mott, 2006, págs. 27-29).

### 1.3.6. Saturación de fluidos

El petróleo o gas no se encuentran exclusivamente saturando los espacios porosos de las formaciones. Siempre existe agua presente. Algunas rocas son mojadas al petróleo, lo que indica que las moléculas de crudo están

adheridas a la superficie de la roca. Frecuentemente, las rocas son mojadas al agua. Las fuerzas electrostáticas y la tensión superficial ocasionan esta mojabilidad, que pueden cambiar por causas relacionadas a la inyección de fluidos, perforación, estimulación, entre otras actividades. Si hay agua presente, pero esta no fluye, la saturación correspondiente se la conoce como agua connata o intersticial. Para saturaciones mayores a ésta, provocarán que el agua fluya en conjunto con los hidrocarburos hacia superficie a través de la tubería de producción. (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994, págs. 4-5).

#### **1.3.7. Ecuación de la Difusividad**

La ecuación de la difusividad es derivada de una combinación del principio de conservación de masa, ley de Darcy y la ecuación de un fluido ligeramente compresible. Ésta ecuación estima lo siguiente:

- El reservorio es homogéneo e isotrópico.
- El fluido es monofásico y ligeramente compresible.
- Desprecia los efectos de la gravedad.
- La temperatura es constante.
- El flujo es radial.
- La permeabilidad y compresibilidad son constantes.

- Obedece la ley de los gases reales.

Las tres formas de la ecuación de la difusividad son:

Forma general:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \nabla^2 p \quad ( 4 )$$

Flujo radial:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] \quad ( 5 )$$

Flujo lineal:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_t} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad ( 6 )$$

Las ecuaciones 4,5 y 6 detallan el comportamiento, el flujo en el tiempo para cualquier punto en un yacimiento homogéneo. Para yacimientos complejos se toma en cuenta varias asunciones para simularlos analíticamente. (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012, págs. 20-22).

### **1.3.8. Parámetros que deben cumplirse para resolver la ecuación de la difusividad**

La ecuación de la difusividad es una ecuación diferencial parcial en función del radio y del tiempo. Se definen algunos parámetros (iniciales, de fronteras o límite externo, de pozo y límites internos) que describen el movimiento de los fluidos en un reservorio. (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012).

#### **1.3.8.1. Parámetros iniciales**

En esta condición se asume que la distribución de presión es constante en el tiempo inicial (t=0) representado en la ecuación 7.

$$p(r, 0) = p_i \quad , \quad r_w \leq r \leq r_e \quad ( 7 )$$

### 1.3.8.2. Parámetros de frontera externa

Existen tres maneras posibles que definen las fronteras externas de un reservorio.

El yacimiento es considerado infinito, siendo muy grande que los efectos de frontera no influyen durante el tiempo de prueba representado en la ecuación 8.

$$\Delta p(r \rightarrow \infty, t) = p_i - p(r \rightarrow \infty, t) = 0, t > 0 \quad ( 8 )$$

- El yacimiento es considerado cerrado, es decir que está acotado por un límite de no flujo que se expresa según la ley de Darcy representado en la ecuación 9:

$$q = -C \frac{kA}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad ( 9 )$$

Donde C=constante $\neq$ 0, k=permeabilidad, A=área y  $\mu$ =viscosidad. Entonces:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r_e} = 0 \quad ( 10 )$$

- El yacimiento es considerado abierto, por lo que en sus límites exteriores o frontera existe una presión constante. Puede darse el caso que el yacimiento tenga empuje hidráulico permanente, o donde se ejecuta algún método de recuperación secundaria representado en la ecuación 11.

$$\Delta p(r = r_e, t) = 0 \quad , \quad t > 0 \quad ( 11 )$$

### 1.3.8.3. Parámetros de frontera interna (en el pozo)

- La presión del pozo puede ser constante para cualquier tiempo como nos indica la ecuación 12 y 13:

$$P(r_w, t) = \text{constante}, \quad ( 12 )$$

$$P(r_w, t) = P_{wf} = \text{constante} \quad ( 13 )$$

- El caudal de producción en la frontera interna es constante como nos indica la ecuación 14 y 15:

$$r \frac{\partial p}{\partial r}(r, t) \Big|_{r=r_w} = cte \quad ( 14 )$$

$$\left( \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{frontera} = - \frac{q\mu}{kA_{frontera}} = cte \quad ( 15 )$$

- La presión del pozo es una función del tiempo cuando el radio es igual al radio del pozo:

$$P(r_w, t) = f_r(t) \quad ( 16 )$$

- El caudal puede ser variable en función del tiempo:

$$r \frac{\partial p}{\partial r}(r, t) \Big|_{r=r_w} = g(t) \quad ( 17 )$$

- El pozo puede estar cerrado a la producción:

$$r \frac{\partial p}{\partial r}(r, t) \Big|_{r=r_w} = 0, \quad q = 0 \quad ( 18 )^1$$

### 1.3.9. Efecto de almacenamiento

Cuando un pozo es puesto en producción por primera vez, hay una expansión del fluido en el interior de la tubería de producción debido a una caída de presión. Esto se puede definir como la capacidad del pozo para almacenar fluido debido al cambio de presión, por eso en primera instancia el fluido producido provendría del fluido presente en el pozo hasta que el caudal en la cara de la arena llegue a igualar al caudal de producción en superficie, todo esto una vez que el fluido presente en el interior de la tubería haya sido desplazado. Si el efecto de almacenamiento es considerable en el pozo, éste tardará en más en estabilizarse. El coeficiente de almacenamiento está descrito por el cambio de presión debido a la variación de volumen según la ecuación 19:

---

<sup>1</sup> (Sepúlveda Gaona & Escobar Macualo, 2005, págs. 147-150)

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad ( 19 )$$

A tiempos tempranos éste coeficiente es constante y en un gráfico Log-Log de  $\Delta P$  vs. tiempo se observará una pendiente unitaria. Mientras que en una gráfica cartesiana de  $P_{wf}$  vs. tiempo, se observará una pendiente negativa constante (Jamiolahmady & Stewart, 2012).

#### **1.3.10. Daño o Factor Piel**

El daño de formación o factor piel es un concepto utilizado para caracterizar la región cercana al pozo cuando existe un diferencial extra de presión ( $\Delta P_s$ ) en la cara de la arena. El factor piel se manifiesta por una variación en la tasa de producción. En general, cualquier fenómeno que cause alguna distorsión en las líneas de flujo con respecto a las condiciones normales, es denominado factor piel y éste puede presentarse de tres maneras:

- Factor piel=0: es una idealización, en la cual la permeabilidad en la cara de la arena no es modificada (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994).

- Factor  $\text{piel} > 0$ : provoca una disminución en la tasa de producción y puede ocurrir debido a causas mecánicas como una completación ineficiente, número inadecuado de perforaciones, reducción de permeabilidades relativas al fluido principal, turbulencia o por daños a la permeabilidad natural del yacimiento (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994).
- Factor  $\text{piel} < 0$ : puede ser resultado de una estimulación matricial, fracturamiento hidráulico o pozo con alto grado de inclinación ocasiona un aumento en el caudal de producción. Muestra que la caída de presión en la zona cercana al pozo es menor que la que esperada (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994).

### 1.3.11. Flujo Transiente

La ecuación de la difusividad describe el perfil de presión en un reservorio radial, ligeramente compresible a una viscosidad constante de fluido, empezando por la cara de la arena hasta llegar a los límites o fronteras del yacimiento. Su forma clásica esta descrita por la ecuación 20:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad ( 20 )$$

Su solución generalizada está representada en la ecuación 21:

$$p_{r,t} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} E_i(x) \quad ( 21 )$$

Donde  $E_i(x)$  es una integral exponencial y  $x$  está dada por la ecuación 22:

$$x = \frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt} \quad ( 22 )$$

Para  $x < 0.01$ , la integral exponencial  $E_i(x)$  puede ser aproximada a la función  $-\ln(\gamma x)$ , donde  $\gamma = 1,78$ . Entonces la ecuación 21, evaluada al radio del pozo y en un corto tiempo de producción puede ser expresada por la ecuación 23:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{4kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) \quad ( 23 )$$

Finalmente, en unidades de campo la ecuación 23 toma la forma:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left( \log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 \right) \quad ( 24 )$$

La ecuación 24 es conocida como la expresión que describe el comportamiento de un pozo en Drawdown, que indica la declinación de la presión de fondo fluyente (Pwf), mientras el pozo fluye a una tasa (Q).

La mayoría de los pozos productores fluyen durante largos periodos de tiempo con la misma presión de cabeza, la presión de fondo fluyente en generalmente constante. Por lo tanto, la ecuación 24 puede ser reajustada para expresar al caudal en función de la caída de presión y el tiempo presentada en la ecuación 25:

$$q = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{162.6B\mu} \left( \log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 \right)^{-1} \quad ( 25 )^2$$

---

<sup>2</sup> (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994, págs. 17-18)

### 1.3.12. Flujo Continuo o de Estado Estable

En un pozo que se encuentre dentro de un reservorio radial, la ecuación 1 puede ser expresada como:

$$q = \frac{2\pi krh}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad ( 26 )$$

Asumiendo que el caudal es constante e integrando la ecuación diferencial resultante se obtiene la ecuación 27:

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) \right) \quad ( 27 )$$

Van Everdingen & Hurst (1949) determinaron que la caída de presión adicional en las vecindades del pozo debido a la ocurrencia de daño de formación se expresa mediante la relación según la ecuación 28:

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} s \quad ( 28 )$$

Al agregar esta caída adicional a la ecuación 27 se obtiene la ecuación 29 que representa la caída de presión adicional en la cara de la arena:

$$p - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \left( \frac{r}{r_w} \right) + s \right) \quad ( 29 )$$

Si la presión en la frontera exterior del yacimiento se mantiene constante, entonces el pozo opera bajo condiciones de estado estable. Por lo tanto, se puede obtener la relación de flujo radial siguiente ecuación 30:

$$p_e - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right) \quad ( 30 )$$

La ecuación 30 expresada en unidades de campo resulta:

$$p_e - p_{wf} = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right) \quad ( 31 )^3$$

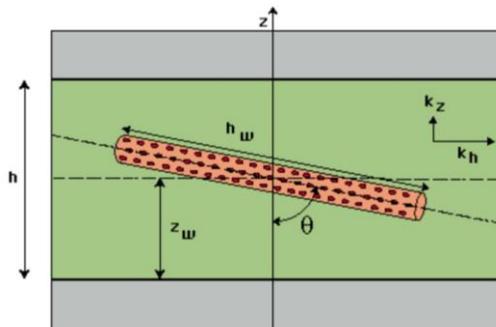
---

<sup>3</sup> (Economides, Hill, & Ehlig-Economides, 1994, págs. 19-20)

### 1.3.13. Pozos Desviados

Tal como sucede en los pozos horizontales, los pozos direccionales son diseñados para incrementar la productividad al aumentar el área de contacto con el yacimiento. De hecho, los pozos horizontales son un caso particular en el cuál el ángulo de incidencia es de 90 grados respecto a un plano vertical.

En algunos casos cuando el yacimiento tiene permeabilidad vertical baja o incluso nula, los pozos horizontales no resultan eficientes. Para tales circunstancias, una solución termina siendo la implementación de pozos direccionales debido a que maximizan la comunicación con la formación al atravesarla completamente a lo largo de su espesor como se presenta en la figura 1.1.



**Figura 1.1** Diagrama de un pozo inclinado y sus componentes.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012).

En la simulación de yacimientos, las soluciones analíticas y la selección de modelos dependen de la forma de la curva de presión, no de la geometría del pozo o del yacimiento. Esto se produce debido a que los análisis no dependen de la geometría del pozo. El resultado no va a indicar si el pozo es vertical, horizontal o direccional. Lo que va a establecer es el comportamiento y el tratamiento que debe recibir un pozo.

Las soluciones analíticas no consideran el efecto de la gravedad en el flujo de fluidos. Es decir que, en el caso de pozos direccionales, los modelos describen a pozos desviados en una formación horizontal. El parámetro a ser considerado es el ángulo entre el pozo y la dirección principal del flujo.

#### **1.3.13.1. Comportamiento**

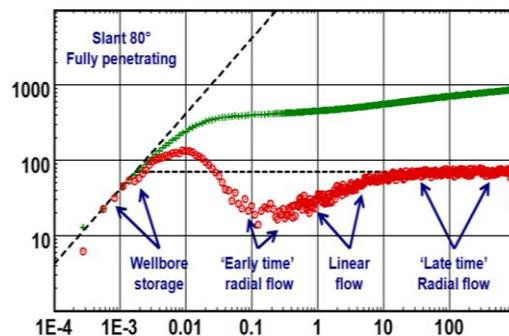
Si el ángulo con la vertical de un pozo es grande, el comportamiento se asemeja al de un pozo horizontal. La inclinación de las capas es tal que el pozo sigue la formación estratigráficamente. Entonces, el comportamiento equivalente puede ser similar al de pozos horizontales con tres diferentes regímenes de flujo:

- Flujo radial de tiempos tempranos en el plano normal al pozo: Éste régimen no es siempre detectable cuando pozo es técnicamente

vertical. El efecto de almacenamiento también sabe enmascarar éste efecto.

- Flujo Lineal: Se produce entre las fronteras superior e inferior del yacimiento si el ángulo del pozo se aproxima a la horizontal.
- Flujo radial de tiempos tardíos: Se observa este comportamiento si la prueba de pozos es lo suficientemente larga.

La figura 1.2 ilustra el comportamiento Log-Log de un pozo direccional real donde se observan todos los regímenes de flujo.

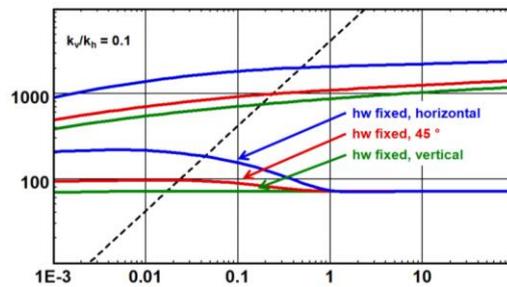


**Figura 1.2** Respuesta de la presión y la derivada de Bourdet en pozos direccionales.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012).

### 1.3.13.2. Sensibilidad a diferentes parámetros

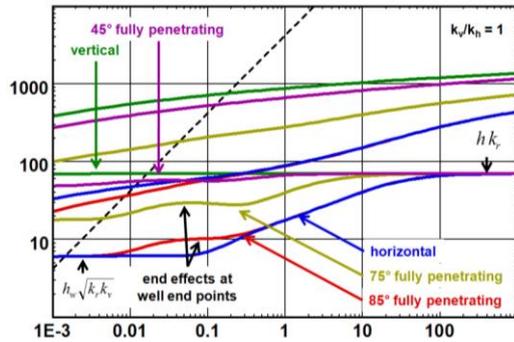
La figura 1.3 ilustra la respuesta de la presión de un espesor modificado de contribución al pozo; para un pozo vertical, en uno de 45 grados de

inclinación y en uno horizontal. Se puede observar que la respuesta de la presión en el pozo horizontal con la misma penetración efectiva como el pozo vertical es de menor calidad debido a la anisotropía. Al final, la tendencia de la curva derivativa se estabilizará en el mismo valor sin importar si el pozo es vertical o direccional. No sucede lo mismo con la curva de  $\Delta P$ .



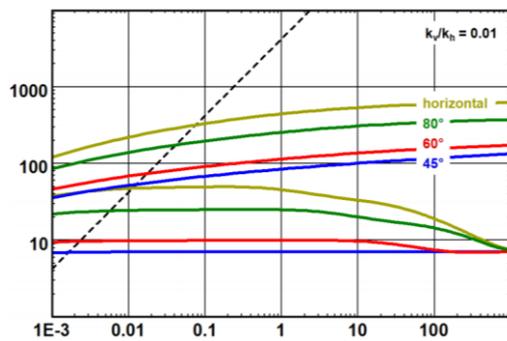
**Figura 1.3** Variación de la longitud de los disparos.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012).

La figura 1.4 muestra el comportamiento de la presión de pozos con diferentes ángulos de inclinación en las formaciones, que han sido perforados desde el tope a la base. El yacimiento en este caso es isotrópico.



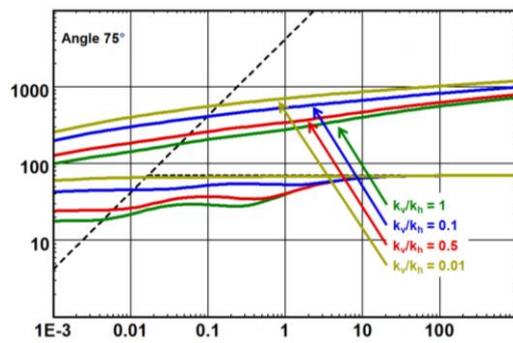
**Figura 1.4** Gráfica Log-Log a diferentes ángulos de inclinación.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012).

La figura 1.5 es una comparación de un pozo horizontal en una formación de alta anisotropía con varios pozos de diferentes ángulos de inclinación. Todos con el mismo espesor efectivo. Se puede observar la conveniencia de los pozos con inclinación debido a la anisotropía.



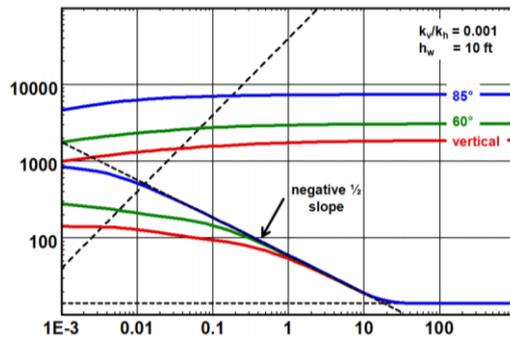
**Figura 1.5** Gráfica Log-Log de un modelo de pozo a diferentes ángulos  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012)

A continuación, en la figura 1.6 se muestra el efecto del contraste de la permeabilidad en la eficiencia del pozo. A medida que el contraste aumenta, la eficiencia disminuye.



**Figura 1.6** Gráfica Log-Log del efecto de anisotropía en la eficiencia del pozo.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012).

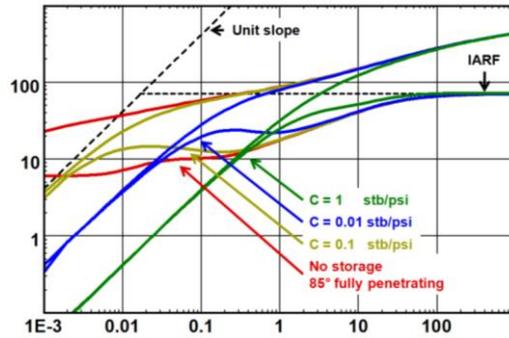
Finalmente, la figura 1.7 muestra pozos con una longitud efectiva limitada y con varias inclinaciones. El pozo vertical es la mejor opción debido a la anisotropía vertical. Flujo esférico se observa hasta cuando el pozo se aproxima a ser horizontal.



**Figura 1.7** Gráfica Log-Log y con una longitud efectiva limitada para pozos con distintos ángulos de inclinación.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012)

### 1.3.13.3. Considerando el Efecto de Almacenamiento

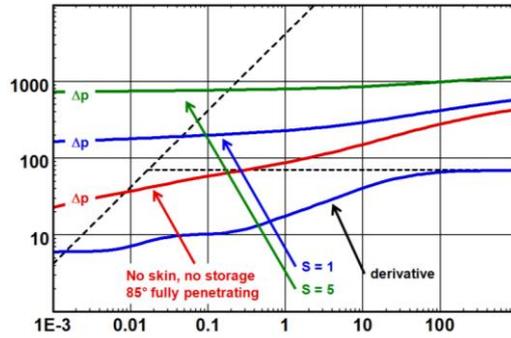
El efecto de almacenamiento puede afectar los datos de tiempo temprano y ocultar cualquier régimen de flujo radial de tiempo temprano. En la figura 1.8 se muestra la respuesta de la presión en pozos desviados con efecto de almacenamiento. Como se observa, para valores menores de almacenamiento, la curva se desplaza hacia la izquierda y la derivada de Bourdet se ve igualmente afectada. Una vez alcanzada la zona de IARF, los efectos del almacenamiento se vuelven poco significativos para las curvas de  $\Delta P$  y la derivada. Además, se confirma que independientemente del valor de la constante de almacenamiento, la tendencia de las curvas en el inicio es paralela a una recta de pendiente unitaria.



**Figura 1.8** Gráfica Log-Log de la respuesta de la presión en pozos desviados con diferentes valores de constantes de almacenamiento.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012)

#### 1.3.13.4. Daño de Formación en pozos direccionales:

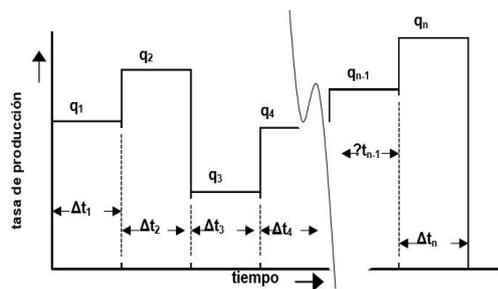
De manera analítica, el daño de formación no tiene efecto en la curva derivativa. Pero en la práctica esto no es del todo cierto dado que la mayoría de pozos se ven influenciados por el efecto de almacenamiento. La figura 1.9 muestra la influencia del daño de formación en un pozo desviado en la respuesta de la presión. Sin embargo, para la curva de  $\Delta P$ , tiene una incidencia significativa. Para valores mayores de daño, esta curva se desplaza hacia la parte superior del gráfico. Por lo tanto, se ratifica que, para valores mayores de daño, el diferencial de presión se incrementa considerablemente en las vecindades del pozo.



**Figura 1.9** Gráfica Log-Log de la influencia del daño de formación en un pozo desviado.  
**Fuente:** Dynamic Data Analysis (1998-2012).

### 1.3.14. Principio de Superposición en Tiempo

La superposición no se limita a coordenadas espaciales, también podemos proponer soluciones en tiempo, son muy útiles cuando hay una tasa variable específicamente cuando se hace un modelo para una prueba de Build-Up (Colmont, 2012), como se ilustra en la figura 1.10:



**Figura 1.10** Principio de Superposición en tiempo.  
**Fuente:** Apuntes de Flujo en Medios Porosos (2012).

Algunos pozos pueden producir en el mismo tiempo con diferentes tasas de flujo en lo cual se podemos utilizar para modelar un pozo con diferentes tasas de producción en su historial siendo así la caída total de presión ilustrada en la ecuación 32 y desarrollada en la ecuación 33.

$$\nabla P_t = \nabla P_1 + \nabla P_2 + \dots + \nabla P_n \quad ( 32 )$$

$$\begin{aligned}
 P_i - P_{wf} = & -\frac{70.6(q_1\beta\mu)}{kh} \left[ \ln \frac{(1688\phi Ctr_w^2)}{kt} - 2s \right] \\
 & -\frac{70.6((q_2 - q_1) * \beta\mu)}{kh} \left[ \ln \frac{(1688\phi Ctr_w^2)}{kt} - 2s \right] \\
 & \vdots \\
 & \dots -\frac{70.6((q_n - q_{n-1})\beta\mu)}{kh} \left[ \ln \frac{(1688\phi Ctr_w^2)}{kt} - 2s \right]
 \end{aligned} \quad ( 33 )$$

Las pruebas comunes que se realizan en una prueba de pozos son:

#### **1.3.15. Drawdown**

También conocida como una prueba de abatimiento de presión que consiste en una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo mientras está produciendo a tasa de flujo constante registrando la presión en función del tiempo de producción, esta prueba es muy útil para conocer la permeabilidad (k), daño (S) y estimar el volumen del yacimiento.

#### **1.3.16. Build-Up**

La prueba de Build-Up es conocida como una prueba de restauración de presión en la que el pozo es puesto a producir con una tasa de producción constante, luego es cerrado durante un periodo de tiempo  $\Delta t$ , con la ayuda de un sensor se registra las presiones antes y después del cierre del pozo, para ser analizados mediante procedimientos minuciosos para determinar los parámetros del pozo como la permeabilidad, el daño de formación, el espesor del yacimiento, entre otros.

#### **1.3.17. Formas de la curva durante el flujo**

La forma de la curva depende del tiempo, el cual puede ser temprano, medio o tardío:

#### **1.3.17.1. Tiempo temprano**

La presión del transiente es afectada por el fluido almacenado, esto distorsiona los datos durante éste periodo (Lee, Rollins, & Spivey, 2003).

#### **1.3.17.2. Tiempo medio**

La presión del transiente es alcanzada sin daño de formación y la pendiente es relacionada con la permeabilidad (Lee, Rollins, & Spivey, 2003).

#### **1.3.17.3. Tiempo tardío**

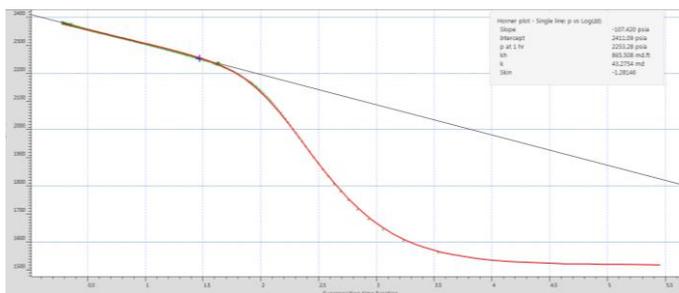
La presión de transiente ha llegado a los límites o fronteras en el que varía la dirección de la pendiente cambiando las propiedades del yacimiento (Lee, Rollins, & Spivey, 2003).

#### **1.3.18. Prueba de Build-Up utilizando en Método de Horner**

Desarrollando el principio de superposición en el tiempo para el historial de producción se deduce la siguiente ecuación 34 que es generada en el gráfico de Horner.

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \quad ( 34 )$$

Según este método se traza una recta de pendiente m conocida que se determina K, y cuando el tiempo de Horner es igual a 1 se proyecta la recta hasta interceptar lo que nos dará la presión inicial del reservorio extrapolada (Pi) representada en el grafico 1.11:



**Figura 1.11** Gráfica de Horner  
Fuente: Software Saphir

La ecuación 35 describe la pendiente en donde se obtiene los valores de kh y la ecuación 36 describe como se encuentra el daño proyectando la pendiente para encontrar Pi.

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad ( 35 )$$

$$s = 1.151 \left[ \frac{P_{ws1hr} - P_{wf}}{m} + \frac{\log(tp + 1)}{tp} - \frac{\log k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.228 \right] \quad ( 36 )$$

El tiempo de cierre transcurre de derecha hacia izquierda, el tiempo de Horner tiende a 1 lo que el logaritmo de dicho tiempo tiende a cero con lo que se puede estimar el valor de la presión inicial (Pi). (Lee, Rollins, & Spivey, 2003).

### 1.3.19. Build-Up aplicando la Derivada de Bourdet

Es la pendiente de un gráfico Semi-log de presión, viene a ser la derivada de una grafico Semi-log lleva a un gráfico Log-Log. (Lee, Rollins, & Spivey, 2003).

Partiendo de los fundamentos básicos de una prueba de pozos presentados procedemos a relacionarlos con los modelos para poder describir el comportamiento del yacimiento.

### **1.3.20. Modelo de Interpretación**

Es el conjunto de parámetros del pozo, yacimiento y fronteras que detallan el comportamiento de todo el sistema partiendo del historial de presiones y caudal extraída del sistema para su posterior análisis (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012).

### **1.3.21. Frontera Interna del Pozo**

Durante los tiempos tempranos de la prueba obtenemos información dinámica por lo que son efecto en el pozo y sus cercanías.

### **1.3.22. Modelo del Yacimiento**

En una prueba de presiones esta es la parte de mayor importancia porque represente la mayor parte del sistema, es la región de tiempos medios en la cual los efectos de almacenamiento y daño han disminuido y el flujo depende específicamente de las características del yacimiento etc.

### **1.3.23. Modelo en las Fronteras o Límites del Yacimiento**

Corresponde a tiempos tardíos de la prueba en donde se detectan las posibles fronteras en la que se detectan fallas, áreas de drenaje estimando una extensión del yacimiento.

### **1.3.24. Diferentes Modelos PVT**

Según los parámetros PVT obtenidos, derivan varios modelos que tienen un impacto muy significativo, por lo que se debe obtener un buen ajuste entre el Modelo seleccionando y Sistema que es determinado dependiendo de las características del reservorio o yacimiento. (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012). Según el caso que se presente podemos usar diferentes modelos:

### **1.3.25. Flujo monofásico de petróleo**

Se puede asumir que el petróleo fluye hasta la superficie asumiendo que la presión está por encima del punto de burbuja. Según la ecuación de la difusividad que describe el régimen de flujo en el yacimiento es dependiente de los tres parámetros PVT: compresibilidad total, la viscosidad del petróleo y factor volumétrico de formación del petróleo.

La compresibilidad total está definida de la siguiente manera en la ecuación 37:

$$c_t = c_f + S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g \quad ( 37 )$$

Descartando que no existe gas libre en el yacimiento, el resto de términos son constantes y son referidos a una cierta presión y temperatura del yacimiento.

#### **1.3.26. PVT-Perrine**

Este modelo considera el flujo Multifásico en el yacimiento simulando como que fuera una sola mezcla de fluido en líquido.

Las propiedades PVT son estimadas a partir de correlaciones referidas a las condiciones del yacimiento. (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012). Las principales asunciones del modelo de Perrine son:

La relación entre la movilidad para un fluido respecto a la movilidad total es igual a la relación entre el caudal de producción de dicho fluido respecto al caudal total de fluido.

# CAPÍTULO 2

## 2. FORMA DE TRABAJO DEL SOFTWARE SAPHIR

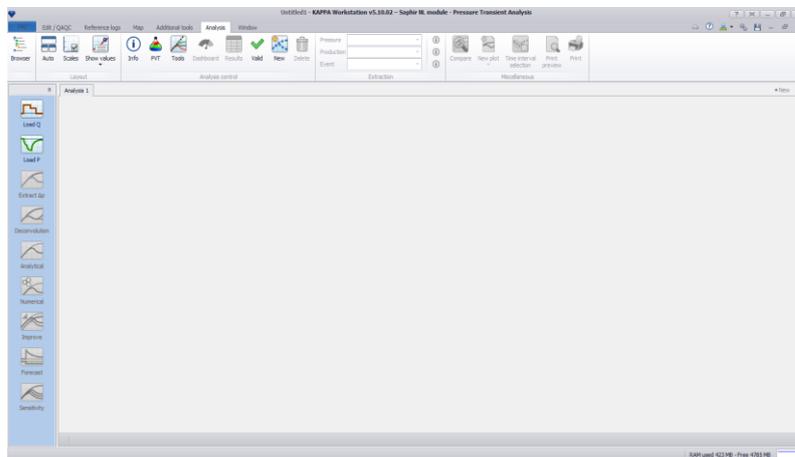
Un Análisis de Presiones Transitorias se basa en el uso de un software diseñado para facilitar las interpretaciones de gran magnitud analítica y numérica, modelando un sistema.

El software utilizado para la elaboración del presente proyecto es SAPHIR v5.10.02 de la Plataforma Ecrin (Kappa Eng) que utiliza una metodología aplicando la derivada de Bourdet, siendo esta la principal herramienta para el diagnóstico y así ajustar los datos reales al modelo creado.

Detallamos un procedimiento elemental que ayudará a la elaboración del presente proyecto integrador.

En la ventana principal de Ecrin – Kappa, se muestran todas las opciones que pueden utilizarse para desarrollar el proyecto. Siendo así, de vital importancia el conocimiento adecuado sobre el uso de todas las herramientas que nos brinda Saphir para un correcto análisis. En la figura 2.1

muestra la ventana principal del programa con todas las herramientas disponibles para el posterior análisis.



**Figura 2.1** Ventana principal del programa Saphir.  
**Fuente:** Software Saphir.

## 2.1. Inicialización

Es la primera fase que se debe seguir para escoger el tipo de prueba que se va a analizar. Se especifican las principales características del sistema enumerando las siguientes condiciones:

- Tipo de prueba que se va a realizar
- Tipo de fluido de producción.
- Dependiendo si es un yacimiento no convencional, con algunas capas y como se obtuvo la información si es la herramienta WFT/RFT.
- Características básicas del pozo.
- Parámetros PVT de los fluidos de producción.

The screenshot shows a software window titled "Create a new document" with a sub-header "Step 1 - Main options". Below the sub-header is the text "New analysis: general information, test parameters and reservoir type definition." The window contains several input fields and options:

- Name:** A text box containing "Analysis 1".
- Type:** Three radio buttons: "standard" (selected), "interference", and "Minifrac".
- Reference well:** A dropdown menu showing "Tested Well".
- Test parameters:** A section with five input fields:
  - Well radius: 0.29 ft
  - Pay zone: 20.0000 ft
  - Rock compressibility: 3.00000E-8 psi<sup>-1</sup>
  - Porosity: 0.14
  - Top reservoir depth: 7449 ft
- Reservoir type:** Two checkboxes: "Unconventional" and "Multi-layer".

At the bottom of the window are three buttons: "< Back", "Next >", and "Cancel".

**Figura 2.2** Ventana de ingreso de parámetros del yacimiento y del pozo.  
**Fuente:** Software Saphir.

Cuando tenemos un pozo productor de un solo fluido ligeramente compresible, se requiere de los siguientes parámetros PVT asumidos como constantes utilizando el método de Perrine:

- Viscosidad
- Compresibilidad total
- Factor volumétrico de formación.

**Figura 2.3** Ventana de selección de parámetros del modelo.  
**Fuente:** Software Saphir.

En caso de tener un fluido de varias fases, se debe especificar la información si es gas seco, petróleo con capa de gas, etc. La saturación de los fluidos, gravedad API, temperatura. Si la presión está por debajo del punto burbuja  $P_b$ , el software utiliza varias correlaciones PVT para calcular la viscosidad compresibilidad total y factor volumétrico de formación.

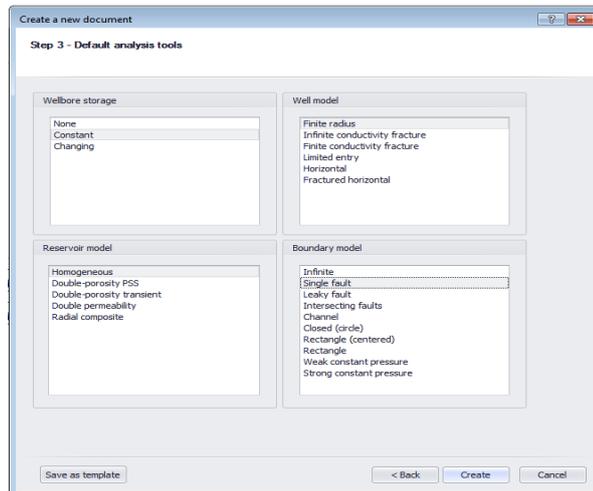
Antes de introducir los datos recopilados en campo, hay que verificar que estén en rangos establecidos para que el programa trabaje con valores coherentes y los resultados sean reales.

## **2.2. Cargar los Datos**

En este software se procede a cargar los datos de caudales de producción y las presiones que se obtienen en dichos caudales que son extraídas mediante una prueba de presión. (Houzé, Viturat, & Fjaere, 1998-2012, págs. 100,101) Se procede a cargar la data de la siguiente manera:

- Los archivos deben estar en un formato ASCII para las presiones y caudales.
- Tener una base de datos configurada que recibe información directamente desde el pozo probado en tiempo real.

En la figura 2.4 se debe escoger previamente el modelo del reservorio, modelo del pozo, si el efecto de almacenamiento es constante o variable y los límites del reservorio.



**Figura 2.4** Ventana de los diferentes modelos de pozo, reservorio y límites.  
**Fuente:** Software Saphir.

### 2.3. Carga de Presiones

Las presiones que son registradas deben ser obtenidas por instrumentos instalados en los pozos que cada cambio registra con respecto al tiempo, deben estar en el formato ASCII o un formato compatible. Luego, vamos a la opción carga datos (Loading data).

A continuación, se despliega una gráfica que representa presiones versus el tiempo de producción y tiempo cierre.

Los datos que utilizamos de presiones fueron cargados en un formato ASCII  
 Figura 2.5 los caudales fueron cargados de forma manual utilizando la opción keyboard-spreadsheet. En Saphir los autores utilizan para cargar los datos el formato de campo (Field).

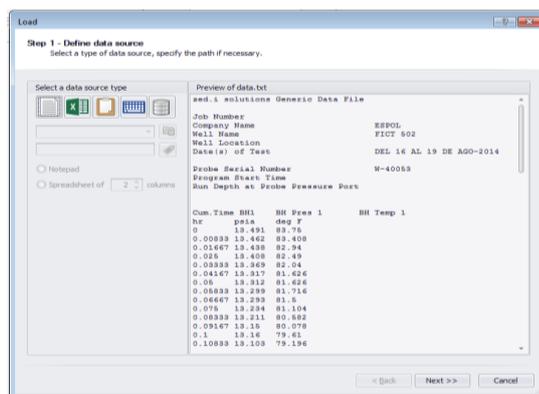


Figura 2.5 Ventana para cargar presiones.  
 Fuente: Software Saphir.

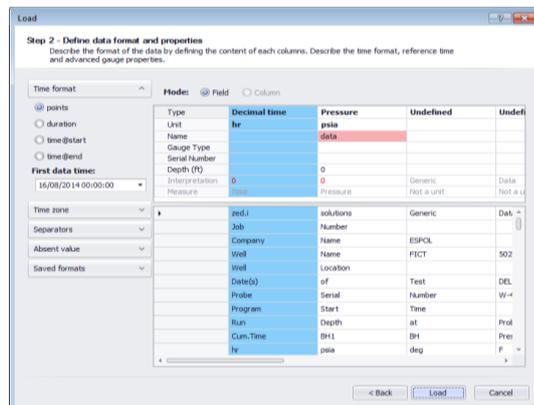
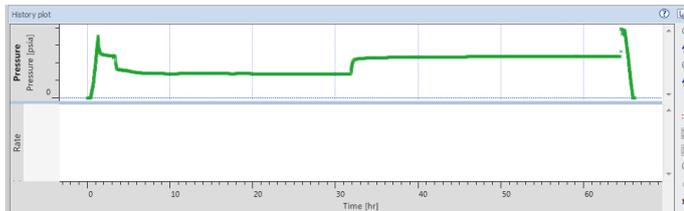


Figura 2.6 Ventana de verificación para cargar presiones.  
 Fuente: Software Saphir.

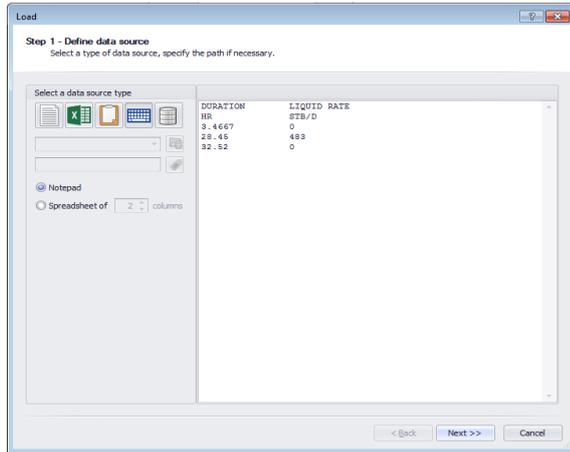


**Figura 2.7** Grafica presión vs tiempo durante la prueba de Build-Up.  
**Fuente:** Software Saphir.

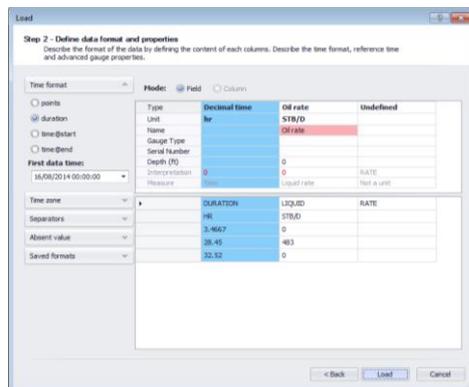
## 2.4. Ingreso de Caudal

Habitualmente los caudales se registran en superficie que deben ser reportados como la tasa de producción que debe ser estabilizado antes del cierre, la importancia de obtener valores puntuales de caudales vs el tiempo de producción. Los datos sobre caudal que se cargan en Saphir son valores puntuales que se obtiene antes del cierre, que es el tiempo de producción ( $T_p$ ) y durante la prueba o el tiempo de cierre ( $\Delta t$ ) el caudal será igual a cero.

Los datos los cargaremos manualmente figura 2.8 referidos al tiempo de duración de la prueba el caudal registrado antes del cierre fue 483 BFPD con tiempo de producción de 28.45 HRS luego se procede al cierre y el tiempo de prueba es 32.52 HRS.



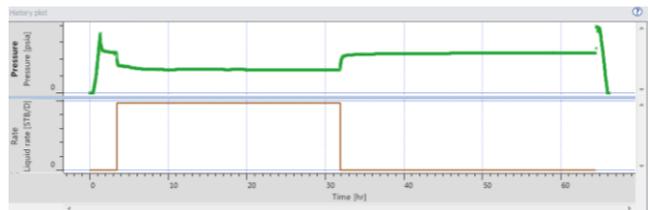
**Figura 2.8** Ventana para cargar el caudal de prueba manualmente.  
**Fuente:** Software Saphir.



**Figura 2.9** Ventana que define las propiedades y formato de la data de caudal.  
**Fuente:** Software Saphir.

## 2.5. Gráfica de Caudal

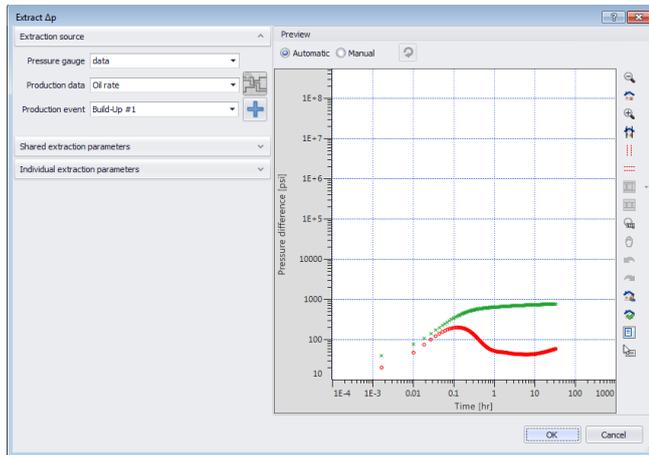
En la figura 2.10 se representa los caudales vs los tiempos estimados, graficados por el programa Saphir siendo estos valores puntuales. El programa automáticamente identificará los intervalos de Producción y de Build-Up de la prueba. También se puede cargar los caudales desde otros archivos que estén guardados ya sea en formato ASCII o Excel.



**Figura 2.10** Gráfica de caudal vs tiempo durante la prueba de Build-Up  
**Fuente:** Software Saphir

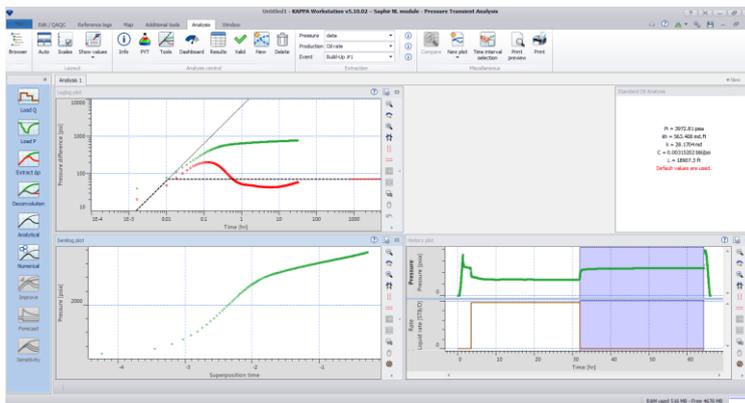
## 2.6. Extraer $\Delta P$

Una vez generada la curva de Presión y Caudal vs. Tiempo. El siguiente paso es generar las curvas derivativas, para lo cual debemos seleccionar la opción "Extract  $\Delta P$ " del menú de Interpretación como se ilustra en la figura 2.11. Entonces, debemos escoger los datos de los que generaremos las curvas respectivas.



**Figura 2.11** Ventana de extracción para generar gráficas  
**Fuente:** Software Saphir

Adicional al historial de producción, aparecerán los gráficos Log-Log y Semi-Log de la  $\Delta P$  vs tiempo como se ilustra en la figura 2.12:

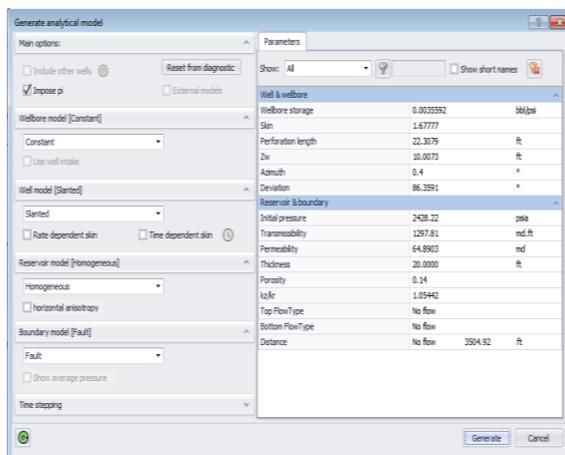


**Figura 2.12** Ventana donde se visualizan todas las gráficas generadas por el software  
**Fuente:** Software Saphir

## 2.7. Generar Modelo

Escogemos el modelo y debemos modificar los valores de los parámetros hasta obtener un match aproximado. En este caso, debemos definir lo siguiente:

- Efecto de almacenamiento constante.
- Modelo de pozo inclinado.
- Reservorio homogéneo.
- Modelo de una falla en el reservorio.



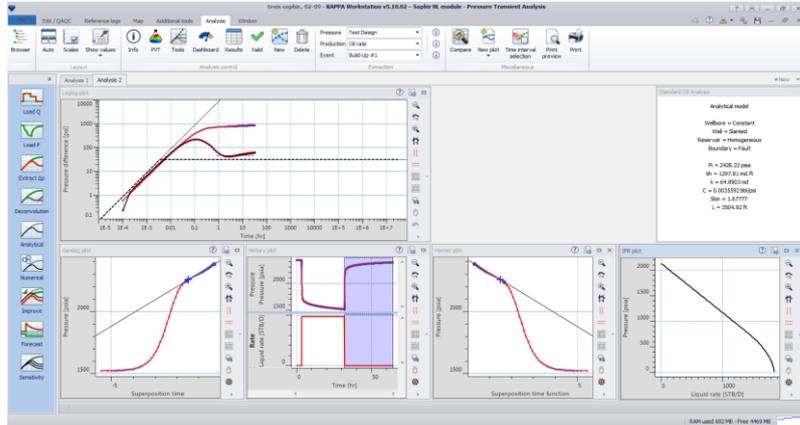
**Figura 2.13** Ventana que muestra los parámetros para definir el modelo.  
**Fuente:** Software Saphir

## 2.8. Modelo Mejorado

Una vez escogido el modelo, buscamos el modelo que mejor se aproxime a la prueba del pozo mediante la selección de los intervalos de convergencia de cada parámetro para el match que realiza el software. Cada parámetro tiene la opción de ser modificado por el programa en la simulación o de permanecer constante según sea de consideración, ya que en la simulación puede suceder que ciertos parámetros como la permeabilidad o el daño tengan resultados aberrantes. Por tal razón, no siempre serán seleccionados para que el programa los modifique.

En la figura 2.14 se observan los gráficos que el programa Saphir genera. Adicionalmente, se puede generar el gráfico de Horner. Mediante un análisis de regresión lineal de las pendientes lineales de los gráficos Semi-Log y de Horner que realiza el programa es posible la determinación de los parámetros de interés como el Daño de Formación y la Permeabilidad.

En la esquina superior derecha aparece un cuadro de diálogo que mostrará los resultados de parámetros de interés. Estos valores se modificarán automáticamente cada vez que se realicen corridas. Puede mejorarse los datos manualmente para contrarrestar el efecto de mediciones erróneas.



**Figura 2.14** Ventana generada una vez realizado el match.  
**Fuente:** Software Saphir.

# CAPÍTULO 3

## 3. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA: POZO FICT 502 – YACIMIENTO U INFERIOR

### 3.1. Antecedentes

El presente proyecto está basado en pozo FICT 502 el cual es un pozo direccional, produce del yacimiento "UI" de la formación NAPO, inicialmente el pozo producía por bombeo hidráulico. El pozo producía 650 BFPD con un BSW de 15% con el pasar del tiempo aumento considerablemente la producción de agua. La formación NAPO está compuesta litológicamente de areniscas, lutitas y calizas que han sido depositadas en la edad Cretácea media superior. El pozo está produciendo de la arenisca UI que está a una profundidad de 9,754-9774' Ft (MD) el pozo fue intervenido por un posible packer desasentado previamente descartando posibles fugas de tubería, se cambió la completación para luego repunzonar la arena con propelente, en las siguientes tablas se muestran los datos relevantes del pozo.

### 3.2. La formación Napo

Tabla I Datos del pozo

<b>Tipo de Pozo</b>	Direccional
<b>Radio del Pozo</b>	0,29 ft
<b>Tipo de levantamiento</b>	Hidráulico
<b>Profundidad del Pozo</b>	9,754' Ft (MD)
<b>Diámetro del casing / liner</b>	7 in

Fuente: Pozo FICT 502

### 3.3. Propiedades de los fluidos y parámetros Petrofísicos

El sistema poroso está caracterizado por los parámetros petrofísicos, y las propiedades PVT son de vital importancia que indican como podría ser el comportamiento de los fluidos en el reservorio a determinadas presiones y temperatura. El requerimiento para hacer un análisis de presiones PTA son los datos petrofísicos y PVT que se presentan a continuación en las siguientes tablas II y III.

Tabla II Datos Petrofísicos

<b>Parámetros</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Porosidad efectiva	14%	Fracción Adimensional
Saturación de Agua	12%	Fracción Adimensional
Compresibilidad Total	1.0772e-8	Psi <sup>-1</sup>

Fuente: Pozo FICT 502

**Tabla III** Datos PVT

<b>Propiedades</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Densidad del petróleo	29.2	<sup>o</sup> Api
Viscosidad del petróleo	2.26	Cp
Punto de Burbuja	800	Psia
Factor Volumétrico de formación del petróleo	1.24	Rb/Stb
Salinidad de agua de formación	13,500	Ppm de Cl

Fuente: Pozo FICT 502

#### **3.4. Datos de la evaluación del Pozo FICT 502 antes de la prueba**

El pozo fue evaluado luego del cambio de completación con la siguiente finalidad:

- Estimar el daño.
- Establecer parámetros petrofísicos.
- Determinar las presiones del reservorio, presión de fondo fluyente y promedio.
- Determinar el inflow del sistema IP, IPR y evaluar el potencial productivo de la arena UI.
- Estudiar sobre los límites o fronteras del yacimiento.

Con el pasar del tiempo la producción ha venido disminuyendo y con un constante aumento del corte de agua, el pozo producía artificialmente, la información dinámica del yacimiento antes del cierre se la hizo con un sistema de bombeo tipo jet que era abastecido por un fluido motriz con una unidad MTU.

La tabla IV indica los datos obtenidos de la prueba.

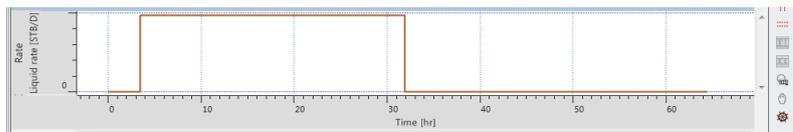
### 3.5. Datos de la Prueba de Presión.

**Tabla IV** Datos obtenidos de la Prueba

<b>Datos de la Prueba</b>		
<b>Tipo de Prueba</b>	<b>Build-Up</b>	<b>Unidad</b>
<b>Caudal Total antes del cierre</b>	483	BFPD
<b>BSW</b>	88	%
<b>Caudal de Agua</b>	425	STB/D
<b>Caudal de Petróleo</b>	58	STB/D
<b>Tiempo de producción</b>	28.45	Hr
<b>Tiempo de cierre</b>	32.53	Hr
<b>Temperatura del yacimiento.</b>	222.73	°F
<b>Profundidad del sensor</b>	9,504	Ft (MD)

Fuente: Pozo FICT 502

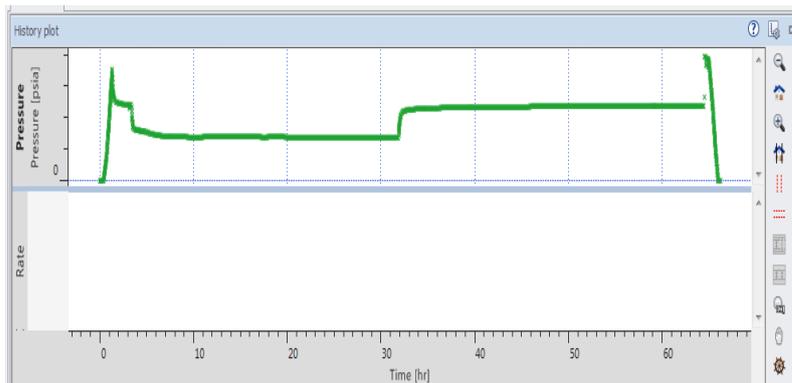
### 3.5.1. Historial de Producción del Pozo FICT 502 durante la Prueba de Build-UP



**Figura 3.1** Gráfica de Caudal vs. Tiempo  
**Fuente:** Software Saphir

La figura 3.1 ilustra el caudal en función del tiempo antes y durante la prueba de Build-Up con una producción estabilizada de 483 BFPD. La prueba duró aproximadamente 32.53 horas.

### 3.5.2. Historial de Presión del Pozo FICT 502 durante la Prueba de Build-UP



**Figura 3.2** Gráfica de Presión vs. Tiempo  
**Fuente:** Software Saphir

En la figura 3.2 se ilustra el perfil de presiones respecto al tiempo para la prueba. Según la gráfica, se puede inferir que el daño es bajo, debido a que la presión no tarda mucho en restaurarse y estabilizarse desde el momento del cierre de la producción.

# CAPÍTULO 4

## 4. RESULTADOS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN DEL POZO “FICT 502”

Para que la simulación del software sea llevada a cabo de la manera más aproximada, debe tenerse conocimientos previos de los parámetros de interés requeridos por el programa.

Por ejemplo, los valores de anisotropía, pueden ser obtenidos a partir de las muestras de los núcleos de pozos vecinos. En perforación direccional, éste parámetro es muy importante para la elección del tipo de pozo. Los cuales pueden ser:

- Horizontal.
- Tipo S.
- Tipo S modificado.
- Tipo J.

La anisotropía, es el concepto con el que se relaciona la permeabilidad vertical y horizontal. El valor de ésta razón puede ser mayor, menor o igual a

la unidad. Existen parámetros de los fluidos de producción, que se los puede determinar automáticamente por el programa a partir de las propiedades PVT. De igual manera, pueden ser ingresados manualmente luego de realizar los cálculos correspondientes tomando en cuenta el corte de agua presente en el crudo.

Aquello permitirá que el programa genere curvas iniciales, para después ajustar el modelo. Finalmente, se podrán generar los resultados una vez que se haya determinado un modelo que represente de la manera más aproximada.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

#### **4.1. Resultados Log-Log**

La derivada de Bourdet junto a la de  $\Delta P$  en escala logarítmica ayuda a establecer los regímenes de flujo durante la prueba de pozos. Conjunto con los gráficos de Superposición y de Horner es posible ratificar los diferentes regímenes que la curva derivativa muestra.

Se identifican tres regímenes de flujo: región de tiempos tempranos, identificada por una recta de pendiente unitaria que describe los puntos iniciales de la derivada y de  $\Delta P$ , lo que deja de manifiesto la existencia de

almacenamiento. La región de tiempos medios en la que las curvas comienzan a separarse y se observa la disminución del valor de la curva derivativa, mientras la curva de  $\Delta P$  toma una tendencia lineal. Finalmente, se encuentra la región de tiempos tardíos, en la que la curva derivativa tiene un leve aumento en la parte final debido a la respuesta de la falla.

Los resultados generados por el reporte del software son los siguientes:

**Tabla V** Modelo del Pozo

<b>Modelo del Pozo</b>	Pozo Desviado
<b>Modelo del Yacimiento</b>	Homogéneo
<b>Fronteras</b>	Una Falla

Fuente: Petroamazonas.

**Tabla VI** Datos del Pozo y Almacenamiento

<b>Coefficiente de almacenamiento</b>	0.00380388 BBL/psi
<b>Daño de formación</b>	1.67
<b>Longitud de disparos</b>	22.33 ft
<b>Zw</b>	10 ft
<b>Desviación del pozo</b>	30 °
<b>Daño de la anisotropía</b>	0.02
<b>Daño total</b>	1.13
<b>Daño por la geometría del pozo</b>	-0.52

Fuente: Petroamazonas.

Tabla VII Datos del Yacimiento y de su Falla

<b>Presión Inicial</b>	2428.22 psia
<b>Transmisibilidad</b>	1320.20 md.ft
<b>Permeabilidad</b>	66.01 md
<b>Espesor de la formación</b>	20 ft
<b>Porosidad</b>	0.14
<b>kz/kr</b>	1.06
<b>Tipo de flujo en el tope</b>	No flujo
<b>Tipo de flujo en la base</b>	No flujo
<b>Distancia del pozo a la falla</b>	3158.68 ft
<b>Flujo a través de la falla</b>	No flujo

Fuente: Petroamazonas.

## 4.2. Resultados Semi-Log

Adicional a la curva de Bourdet, el software Saphir incluye los análisis Semi-Log de Superposición y de Horner, para ayudar en la interpretación de resultados y compararlos entre sí. De esta manera, es posible llegar a una mejor conclusión y determinación de los parámetros petrofísicos de interés.

### 4.2.1. Resultados del Análisis de Superposición.

Para la prueba del Pozo "FICT 502" debe tomarse en cuenta la existencia de una falla, lo cual generará distorsión en los resultados, ya que, en la medición de datos de presión se generará una respuesta por parte de la falla una vez que sea alcanzada por el flujo. Aquel efecto puede ser visualizado en la

gráfica de superposición, como una variación en la tendencia de la curva en el momento de hacer el análisis de regresión lineal. Para evitar que los resultados sean incorrectos, la línea de regresión debe establecerse para los tiempos medios. Es decir, para tiempos medios. A continuación, se muestran los resultados determinados a partir del gráfico de superposición y tomando los valores de la Tabla VIII:

**Tabla VIII** Resultados de la gráfica Semi-Log

<b>Transmisibilidad</b>	1310.45 md.ft
<b>Permeabilidad</b>	65.52 md
<b>P @ dt=0</b>	2390.82 psia
<b>Daño</b>	1.71

Fuente: Datos obtenidos del Software Saphir

#### 4.2.2. Resultados Horner

Similar al gráfico de superposición, se debe tomar en consideración la existencia de una falla. La cual modificará la tendencia de la curva a tiempos tardíos. La línea de regresión debe trazarse entre puntos que modelen el correcto comportamiento de la gráfica con el fin de obtener los resultados esperados. Dichos resultados deberán luego ser sometidos a análisis y comparación respecto a los demás resultados entregados por el programa, los cuales deberán ser cercanos a los del método de superposición como se evidencia en la Tabla IX:

**Tabla IX** Resultados de la gráfica de Horner

<b>Transmisibilidad</b>	1314.4 md.ft
<b>Permeabilidad</b>	65.72 md
<b>P @ dt=0</b>	2401.43 psia
<b>Daño</b>	1.69

Fuente: Datos obtenidos del Software Saphir

#### 4.3. Resultados de productividad

Finalmente, para determinar el potencial del pozo es necesario realizar el estudio de la productividad del pozo. De esta forma, estaremos en la capacidad de determinar la relación entre la presión y el caudal del pozo, para poder concluir si es técnico aumentar la tasa de producción, o debe mantenerse o si, por el contrario, debe disminuir. En la tabla X se muestran los resultados de la productividad del pozo "FICT 502".

**Tabla X** Resultados de la gráfica de IPR

<b>Presión de Burbuja</b>	800 psia
<b>Caudal máximo Combinado</b>	1112.4 BFPD
<b>Índice de Productividad</b>	0.566019 (STB/D)/psia

Fuente: Datos obtenidos del Software Saphir

# CAPÍTULO 5

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se indica un análisis detallado del comportamiento “FICT 502 yacimiento UI” según los parámetros PVT; graficas Semi-Log, Log-Log y de Productividad.

La prueba se realizó posterior a operaciones de reacondicionamiento debido a que existía la presunción de un packer desasentado. La producción total estabilizada registró un BSW de 88%, lo cual podría ser el resultado de grandes cantidades de fluido inyectado durante los trabajos anteriores de reacondicionamiento del pozo.

Según el sensor de fondo la prueba registró presiones fluyentes superiores al punto de burbuja, el cual se lo tiene estimado en 800 psi, por lo que en el yacimiento no hay presencia de gas libre. Es decir, se trata del caso de un yacimiento subsaturado (Petróleo y agua).

## **5.1. Análisis de parámetros PVT**

Debido al elevado corte de agua presente en el fluido de producción, los parámetros PVT del crudo no son los que se deben ingresar en el programa. Es necesario utilizar el modelo de Perrine para considerar las propiedades de la mezcla y realizar las corridas de manera aproximada.

Por otro lado, en caso de conocer todos los parámetros requeridos, pueden ingresarse esos datos y el programa se encargará de calcular los valores para utilizarlos en la simulación y en la obtención de resultados.

## **5.2. Análisis de resultados de la prueba**

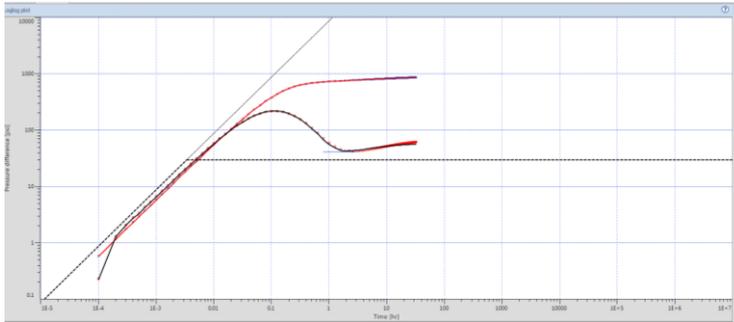
### **5.2.1. Análisis de resultados Log-Log**

Revisando las gráficas Log-Log podemos observar claramente las tres regiones de una prueba presión como es: tiempos tempranos, medios y tardíos.

Se tiene un flujo lineal una vez finalizada la región de tiempos tempranos, es posible establecerla por la pendiente de 0.5 en la gráfica de  $\Delta P$ , aunque en la curva derivativa no es posible determinarla debido a que se encuentra afectada por el almacenamiento.

El daño total es positivo, pero debido a la inclinación del pozo, se tiene un daño geométrico negativo. La sensibilidad al aumento del ángulo de inclinación y la longitud de los disparos genera un daño geométrico negativo de mayor magnitud debido a que se aumenta la exposición del pozo en la formación y de la misma manera se aumenta el caudal de producción. La estabilización de la derivada de Bourdet simula un comportamiento de yacimiento infinito, cuando se produce una desviación del IARF de ésta curva es debido a los efectos de la falla en el yacimiento.

La prueba de Build-Up ha tenido un Match bastante aproximado al utilizar el modelo de una falla sellante, de no flujo, y de baja compresibilidad total que son los motivos que genera la desviación final en la curva derivativa. Para realizar comparaciones entre los resultados después del reacondicionamiento es recomendable recurrir a datos de geología y sísmica de las operaciones de perforación para evaluar la efectividad del trabajo realizado.

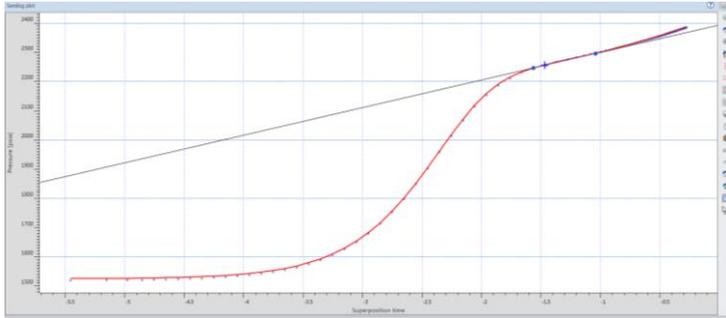


**Figura 5.1** Gráfica Derivativa con el Match del Modelo.  
**Fuente:** Software Saphir

## 5.2.2. Análisis de resultados Semi-Log

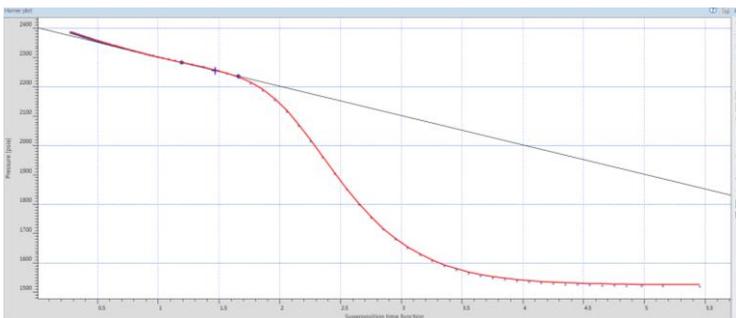
### 5.2.2.1. Comparación de resultados obtenidos a partir de las metodologías Log-Log y Semi-Log

Los gráficos Semi-Log permiten identificar los regímenes de flujo con almacenamiento o daño, flujo lineal y pseudoradial. Además, ayudan a obtener resultados complementarios en el análisis de una prueba de presión. En el caso de que éstos resulten significativamente diferentes a los del análisis Log-Log, deberán modificarse los parámetros PVT o del reservorio hasta obtener resultados aproximados.



**Figura 5.2** Gráfico Semi-Log con el match y la línea de regresión.  
**Fuente:** Software Saphir.

En la figura 5.3 se ilustra el comportamiento de la curva de Horner, una vez que los efectos de almacenamiento terminan, se observa una tendencia lineal que corresponde al flujo Pseudoradial (IARF). A partir de la utilización de regresión lineal se estima el valor del daño total. Similar proceso es en el caso que ilustra el gráfico de Tiempo se Superposición. La diferencia entre estos gráficos es el sentido hacia donde los puntos tienen carácter creciente.



**Figura 5.3** Gráfico de Horner – Regresión Lineal: P vs. Log ( $\Delta t$ )  
**Fuente:** Datos obtenidos del Software Saphir

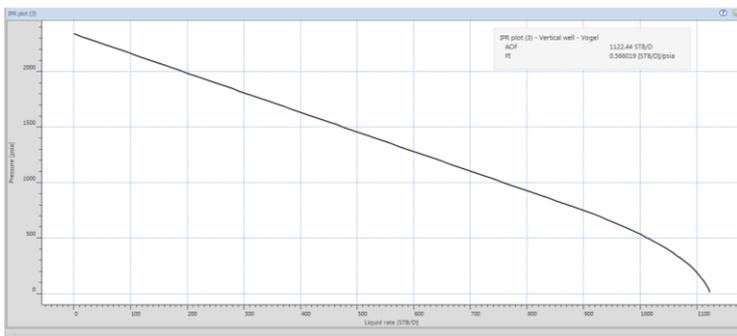
Los resultados obtenidos con los gráficos de Superposición y de Horner ratifican los que determinó el gráfico Log-Log de  $\Delta P$  y la derivada de Bourdet. Los puntos para la regresión lineal deben ser escogidos de la región de flujo Psuedoradial, ya que el flujo Hemi-radial se manifiesta debido a la presencia de una falla. Para una prueba de mayor duración, la presión volvería a mostrar linealidad con una pendiente del doble de la inicial, lo cual requeriría de un análisis de regresión lineal doble o compuesto. La distancia a la falla se la aproximaría conociendo la intersección de las dos rectas.

### **5.2.3. Análisis de productividad**

Una vez determinado el modelo que describe el comportamiento del Pozo "FICT 502", es recomendable determinar el índice de productividad para evaluar el comportamiento del pozo después del reacondicionamiento del pozo a partir de la prueba Build-Up. De esta manera se podrá cuantificar la capacidad de producción del fluido de la formación (IP) y el AOF. Comparación del IPR de Vogel y de Darcy

La principal diferencia entre estos modelos de IPR es la forma de la curva: lineal en el caso de Darcy y curvilíneo en el caso de Vogel. El segundo modelo no es una recta debido a que considera la presencia de gas en el reservorio, por lo que el caudal de crudo se reduce mientras la recuperación de gas aumenta.

En la figura 5.4 se ilustra el comportamiento del IPR del pozo con su respectivo AOF de 1112.4 BFPD. Hay una diferencia de 217.6 BFPD entre el AOF del modelo de IPR de Darcy en comparación con el modelo combinado. Esto sucede debido a que la movilidad del gas es mayor que la del petróleo, por lo tanto, a presiones por debajo del punto de burbuja se empezará a producir más gas, se creará una capa de gas sobre el crudo en el yacimiento y disminuirá el flujo de petróleo hacia el pozo.



**Figura 5.4** Gráfica del IPR Vogel  
**Fuente:** Software Saphir

**Tabla XI** Comparación de Caudales Máximos e IPR

<b>AOF Darcy</b>	1330 (BFPD)
<b>AOF Vogel</b>	1112.4 (BFPD)
<b>Qb</b>	877 (BFPD)
<b>IP Darcy</b>	0.566019 (STB/D)/psia

**Fuente:** Datos obtenidos del Software Saphir

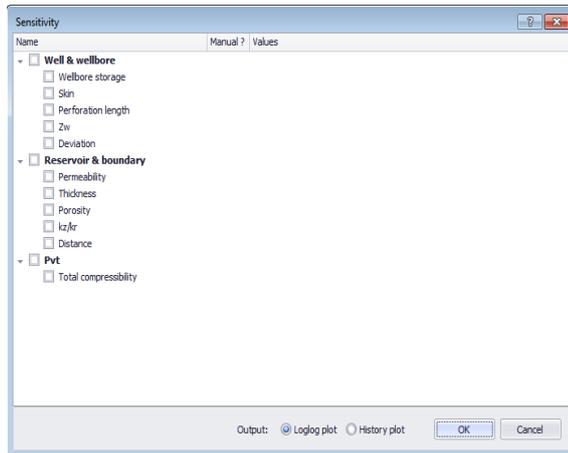
El caudal a producirse al punto de burbuja luego del reacondicionamiento es de 877 BFPD y si se considera mantener el mismo caudal de la prueba (483 BFPD) se tendría una presión de fondo fluyente de 1497 psia.

### **5.3. Caudal total de fluido**

Se ha determinado que la presión de burbuja es de 800 psia, dado que el reservorio se encuentra a presión por encima de este valor se infiere que no hay presencia de gas libre en el yacimiento, por lo que nos encontramos en condiciones de IP lineal representado por el modelo de Darcy. Sin embargo, el software elaboró la curva del IP con el método combinado (Darcy y Vogel) para poder determinar el AOF. Si no consideramos el efecto del gas en el yacimiento (modelo de Darcy) el AOF resultaría ser de 1330 BFPD.

### **5.4. Análisis de Sensibilidad**

Una vez escogido el match que mejor represente al modelo del pozo, se puede proceder a generar curvas comparativas para diferentes parámetros como se muestra en la figura 5.5:



**Figura 5.5** Ventana de parámetros para el análisis de sensibilidad.  
**Fuente:** Software Saphir.

Deben seleccionarse los parámetros que se requieren analizar y el rango de valores a mostrar ser analizados, o puedes ingresarse valores puntuales. Estos serán los valores respecto a los cuales llevarán a cabo las comparaciones.

#### **5.4.1. Sensibilidad al Daño**

El daño es un parámetro determinante en el modelamiento del sistema. En este caso se realizó el análisis de sensibilidad valores diferentes del determinado por el software, para hacer la comparación de resultados. Como se observa en la 5.6. En ambos casos, las curvas se han desfasado, considerablemente hacia abajo, de la secuencia de datos de la prueba de

pozos. Por lo que se verifica que existe una alta sensibilidad a la variación de este parámetro, tanto en la curva de  $\Delta P$  como en la derivativa.

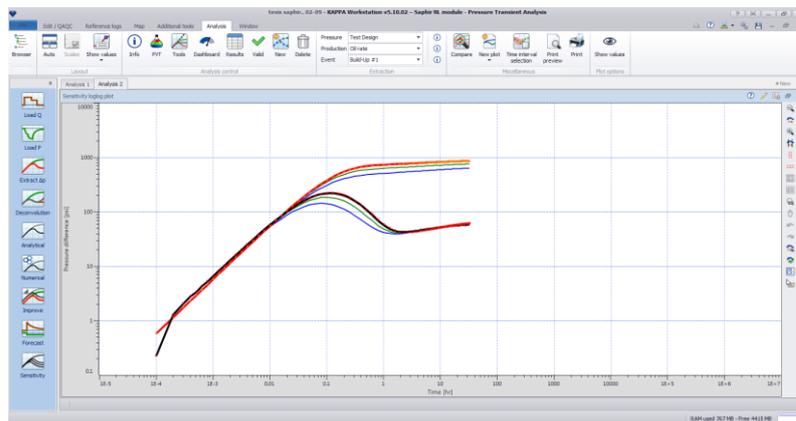
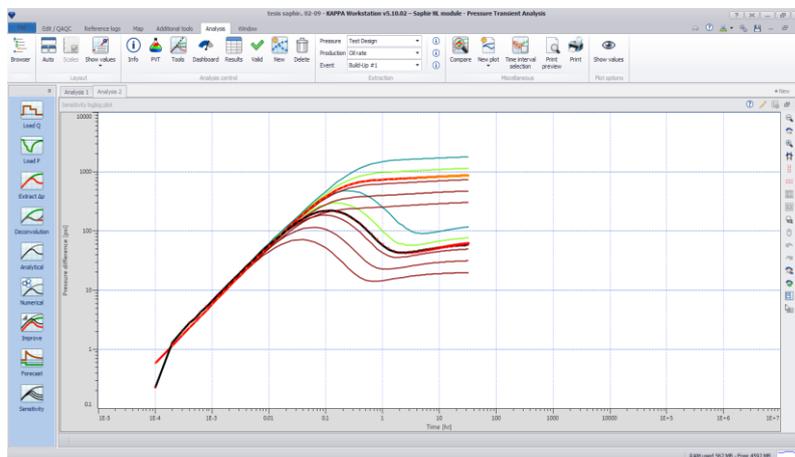


Figura 5.6 Gráfica Log-Log de la Sensibilidad al Daño  
Fuente: Datos obtenidos del Software Saphir

#### 5.4.2. Sensibilidad a la permeabilidad

Otro de los parámetros de interés es la permeabilidad, debido a que está ligada al daño. En este caso, conociendo el valor calculado analíticamente por el software, se han escogido cinco diferentes valores de permeabilidad para observar la sensibilidad del modelo. El modelo tiene una alta sensibilidad a la variación de este parámetro y como se observa, para valores mayores de permeabilidad, la tendencia de ambas curvas desciende. Esto sucede debido a que se generaría una menor caída de presión en el

pozo y los efectos de almacenamiento afectarían por un intervalo de tiempo menor. Sucede todo lo contrario para permeabilidades menores como se ilustra en la figura 5.7:



**Figura 5.7** Gráfica Log-Log de la Sensibilidad a la Permeabilidad.  
**Fuente:** Datos obtenidos del Software Saphir.

# CAPÍTULO 6

## 6. Conclusiones y recomendaciones

### 6.1. Conclusiones

1. El modelo que mejor describe el comportamiento del sistema es: Pozo direccional con almacenamiento constante, yacimiento homogéneo con una falla sellante.
2. A partir del análisis de prueba del pozo "FICT 502" se determinó una permeabilidad efectiva a la mezcla de fluido producido es de aproximadamente 66 md. Este valor corrobora con los tres resultados de las gráficas: Derivada de Bourdet, gráfico de Horner y de superposición.
3. Según datos de núcleos, la permeabilidad promedio antes del reacondicionamiento y prueba de presión, era de 61md., lo cual concuerda con los resultados obtenidos debido a que no se ha realizado tratamiento de estimulación alguno.

4. La prueba de Build-Up fue corrida con los procedimientos adecuados ya que el pozo produjo a tasa estabilizada por el tiempo suficiente para validar los procedimientos de interpretación. Por otra parte, el tiempo de cierre fue lo suficientemente largo, para poder identificar los efectos de frontera del yacimiento. Debido a la alta calidad de las mediciones de presión, se determinó con un alto grado de certeza que el pozo está ubicado a 3158.68 ft. de una falla sellante.
  
5. La buena calidad de los datos medidos por el sensor durante la prueba de presiones transitorias ha conllevado a una interpretación aceptable del modelo del yacimiento. Por lo tanto, los resultados ofrecen una alta confiabilidad.
  
6. La tendencia final de la derivada de Bourdet confirma la existencia de una falla. En caso de haber podido realizar la prueba durante un periodo más largo, se hubiera podido observar que su tendencia volvería a ser horizontal.
  
7. En comparación con pozos vecinos, se observa una ventaja en el pozo desviado debido a que presenta un daño negativo por la geometría del pozo y mayor exposición del intervalo disparado a lo largo del yacimiento. Por lo cual su productividad se ve incrementada en comparación a los

demás pozos. Es por esta razón que en ingeniería de producción se prefieren los pozos horizontales, aunque terminan representando una inversión mayor.

8. Es posible incrementar el caudal de fluido producido debido a que el caudal al punto de burbuja es de 877 BFPD. Aunque el IPR del pozo no es muy alto. Con el caudal de prueba se tendría una caída de presión aproximada de 853 psi.
9. El repunzonamiento del pozo con cargas con propelente luego del cambio de completación fue exitoso pues aumentó la productividad del mismo debido a que disminuyó el factor de daño total de 3.1 a 1.67.
10. Usando el modelo de pozo desviado, fue posible determinar: el ángulo de desviación del pozo, la permeabilidad promedio, el daño total, la anisotropía, entre otros parámetros de interés, que coincidieron con la información del departamento de perforación. Esto permite comprender de mejor manera el efecto de la geometría del pozo en la productividad del sistema.
11. Las gráficas de Bourdet y Gringarten son altamente sensibles a la variación de parámetros como: daño, longitud efectiva de disparos,

permeabilidad, espesor de la formación, anisotropía, distancia del pozo a la falla, compresibilidad total de la formación y efecto de almacenamiento. Por otro lado, hay otros parámetros que no modifican considerablemente el comportamiento de las curvas tipo, estos son:  $Z_w$ , ángulo de inclinación y porosidad de la formación.

## **6.2. Recomendaciones**

1. Para cumplir con los objetivos de una evaluación, es fundamental permitir que la misma simule las condiciones de producción del sistema a largo plazo. Por ello, se recomienda evaluar después de que el yacimiento ha descargado el agua de matado y se haya estabilizado el BSW. De esta manera se reduce la complejidad del análisis multifásico en el yacimiento.
2. Deben escogerse dos puntos del flujo Pseudoradial en los análisis de regresión de los gráficos Semi-Log, debido a que, para tiempos mayores se tiene una desviación en la tendencia como respuesta de la existencia de una falla. Por lo tanto, se generarán errores en el resultado de los parámetros que calculan estos gráficos.
3. Para definir el modelo del yacimiento a simular, debe consultarse fuentes en las que se indique la geometría del yacimiento. Los tiempos de producción y de cierre pueden ser incrementados en futuras pruebas,

esto con el objetivo de que se alcance el flujo transiente antes de cerrar el pozo y tomar los registros de la prueba de Build-Up, con valores estabilizados y que puedan ser mejor representados en los gráficos Semi-Log. De este modo, se trata de evitar simulaciones erróneas de las distancias del pozo a la falla.

4. En lo posible, realizar la prueba a caudal constante para que los desarrollos de las corridas de datos sean realizados con menor complejidad por parte del programa. En caso de ingresar los datos de producción manualmente, tomar en cuenta el comportamiento de la presión durante la prueba.
5. Se recomienda verificar y complementar los resultados obtenidos a partir de las pruebas de presión con información de otras fuentes y reducir la incertidumbre asociada. Es fundamental contar con información de perforación del pozo como ángulo de desviación, profundidad total, etc. La información geológica, en especial la sísmica puede ayudar a estimar la distancia del pozo a la falla de manera confiable.
6. Al momento de utilizar la herramienta de regresión lineal para verificar la consistencia de los resultados obtenidos a partir del análisis Log-Log, con el análisis Semi-Log, es necesario tener claro las características de las

pendientes de las rectas en la región de tiempos tempranos, medios y tardíos. Recordando que los puntos escogidos para calcular las pendientes, no deben incluir el intervalo donde el flujo toma comportamiento Hemi-radial. Ya que éstos influyen en las mediciones de los sensores de fondo. En todo caso, se debe escoger un análisis compuesto para considerar las dos pendientes que van a observarse en el gráfico Semi-Log.

7. Para realizar los análisis de sensibilidad, se debe escoger realizar máximo 3 o 5 comparaciones. De lo contrario, las nuevas curvas serán difíciles de diferenciar gráficamente.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Colmont, G. (2012). *Apuntes de Flujo en Medios Porosos*. Guayaquil.
2. Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. Westford: Prentice Hall PTR.
3. Houzé, O., Viturat, D., & Fjaere, O. S. (1998-2012). *Dynamic Data Analysis*.
4. Jamiolahmady, M., & Stewart, G. (2012). *Well Test Analysis*. Edinburgh, Reino Unido.
5. Lee, J., Rollins, J. B., & Spivey, J. P. (2003). *Pressure Transient Testing*. SPE Textbook Series.
6. Mott, R. L. (2006). *Mecánica de Fluidos Aplicada* (Sexta ed.). México: Prentice Hall Hispanoamericana, S.A.
7. Sepúlveda Gaona, J. A., & Escobar Macualo, F. H. (2005). *Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de mallas*. Neiva: Universidad Surcolombiana.

