

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
INGENIERIA DE PETROLEO



**“ANALISIS Y APLICACIÓN DE MODELOS DE FLUJO Y LIMITES DEL
RESERVORIO MEDIANTE LA UTILIZACION DE PRUEBAS DE PRESION
REALIZADAS EN LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS DEL PAIS”**

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADO POR:

ROMMEL GERMAN HUAYAMAVE TORRES

RICHARD JAVIER MURILLO RAMOS

ENRIQUE VLADIMIR ZAMBRANO BAZARAN

GUAYAQUIL – ECUADOR

2011

AGRADECIMIENTO

Dedico este gran logro a DIOS TODO PODEROSO por permitirme la vida, ante todo, por brindarme su compañía y protección, por darme fortaleza para enfrentar los obstáculos y dificultades. Gracias te doy a ti señor por colocar en mi camino a personas que supieron guiarme en los momentos más difíciles de mi vida y carrera.

DEDICATORIA

A MI FAMILIA, A MIS PADRES JENNY Y GERMAN QUE SUPIERON ESPERAR PACIENTEMENTE ESTE LOGRO, APOYÁNDOME DANDO AFECTO, CONFIANZA, PROTECCIÓN Y POR ENSEÑARNOS QUE CON SACRIFICIO Y DEDICACIÓN SE OBTIENE LAS COSAS DESEADAS PARA BIEN.

A MIS HERMANOS, GERSON, NILTON, ROLANDO, GRACIAS!

A MI SEGUNDA MADRE MARCELA.

A MIS SOBRINOS, POR SER UNA ALEGRÍA EN MI VIDA.

A MI NOVIA MARÍA ELENA POR EL APOYO Y CARIÑO INCONDICIONAL QUE ME BRINDA TODOS LOS DÍAS.

ROMMEL HUAYAMAVE TORRES

DEDICATORIA

Dedico la tesis a mi madre porque me apoyo de manera incondicional con el anhelo de que alcance mis metas y sea un buen profesional, a mi padre porque con de él aprendí que hay cosas malas y buenas en la vida, a mi hermana Belky's por siempre darme su voz de aliento cuando se presentaron dificultades, a mi hermano Jaime porque asumió la responsabilidad sobre mi cuando más lo necesite, a mi novia Vanessa C. por siempre incentivarme a que siga adelante y por mostrarme que en la vida es mejor ser realista que idealista, a mis amigos por siempre estar ahí dando su mano para levantarme y seguir, y en especial a mis amigos Rommel H. y Enrique Z. por haber trabajado arduamente conmigo en la tesis.

RICHARD MURILLO RAMOS

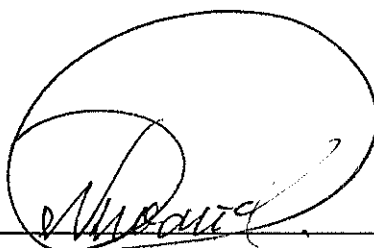
DEDICATORIA

DEDICO ESTE TRABAJO A MIS PADRES, ROSA Y ENRIQUE QUE HAN SIDO MIS PILARES EN LA VIDA, QUIENES ME HAN BRINDADO SU CARINO Y APOYO, A MIS HERMANOS ANTHONY, KEVIN Y SORAIDA POR BRINDARME SUS CONSEJOS, A SKARLEY LA NINA DE MI CORAZÓN, LUZ DE MI VIDA Y A MIS TIOS, TIAS, PRIMOS Y PRIMAS QUE ME BRINDAN CADA DIA SUS ORACIONES.

A DIOS POR PERMITIRME CADA DIA EL VIVIR MI VIDA Y DARME FUERZAS PARA ALCANZAR MIS OBJETIVOS Y METAS.

ENRIQUE ZAMBRANO BAZARAN

TRIBUNAL DE GRADUACION

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'G. Proaño', is written over a horizontal line. The signature is stylized with large loops and a long horizontal stroke extending to the right.

ING. GASTON PROAÑO

SUBDECANO DE FICT

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'B. Miranda', is written over a horizontal line. The signature is stylized with large loops and a long horizontal stroke extending to the right.

ING. BOLIVAR MIRANDA

DIRECTOR DE TESINA-FICT

DECLARACIÓN EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD DEL CONTENIDO DE ESTA TESIS DE GRADO, ME
CORRESPONDE EXCLUSIVAMENTE; Y EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE
LA MISMA A LA ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".



ROMMEL GERMAN HUAYAMAVE TORRES

RICHARD JAVIER MURILLO RAMOS



ENRIQUE VLADIMIR ZAMBRANO BAZARAN

INDICE GENERAL

CAPÍTULO I

1.1. Introducción	1
--------------------------------	----------

CAPÍTULO II

2.1 Pruebas de presión.....	6
2.1.1 Objetivos de las pruebas de presión.....	8
2.1.2 Regímenes de Flujo.....	8
2.1.2.1 Efecto de almacenaje.....	10
2.1.2.2 Flujo lineal.....	14
2.1.2.3 Flujo bilineal.....	15
2.1.2.4 Flujo esférico.....	16
2.1.3 Funciones de una prueba de presión.....	17
2.1.3.1 Capacidad de flujo y permeabilidad efectiva.....	18
2.1.3.2 Presión estática del yacimiento.....	21
2.1.3.3 Índice de productividad, actual e ideal.....	22
2.1.3.4 Radio de daño y factor de daño.....	23

2.2 Clasificación de las pruebas de presión

2.2.1 Prueba DST.....	25
2.2.2 Pruebas de Restauración de presión (Build up test).....	30
2.2.3 Pruebas de Declinación (Drawdown).....	33
2.2.4 Prueba de Tasas múltiples (MRT).....	35
2.2.5 Prueba de Caída de presión en pozos inyectoros (Fall off Test).....	36
2.2.6 Pruebas de Interferencia (interference testing).....	37

2.3 Métodos para la evaluación de las Pruebas de Presión

2.3.1 Método de Horner.....	39
2.3.2 Método de Miller, Dyes, Hutchinson (MDH).....	44
2.3.3 Método de Mathews Brons Hazebrook (MBH).....	50
2.3.4 Método de la Derivada.....	53
2.3.5 Método de las Curvas tipo.....	59

CAPÍTULO III

3.1 Modelos de flujo

3.1.1 Introducción.....60

3.1.2 Modelos de flujo del reservorio.

3.1.2.1 Modelo de Penetración parcial.....62

3.1.2.2 Modelo de Flujo radial.....64

3.1.2.3 Modelo de Fractura finita.....65

3.1.2.4 Modelo de Fractura infinita.....68

3.1.2.5 Doble porosidad – estado pseudo estable.....71

3.1.2.6 Modelo de Doble porosidad – flujo transiente.....75

3.1.2.7 Modelo de Doble permeabilidad.....77

3.1.2.8 Modelo de flujo Radial compuesto.....78

3.1.3 Modelos de límite del reservorio

3.1.3.1 Modelo de Acción infinita.....81

3.1.3.2 Modelo de falla simple (Single fault).....84

3.1.3.3 Presión constante en el límite.....86

3.1.3.4 Fallas paralelas (parallel fault).....88

CAPITULO IV

4.1 Aplicación del software Pansystem para la interpretación de Pruebas de Presión.

4.1.1 Fundamentos básicos.....91

4.1.2 Registro de campo (Data).....94

4.1.3 Parámetros básicos del pozo y del yacimiento

4.1.3.1 Análisis PVT.....96

4.1.4 Muestreo de fondo.....98

4.1.5 Proceso de cálculo.....99

4.2 Modelos de flujo y de frontera

4.2.1 Importancia de la selección del modelo.....100

4.2.2 Utilización de información geológica, geofísica y petrofísica.....104

CAPÍTULO V

5.1 Aplicación práctica de pruebas de presión en el Oriente Ecuatoriano

ESPOL01.....	109
ESPOL 03.....	117
ESPOL 04.....	125
ESPOL 05.....	133
ESPOL 06.....	141

CAPITULO VI

6.1 Conclusiones.....	149
6.2 Recomendaciones.....	156

Capitulo VII

7.1 Bibliografía.....	157
------------------------------	------------

CAPITULO I

INTRODUCCION

La siguiente tesina es un trabajo realizado para explicar el funcionamiento de una prueba de presión, las características de la misma y además los resultados obtenidos a través de su interpretación, otro aspecto a detallar son los conceptos básicos de una prueba de presión incluida toda la clasificación utilizada, en especial atención a las aplicadas en Ecuador, detallando los procesos de cada una de estas y sus resultados que nos brindan.

Las herramientas encargadas de medir los datos básicos de una prueba de presión que son presión, temperatura y caudal se llamas ELEMENTOS DE PRESION Y TEMPERATURA. El tiempo de duración y el tipo de prueba de presión varía según las necesidades del que la pida.

Al abrir un pozo se impone un golpe o disturbio en el reservorio (cambio de presión), a raíz del cual se forman las ondas de presión que pueden describirse por ecuaciones matemáticas, que ayudan a determinar las características del yacimiento.

La información proporcionada por una prueba de presión es utilizada para determinar características o propiedades propias del yacimiento, como permeabilidad, daño de formación entre otras muchas.

Existen muchas pruebas de presión pero las más utilizadas son la prueba de Restauración de Presión o Buildup y la de agotamiento o Drawdown, la primera realizada mediante el cierre total del pozo mientras la segunda dejando que el pozo produzca, la tasa y la presión son registradas en función del tiempo.

Además estudiaremos algunos de los diferentes modelos del reservorio y los límites con los que se puede encontrar el mismo. Tales modelos de flujo y de límites de reservorio pueden ser representados con curvas de presión vs. Tiempo y con curvas de la derivada de la presión vs. Tiempo. Las mismas que más adelante serán analizadas en el programa llamado PanSystem.

El primer modelo que se presenta es el Modelo de Penetración Parcial, el cual se presenta cuando el pozo es revestido por encima del intervalo productor y solo una pequeña parte del revestimiento es perforada.

El segundo modelo que se presenta es el Modelo de Flujo Radial, este puede ser visto en la mayoría de los pozos, más aun los tiempos tempranos de la perforación.

El tercer y cuarto modelo están relacionados con las fracturas por lo que debemos saber que la orientación de las fracturas hidráulicas es función de la distribución de esfuerzos en la formación. Si el esfuerzo menos importante en la formación es horizontal, entonces se obtendrá una fractura vertical. Por otra

parte, si el esfuerzo menos importante es vertical, entonces tendrá lugar una fractura horizontal. Sin embargo, hay una creencia general en que las fracturas verticales se obtienen a profundidades mayores de 3000 ft.

El siguiente modelo es el modelo de doble porosidad el cual existe cuando los fluidos fluyen de un más alto coeficiente de almacenamiento a un coeficiente de almacenamiento media más bajo.

El modelo de flujo radial compuesto comprende dos zonas concéntricas, con su centro en el pozo, que tienen diferente movilidad o coeficiente de almacenamiento.

Los modelos de límites del reservorio hacen referencia a las barreras con las que se puede encontrar un yacimiento.

El software PanSystem ha sido el líder del sector del programa y análisis de la prueba por más de 20 años. Se trata de una herramienta de software robusto y fácil de usar, que ofrece múltiples opciones para los modelos y análisis. Estas opciones incluyen estándares de la industria, así como los modelos definidos por el usuario para mayor flexibilidad. En última instancia, la aplicación PanSystem proporciona una manera de simplificar el complejo de las pruebas y transitoria a través de un análisis detallado, simulación y generación de informes.

El software PanSystem se dedica a la realización de pruebas transitorias, así, una función técnica clave en la industria de petróleo y gas. A la presión del pozo de prueba transitorio que tiene la capacidad única para obtener información desde dentro de la reserva que rodea el pozo, y con las pruebas adecuadas y las técnicas de análisis puede proporcionar una gran cantidad de datos:

- La permeabilidad del depósito en general y, en algunos casos, la región vecina al pozo
- La eficiencia de la terminación, el tamaño efectivo del intervalo abierto (más de la vida útil del pozo)
- Estructura del reservorio (límites, heterogeneidades)
- Presión de reservorio
- Área de drenaje, el volumen de poros conectados, en su lugar inicial de los hidrocarburos
- Permeabilidad vertical, la comunicación vertical en los sistemas de capas
- Vida útil del pozo
- La comunicación entre los pozos.
- Capacidad de entrega y de referencia pronóstico de producción

CAPITULO II

En este segundo capítulo detallaremos conceptos básicos y la clasificación de las Pruebas de Pozos que se aplican en la industria petrolera, y especialmente se analizará los tipos de pruebas que son utilizadas en los campos hidrocarburíferos del Distrito Amazónico Ecuatoriano, detallando los procesos de cada una de estas y los parámetros del reservorio que se obtienen.

Los elementos de medición de presiones registran el disturbio causado en el reservorio (cambio de presión), debido a la producción de fluidos y por este efecto se forman las ondas de presión que pueden describirse a través de ecuaciones matemáticas, que ayudan a determinar las características del medio poroso en un yacimiento.

El comportamiento de un reservorio puede ajustarse a un determinado modelo matemático, mediante relaciones de los datos reales utilizando simuladores, a los cuales ingresan los datos obtenidos en las pruebas de presión de los pozos y como resultado final se obtiene un ajuste del comportamiento del yacimiento hidrocarburífero, Mediante este procedimiento, se puede determinar si se trata de un reservorio infinito o un reservorio cercano a una falla o barrera; ó si existe la influencia de un acuífero cercano, entre los más comunes.

Existen simuladores matemáticos numéricos y analíticos. Numérico sería en el caso de que se tomen fracciones del yacimiento, dividido en mallas; lo cual nos permite calcular el movimiento de fluidos en cada una de las celdas de la malla, y en el caso de nuestro trabajo de Pruebas de pozos, se refiere a la aplicación de una fórmula general, con solución exacta.

2.1 PRUEBAS DE PRESIÓN

¿Qué es una Prueba de Presión?

Es el proceso por el cual se registran los cambios de presión que experimentan los fluidos del yacimiento ante el estímulo producido por los cambios de la tasa de producción de un pozo, es decir un cambio de presión, y en su área de drenaje es registrado y depende de las características propias de cada yacimiento.

La respuesta del yacimiento está determinada por parámetros tales como: la permeabilidad efectiva; el factor de daño de la formación; la compresibilidad de los fluidos y de la roca; su solubilidad, el tipo de fluidos presentes en el mismo, así como de su estado con respecto de la presión de saturación.

Una prueba de presión es la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento.

Del análisis de las pruebas de presión se puede determinar lo siguiente:

- La presión promedio del yacimiento del área de drenaje.
- Permeabilidad de la formación.
- Determinar el grado de daño a la formación durante la perforación y completación del pozo.
- Cuan efectivo o eficiente ha sido una estimulación o tratamiento del pozo.
- El potencial del pozo y su eficiencia de flujo
- Estructura geológica.

La combinación de los datos de prueba de presión obtenidos anualmente conjuntamente con los datos de producción nos ayuda a estimar la cantidad recuperable de petróleo, al graficar la presión promedio anual del yacimiento contra la NP de la zona en estudio.

Es importante tomar en consideración lo siguiente:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba de acuerdo a pruebas anteriores.
- Estimar la respuesta de presión esperada.
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener claras las condiciones del pozo

La consideración correcta de cada uno de estos parámetros determinara el éxito o fracaso de una prueba de presión.

2.1.1 Objetivos de las pruebas de presión

Al realizar una prueba de presión a un reservorio se busca como objetivo:

Determinar información necesaria para la evaluación y caracterización de un reservorio, tales como: su permeabilidad efectiva; su presión fluyente y estática y su potencial; ayudará a predecir el desempeño del mismo y a diagnosticar el estado de la formación y la conformación geológica del reservorio en base del flujo de fluidos en el medio poroso.

Las propiedades del yacimiento son determinadas a través de pruebas de pozos, principalmente utilizando mediciones de dos variables: tasa de producción y presión.

2.1.2 Regímenes de Flujo

Hay varias formas geométricas comunes o patrones de flujo que ocurren en diferentes modelos del reservorio. Estos patrones de flujo incluyen: flujo radial, flujo lineal y flujo esférico.

Un solo modelo de reservorio exhibiría diferentes patrones de flujo a diferentes tiempos. Por ejemplo un pozo vertical en un canal del reservorio exhibirá flujo

radial en los momentos iniciales, antes de que el transiente de presión haya alcanzado los bordes del canal. Poco tiempo después el pozo exhibirá flujo lineal debido a que el transiente se mueve abajo del canal. Estos regímenes de flujo ocurren en una secuencia predecible para un modelo del reservorio dado.

El termino modelo de flujo enfatiza el hecho que el modelo de flujo puede cambiar con el tiempo.

Cada régimen de flujo causa una presión y presión derivativa que responden con una forma característica. La forma en que la presión derivada responde es determinada por el régimen de flujo actual. Mientras la respuesta de la presión es también afectada por los regímenes de flujo que procede. Debido a esto, la presencia de un régimen de flujo particular se infiere a menudo de la forma de la presión derivativa.

Mientras la respuesta de la presión característica para la mayoría de los regímenes de flujo puede ocurrir a una temprana prueba de flujo o una prueba de buildup, pocos comportamientos de flujo corresponden solo a un tipo de prueba.

Para pruebas de buildup, la mayoría de los regímenes de flujo exhibirán una presión característica, que se presenta cuando cambia la presión y la presión

derivativa, que es graficada versus tiempo de cierre temprano (Δt) o su proporción equivalente de tiempo (Δt_e).

2.1.2.1 Efecto de Almacenamiento (WBS)

Debido a que la tasa de flujo durante las pruebas de presión se controla desde superficie, una tasa constante no asegura que la entrada de fluidos en la cara de la arena también sea constante. Este fenómeno es llamado Efecto de Almacenamiento.

- **Efecto de almacenamiento en un Drawdown**

Existen dos tipos de efecto:

- Efecto debido a la expansión de los fluidos (fluido monofásico)
- Efecto debido al cambio en el nivel de fluido en el espacio anular entre tubing y casing.

Durante este período se cumple:

$$q = q_f + q_{wb}$$

Dónde:

q: Tasa de flujo en superficie, bbl/día

q_f: Tasa de flujo de formación, bbl/día

q_{wb} : Tasa de flujo proveniente por almacenamiento, bbl/dia.

“Análisis de presiones durante este período no se puede hacer por métodos convencionales”

Cada uno de estos efectos puede ser cuantificado por medio del Factor de Almacenamiento

Este (WBS) debería ser calculado para la configuración de cada pozo y los fluidos presentes en pozo en el momento del cierre.

- **Efecto debido a la expansión de los fluidos (fluido monofásico)**

Para un pozo lleno de un fluido monofásico, el coeficiente WBS puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$C_{FE} = V_{wb} c_{wb}$$

Dónde:

V_{wb} : Volumen de fluido en el pozo, bbl

c_{wb} : Compresibilidad del fluido en el pozo, 1/lpc

- **Efecto debido al cambio en el nivel de fluido en el espacio anular entre tubing y casing.**

Alternativamente para un pozo con un nivel de cambio de líquido en el que la superficie del líquido está a presión constante, el coeficiente WBS puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{144A_{wb} g_c}{5.615 \rho_{wb} g}$$

Donde:

A_{wb} : Área transversal espacio anular, ft²

ρ_{wb} : Densidad del fluido en el pozo, lb/ft³

El coeficiente WBS calculado usando la mas apropiada de estas ecuaciones debería estar dentro de orden de magnitud estimada de la línea de la pendiente unitaria (m=1) atribuida a WBS. Un coeficiente WBS más pequeño que el calculado de la configuración del pozo puede ser causado por un fenómeno conocido como redistribución de fases, el cual es una forma de WBS. Si el coeficiente WBS obtenido de la línea de la pendiente unitaria es de dos o más veces mayor en magnitud que el calculado a partir de la configuración del pozo, la línea de la pendiente unitaria es probablemente por

algo que no sea WBS. No es raro tener una franja pequeña de alta permeabilidad incrustada en un reservorio grande de baja permeabilidad.

Si esa franja tiene una permeabilidad suficientemente alta, puede producir una respuesta de la presión que presenta una línea de pendiente unitaria durante un “buildup” cuando el reservorio de menor permeabilidad recarga al compartimiento de alta permeabilidad.

- **Efecto de almacenamiento en un Buildup**

Se puede estimar tomando un punto de Δp y Δt de la recta log-log y con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{q\Delta t}{24\Delta p} = \frac{QB\Delta t}{24\Delta p}$$

2.1.2.2 Flujo lineal

Es otro régimen de flujo común. Durante el flujo lineal la presión es una función lineal de la raíz cuadrada del tiempo. En un diagnóstico de la grafica log-log, la información de la presión derivativa cae en una línea recta con una pendiente

$$m = 1/2$$

Si el régimen de flujo lineal es el primero en aparecer, o si este continúa por mucho tiempo, los datos de cambio de presión también se caerán en un medio-cuesta pero cambiado de sitio hacia arriba por un factor de dos. Una grafica cartesiana de presión vs raíz cuadrada del tiempo es usada en la línea recta para el análisis de la información durante el flujo lineal.

La pendiente de la línea recta da una estimación de $A\sqrt{k}$ donde k es la permeabilidad paralela a la dirección del flujo y A es el área seccional abierta al flujo.

El régimen de flujo lineal puede además ocurrir en muchos diferentes modelos de reservorio. En pozos verticales, el flujo lineal puede ocurrir en un reservorio con límites paralelos sin flujo (canales de reservorio). También puede ocurrir en pozos con una conductividad alta y fracturas verticales, así como en pozos horizontales en reservorios delgados.

2.1.2.3 Flujo bilineal

Este flujo ocurre solamente en un número limitado de modelos de reservorio. Para que el flujo bilineal ocurra debe haber un sistema de dos permeabilidades o sistema de doble permeabilidad. Una estrecha, alta-permeabilidad del sistema lineal que conecta al wellbore y un gran espesor, la baja permeabilidad del sistema es conectada al sistema de alta-permeabilidad. El transiente de presión se mueve simultáneamente abajo del sistema lineal de alta-permeabilidad y fuera del sistema de baja-permeabilidad. El sistema de flujo bilineal finaliza cuando el transiente alcanza un límite de cualquier sistema de permeabilidad

Durante este régimen de flujo, la presión es una función lineal de la raíz cuarta del tiempo. En un diagnostico de la grafica log-log, la información de la presión derivativa caerá en una línea recta, de pendiente $m = \frac{1}{4}$.

Si este flujo es el primero en aparecer, o continúa por mucho tiempo, los datos de la presión también caerán en la línea recta de la pendiente de $\frac{1}{4}$ que es paralela a los datos de la presión derivada. Pero cambiado de sitio hacia arriba por un factor de cuatro.

Una gráfica cartesiana de presión vs raíz cuarta del tiempo es usada en la línea recta para el análisis de los datos durante el flujo bilineal.

El régimen de flujo bilineal es más frecuentemente encontrado en pozos con baja conductividad a las fracturas hidráulicas. Un análisis de los datos del régimen de flujo bilineal es pozos fracturados da una estimación de la capacidad de flujo de la fractura (wk), con tal de que la permeabilidad de la formación k sea conocida. Aunque raro, el flujo bilineal también es posible en reservorios con dual porosidad o doble porosidad de transiente lineal.

2.1.2.4 Flujo esférico

El flujo esférico ocurre cuando el transiente es libre para expandirse en tres dimensiones. Durante este flujo, la presión es una función lineal de la recíproca de la raíz cuadrada del tiempo. En un diagnóstico del gráfico log-log, los datos de la presión derivativa caerá en una línea recta de $\frac{1}{2}$ pendiente negativa, mientras los datos de presión se acercan a un valor constante.

Una gráfica cartesiana de presión vs recíproco de la raíz cuadrada del tiempo es usada para el análisis de los datos durante régimen de flujo esférico.

La pendiente de la línea recta da una estimación de la permeabilidad geométrica.

El flujo esférico puede ocurrir en pozos verticales con penetración parcial o completaciones con entrada limitadas, o cuando solamente una o dos

perforaciones son abiertas al flujo. Este régimen de flujo comúnmente ocurre durante una prueba de formación registrada con wireline.

2.1.3 Funciones de una prueba de presión

Las funciones de una prueba de presión realizada a un yacimiento son las siguientes:

Obtener propiedades y características del yacimiento como:

- Permeabilidad.
- Presión estática del yacimiento.
- Predecir parámetros de flujo como:
- Límites del yacimiento.
- Daño de formación.
- Comunicación entre pozos
- Capacidad de flujo y Permeabilidad efectiva

2.1.3.1 Permeabilidad efectiva

La permeabilidad efectiva es otro parámetro que se puede obtener mediante el análisis de las pruebas DST, nuevamente con la aplicación de la teoría aplicada a las pruebas build-up. El uso de la tasa promedio del total recobrado dividido por el tiempo de flujo es suficiente para el uso de la fórmula:

$$\frac{kh}{\mu} = 162.6 \frac{qn}{\Delta p}$$

En el caso de no ser la curva de flujo una línea recta, nos indica que la tasa asumida “constante” no lo es. Esto altera el valor de la permeabilidad que se obtiene de la prueba, pero afortunadamente los requerimientos en la precisión de la permeabilidad no son estrictos por lo que el valor aproximado obtenido con el DST resulta útil. Dicho valor representa el promedio de todo el área de drenaje, de hecho este puede ser mejor que el que se obtiene de pruebas en núcleos.

- **Método para calcular permeabilidad efectiva en el campo**

Se requiere un sistema de doble cierre durante la prueba DST, donde en el primer cierre la presión se debe restaurar casi hasta la presión original y en el segundo cierre se necesitara que llegue a unas tres cuartas partes de la original.

El Procedimiento es el siguiente:

- Extender la presión inicial de cierre hasta interceptar la ordenada de la presión donde

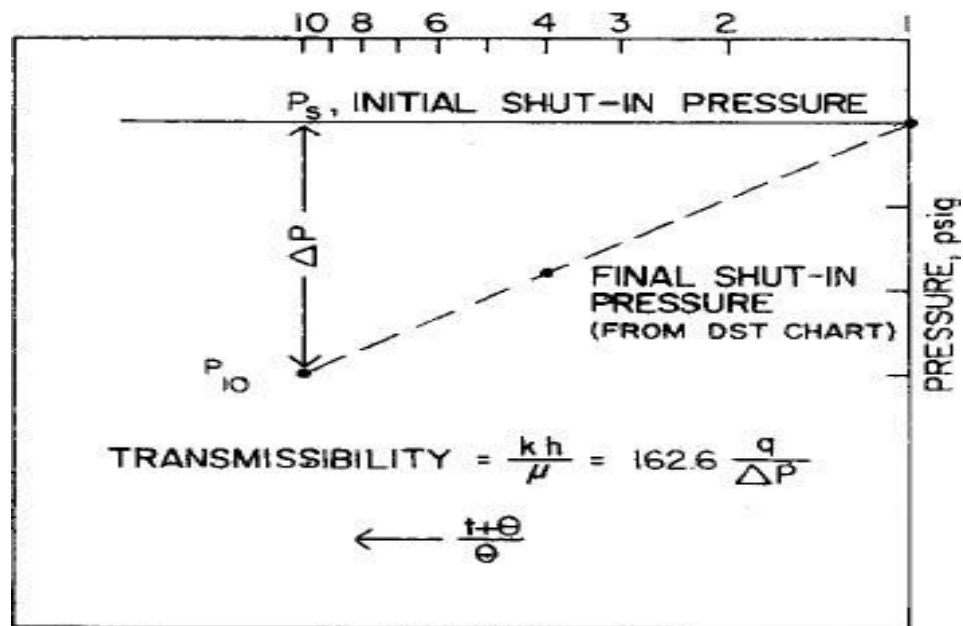
$$\frac{t + \theta}{\theta} = 1$$

- Unir este punto con el correspondiente a la presión final de cierre $(t + \theta)/\theta$ y donde el tiempo de apertura es (t) y el tiempo de cierre es (θ) .
- Extender la unión anterior hasta que corte la ordenada de presión donde

$$\frac{t + \theta}{\theta} = 10$$

Usando el ΔP que se genera por cada ciclo se calcula la permeabilidad efectiva de acuerdo a la ecuación:

$$\frac{kh}{\mu} = 162.6 \frac{qn}{\Delta p}$$



Técnica para interpretación de la permeabilidad efectiva de un pozo

2.1.3.2 Presión estática del yacimiento

Sin duda el conocimiento de la Evolución de la Presión Estática de un Yacimiento, a medida que se lo explota, es fundamental para la optimización del Modelado Dinámico del mismo, ya sea utilizando las herramientas de la Ingeniería Clásica de Reservorios o la Simulación Numérica Dinámica. De esa optimización surgirán distintas prácticas de explotación que permitirán maximizar los caudales y la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento.

La Evolución de la Presión Estática del Yacimiento tiene una directa relación con el tamaño poral efectivo del mismo, que responde al proceso de producción en marcha. Las determinaciones de ese Hidrocarburo en sitio se realizan mediante Balance de Materiales, que requiere el conocimiento de las Presiones Estáticas.

En definitiva la Presión Estática del Reservorio es una función compleja de las características estáticas del mismo, fundamentalmente de su tamaño poral efectivo ligado al proceso de producción en marcha, pero también de los mecanismos de producción, es una combinación de empuje por gas disuelto en el petróleo, expansión del petróleo y del casquete de gas, compactación de la roca y el agua y entrada limitada de agua.

2.1.3.3 Índice de productividad, actual é ideal

Si la presión promedio del reservorio y una presión de flujo son conocidas, el índice de productividad podría ser usado como una forma de validar la permeabilidad y factor de daño. El índice de productividad podría ser calculado de información del campo usando la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{p - p_{wf}}$$

El índice de productividad podría también ser estimado del modelo usando la siguiente ecuación:

$$J = \frac{kh}{141.5B\mu \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2} \right) - \frac{3}{4} + s \right]}$$

Si el índice de productividad observado y estimado no son consistentes uno con otro el modelo seleccionado debería ser re-evaluado.

2.1.3.4 Radio de daño y factor de daño

- **Factor de Daño**

El factor de daño del análisis debería ser consistente con la historia del pozo. Un factor de daño de -5 ó -6 para un pozo estimulado es poco probable.

(Tabla 1) Factores de Daño esperados para diferentes pozos estimulados y completados	
Tipo de estimulación o completacion	Factor de Daño
Completacion natural	0
Pequeño tratamiento Acido	-1
Tratamiento Acido intermedio	-2
Largo Tratamiento Acido o Tratamiento Pequeño de Fractura	-3
Tratamiento de Fractura Intermedio	-4
Largo Tratamiento de Fractura en Reservorio de Baja Permeabilidad	- 6
Muy Largo Tratamiento de Fractura en Reservorio de Alta	- 8

Permeabilidad	
---------------	--

Si el factor de daño es significativamente diferente al del estimulado, usando las pautas de la tabla 1, el análisis debería buscar una explicación para la discrepancia. Incluso para un pozo con una larga fractura hidráulica, un factor de daño más negativo que -6 debería ser revisado con precaución por el tiempo de

duración requerido para alcanzar flujo pseudoradial en un yacimiento de baja permeabilidad.

Se lo puede calcular con las siguientes fórmulas para diferentes pruebas de presión:

- **DRAWDOWN**

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{wf}}{|m|} - \log t - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

- **Buildup**

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

2.2 Clasificación de las pruebas de presión

Los tipos de pruebas de presión que se realizan en la industria hidrocarburifera son las siguientes:

- Prueba de Declinación de presión (Drawdown Test).

- Prueba de Restauración de presión (Buildup Test).
- Prueba de Inyección (Injection Test).
- Prueba de pozos inyectoros (Falloff Test).
- Prueba de Interferencia.
- Prueba DST
- Prueba de Tasas múltiples (MRT)

2.2.1 Prueba DST

Un DST es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento.

También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

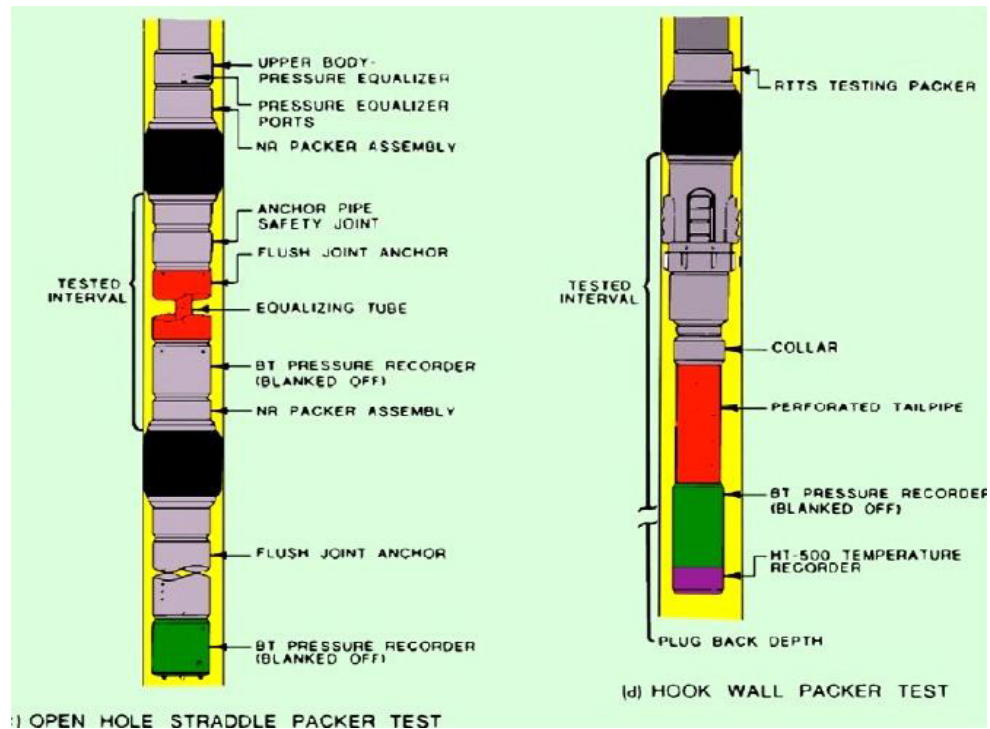
Un DST estima a la formación y las propiedades de los fluidos antes de la completación del pozo. DST es una completación temporal de un pozo. La

herramienta del DST es un arreglo de empaaduras y válvulas localizados al final de la tubería de perforación.

Este arreglo puede ser usado para aislar una zona de interés y dejar que produzca dentro de la tubería. Una muestra de fluido es obtenida en la prueba, de este modo, la prueba nos puede decir los tipos de fluidos que el pozo producirá si es completado en la formación probada.

Con las válvulas de superficie en el dispositivo del DST, es posible tener una secuencia de los periodos de flujo seguidos por los periodos de cierre. Un medidor de presión en el dispositivo DST puede medir presiones durante los periodos de flujo y de cierre. Las presiones medidas durante los periodos de cierre pueden ser particularmente importantes para la estimación de las características de la formación así como el producto permeabilidad/espesor y factor de daño.

Esta información también puede usarse para determinar la posible presión de agotamiento durante la prueba.

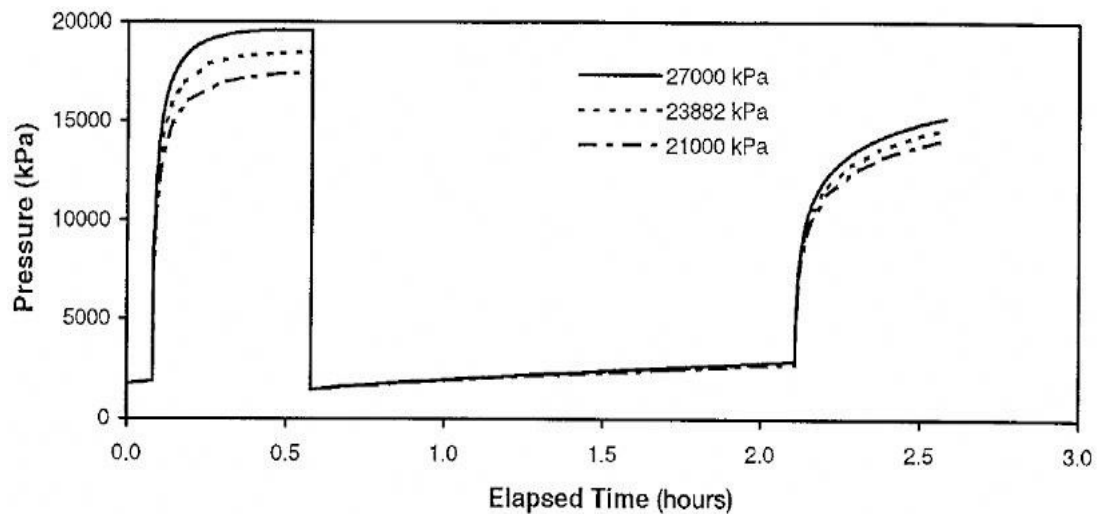


Durante la perforación, el fluido es bombeado a través del drillstem (derecha) y fuera de la broca, por lo tanto, en un DST, el fluido proveniente de la formación es recolectado a través del drillstem mientras se realizan medidas de presiones.

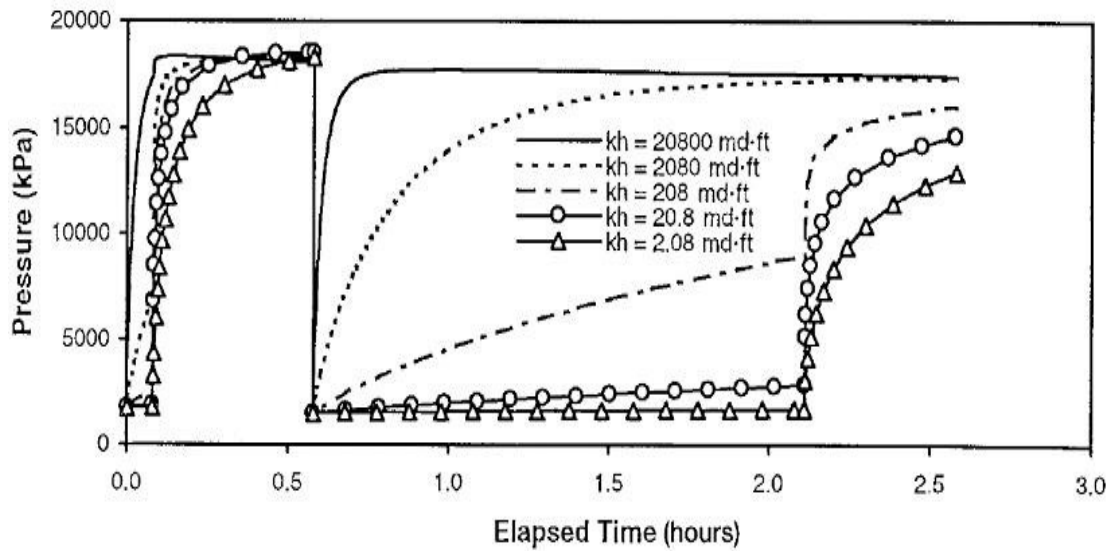
Cuando se realizan pruebas DST se deben tomar en cuenta tres factores que afectan los resultados, entre esos efectos se tienen:

- Efecto de la prueba previa de presión (pretest): Para presiones altas, la respuesta de la presión de cierre en ambos períodos se incrementa. La variación entre las respuestas se reduce en el segundo período de cierre

y a medida que la presión del pretest se acerca a la presión estática de la formación, el efecto del pretest en el DST es muy pequeño.



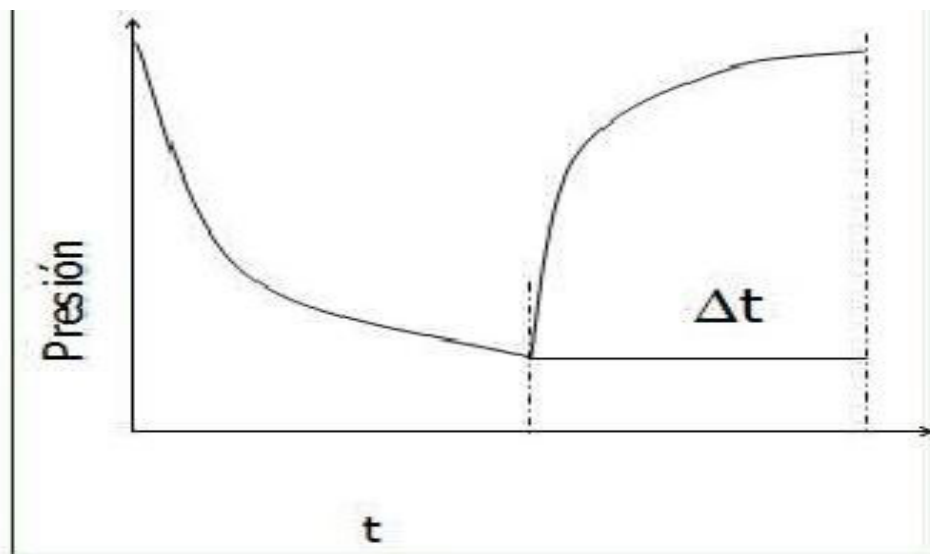
Efecto de la permeabilidad: Cuando la permeabilidad aumenta, la presión del pozo se recupera más rápido, aunque el efecto es pronunciado incluso en el caso de altos valores de permeabilidad. En todos los casos, la presión se eleva por encima de la presión de la formación. Para un DST en formaciones de gran permeabilidad, la respuesta de la presión es significativamente afectada por el período del pretest.



Efecto de la temperatura: Para permeabilidades bajas (aproximadamente 0,2md/ft), el efecto de la temperatura provoca un incremento constante de la presión al final de cada período de cierre. Para formaciones de alta permeabilidad, el cambio de la presión resultante, debido al efecto de la temperatura, es despreciable ya que el líquido puede fluir dentro o fuera de la formación. Si la variación de temperatura es alta ($> 1^{\circ}\text{C}$) el efecto de ésta podría ser más importante.

2.2.2 Pruebas de Restauración de presión (Build up test)

La prueba de Restauración de Presión se utiliza para determinar la presión en el estado transitorio, la prueba se realiza a través de un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo en superficie permitiendo que la presión se restaure en el pozo, considerando que la presión en el pozo es una función del tiempo. Con esta información se puede estimar entre otros parámetros; la permeabilidad de la formación; la presión del área de drenaje actual; caracterizar el daño o estimulación de la formación; las heterogeneidades del yacimiento y los límites



Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la presión de fondo fluyente (P_{wf}) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre Δt , la presión registrada de fondo alcanza el valor de la presión estática (P_e).

El registro de presión de fondo, representa una presión estática en proceso de restauración ($P_{\Delta t}$), la cual no necesariamente permite alcanzar el valor de la presión estática del yacimiento P_e .

$$P_{\Delta t} \leq P_e$$

Dependerá del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción. A medida que el tiempo de cierre se incrementa $P_{\Delta t}$ se aproximará a la P_e .

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \text{Ln} \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots EC. 1$$

$$P_{ws} = P_i - 162,6 \frac{q\mu}{4\pi kh} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots EC. 2$$

Ec. 2 en unidades de campo y la pendiente es igual a su log

$$kh = 162,6 \frac{q\mu B}{m} \dots\dots EC.3$$

La extrapolación de la línea recta al tiempo de cierre infinito, cuando

$$\left[\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right] = 1$$

Permite obtener la presión extrapolada P^* .

Este parámetro P^* es la presión que sería obtenida a un tiempo de cierre infinito.

En el caso de un pozo en un yacimiento infinito, P^* es la presión inicial.

En realidad, la P^* es menor a la presión inicial de un yacimiento P_i debido al agotamiento de energía del yacimiento por producción de los fluidos.

La P^* es ligeramente mayor que la presión promedio en el área de drenaje del pozo.

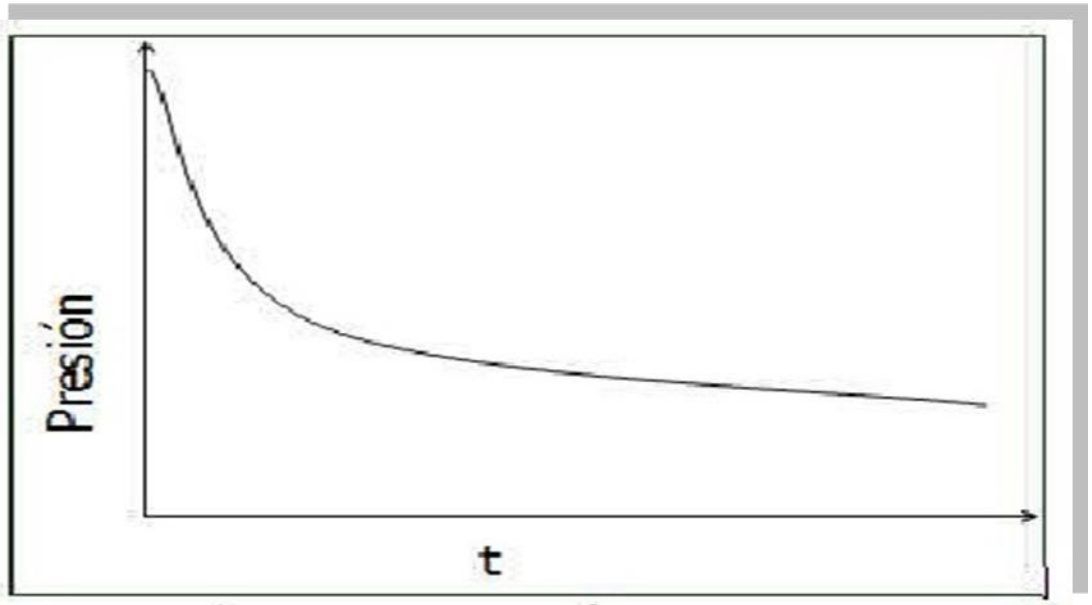
2.2.3 Pruebas de Declinación (Drawdown)

La prueba de agotamiento se realiza a través de un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo. El objetivo de esta prueba es poder determinar la permeabilidad, factor de daño, y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento. Estas pruebas son particularmente aplicables para:

- **Pozos nuevos.**

Pozos que han sido cerrados por un tiempo suficiente para permitir que la presión se estabilice.

Pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de restauración de presión sería difícil de aceptar.

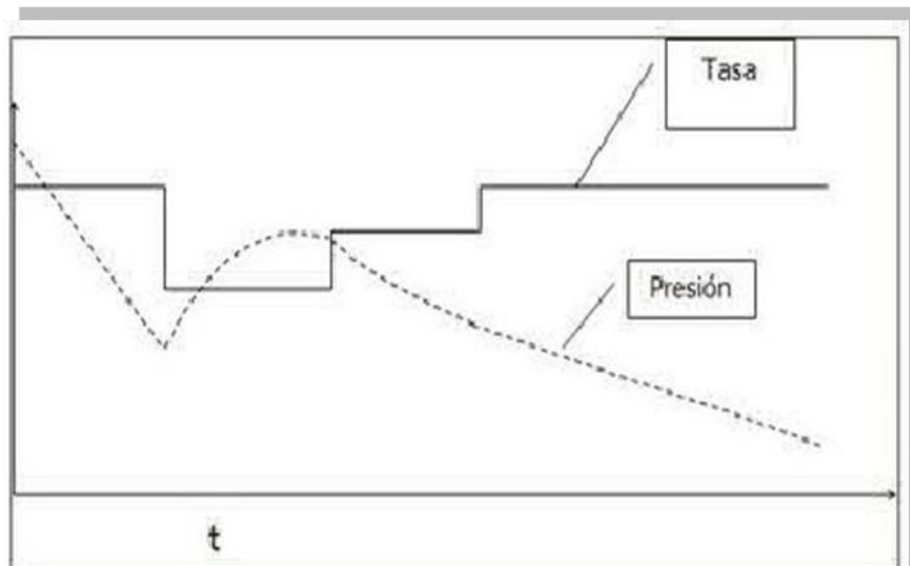


Los pozos exploratorios son frecuentemente candidatos para pruebas de agotamiento extensas, con un objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que será drenado por el pozo.

Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo.

2.2.4 Prueba de Tasas múltiples (MRT)

Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo. A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y también se puede utilizar para hacer un análisis nodal del mismo



2.2.5 Prueba de Caída de presión en pozos inyectoros (Fall off Test)

Se realiza cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo.

La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.

Con esta prueba es posible determinar:

Las condiciones del yacimiento en la zona adyacente del pozo inyector.

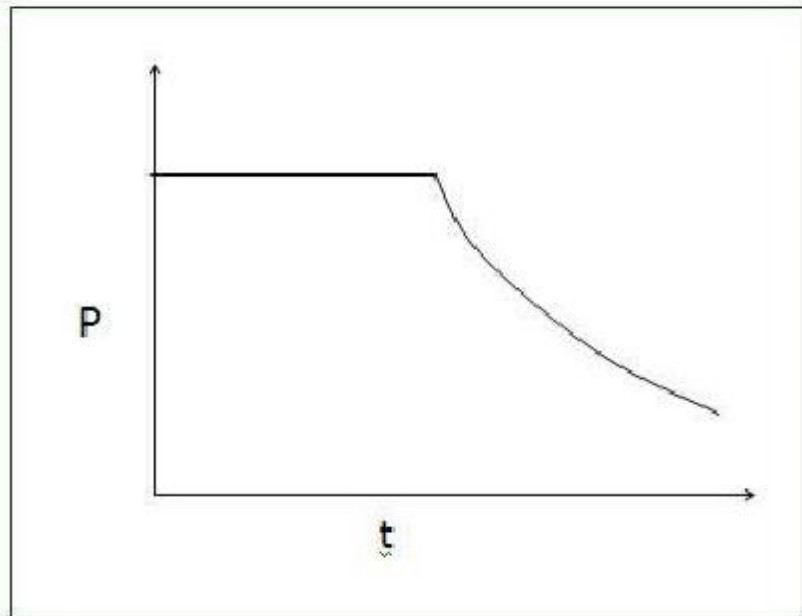
Permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada.

Estimar la presión promedio del yacimiento.

Medir la presión de ruptura del yacimiento.

Fracturas y si existe daño en la formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otras.

La permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.



2.2.6 Pruebas de Interferencia (interference testing)

Las pruebas de interferencia tienen dos grande objetivos:

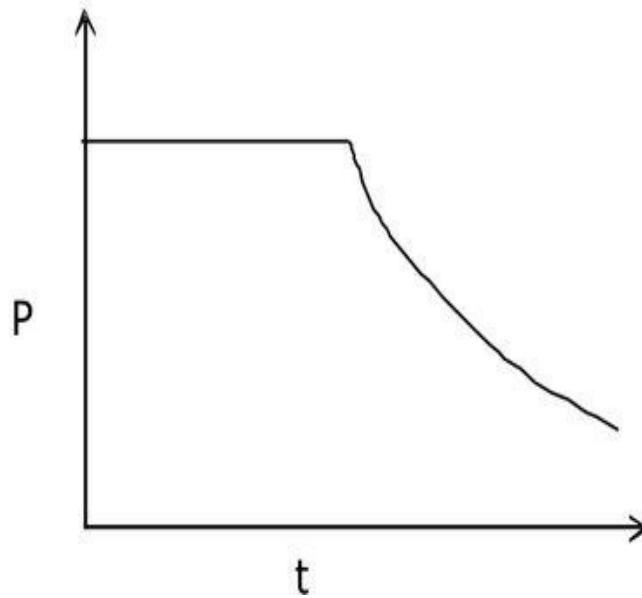
Determinar si dos o más pozos están comunicados mediante el registro de presión.

Si existe, estimar la permeabilidad y el producto porosidad/compresibilidad, en las inmediaciones de los pozos probados.

Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación).

Determinar interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia “r” del pozo; siendo “r” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo



2.3 Métodos para la evaluación de las Pruebas de Presión

2.3.1 Método de Horner

En los años cincuenta, Horner introdujo su técnica de análisis semilogarítmico, que permitió determinar la capacidad de flujo (producto de la permeabilidad y el espesor), el factor de daño de la formación y la presión extrapolada para un tiempo de cierre infinito. Todo esto a partir de los datos correspondientes a un régimen de flujo cilíndrico durante una prueba de recuperación de presión. El método gráfico de Horner era muy sencillo y pronto se convirtió en la técnica de análisis convencional para las pruebas de presión.

Este método se usa preferiblemente en pozos nuevos porque tenemos P_i . Si t_p es por lo menos el doble del tamaño de t_{pss} se justifica graficar usando t_{pss} en lugar de t_p en sistemas finitos, ya que el gráfico Horner, al contrario de MDH, tiende a prolongar la recta semilog. Graficar Horner con t_{pss} en vez de t_p tiene significado para minimizar errores en la estimación de la presión promedio.

De la pendiente del gráfico Horner obtenga k_h :

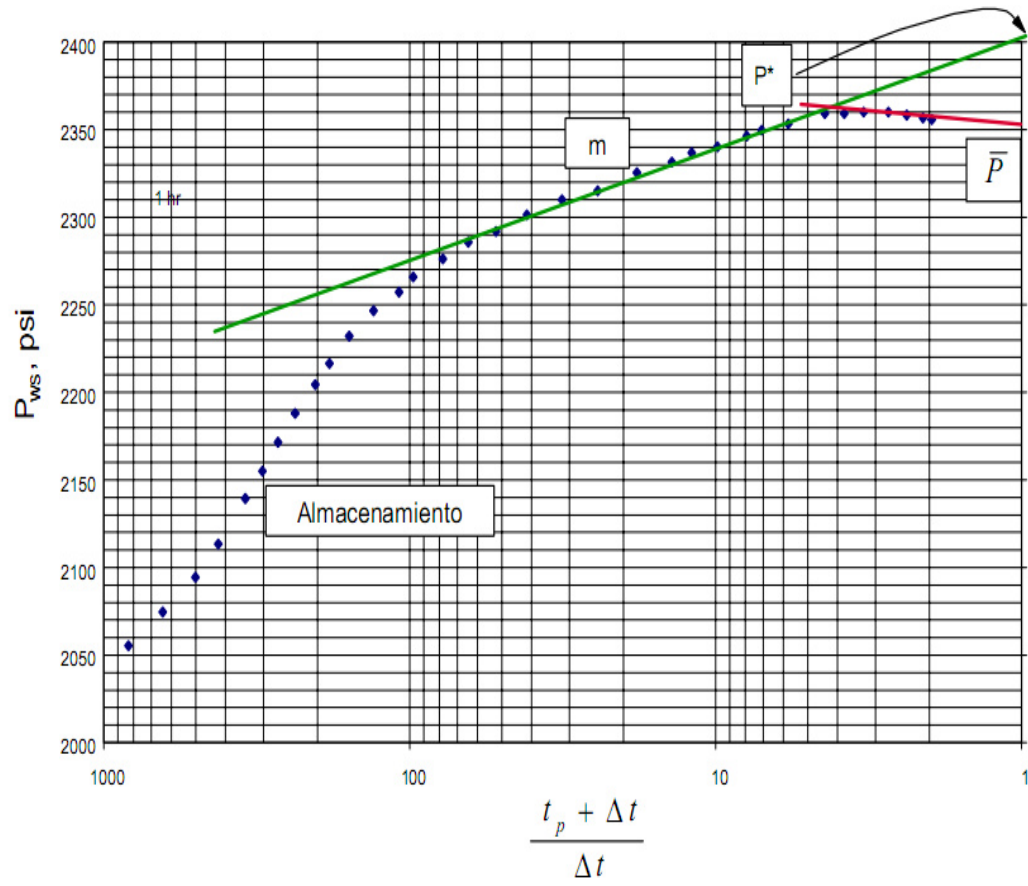
$$m = \frac{162.6q\mu B}{kh}$$

$$kh = \frac{162.6q\mu B}{m}$$

Pozo en un Yacimiento Infinito

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

Pwf es la presión justo antes del cierre



Comportamiento de la presión – Gráfico Horner

Si $t_p < 1$ hr

$$P_{1hr} = \frac{t + \Delta t}{\Delta t} = \frac{t + 1}{1}$$

Si $t_p < 1$ hr

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + \log \left(1 + \frac{1}{t_p} \right) + 3.2275 \right]$$

$$\Delta P_s = -0.87(m)s$$

$$FE = 1 - \frac{\Delta P_s}{P^* - P_{wf}(\Delta t=0)}$$

El factor de daño afecta más la prueba de restauración que la de caída porque el almacenamiento persiste.

Rata de Postflujo (afterflow, qaf)

Aunque el pozo se cierra para una prueba de restauración de presión, el postflujo causado por el almacenamiento tiene una influencia significativa en los datos de presión. Esto ocurre porque la presión en cabeza no es igual a la presión de cierre en fondo, por lo tanto el fluido continúa fluyendo desde la formación al pozo. Luego la presión no se recupera tan rápido como esperamos. A medida que la rata de flujo tiende a cero, la presión se incrementa rápidamente. La gráfica semilog es pronunciada y lineal en este periodo y puede confundirse con la pendiente semilog.

$$q_{af} = \frac{V_u}{(\rho/144)} \frac{24}{B} \frac{d(\Delta P_{ws})}{d\Delta t}$$

$$q_{af} = \frac{24C}{B} \frac{\Delta(dP_{ws})}{d\Delta t}$$

$$C = \frac{qB}{24} \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta p_N} \right) \text{ de análisis de presiones.}$$

$$q_{af} = \frac{24C V_u}{B} \frac{\Delta(dP_{ws})}{d\Delta t}$$

$$q_{af} = \frac{24C_{LF}}{B} \frac{\Delta(dP_{ws})}{d\Delta t}; \quad C_{LF} = C V_u$$

Pasos para Determinar el Almacenamiento de una Prueba de Restauración

- Estime q_{af} para varios tiempos
- Si $q_{af}/q > 0.01$ no se está en el régimen de m
- Si $q_{af}/q < 0.01$ se concluye que WBS (efectos de almacenamiento) no afectan los datos de presión y se está en la verdadera recta

2.3.2 Método de Miller, Dyes, Hutchinson (MDH)

Este se basa en la asunción que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar presión promedio que presión inicial. MDH se prefiere en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que se podría dificultar la obtención de la estabilización antes del cierre. El gráfico de Horner puede simplificarse si $\Delta t \ll t_p$, luego:

$$t_p + \Delta t \cong t_p \text{ luego:}$$

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \approx \log t_p - \log \Delta t$$

- Combinando las ecuaciones

$$P_{ws} = P^* - m \log t_p + m \log \Delta t$$

Si $P^* - m \log t_p = cte = \text{intercepto}$, entonces:

$$P_{ws} = P_{thr} + \frac{162.6q\mu\beta}{kh} \log \Delta t$$

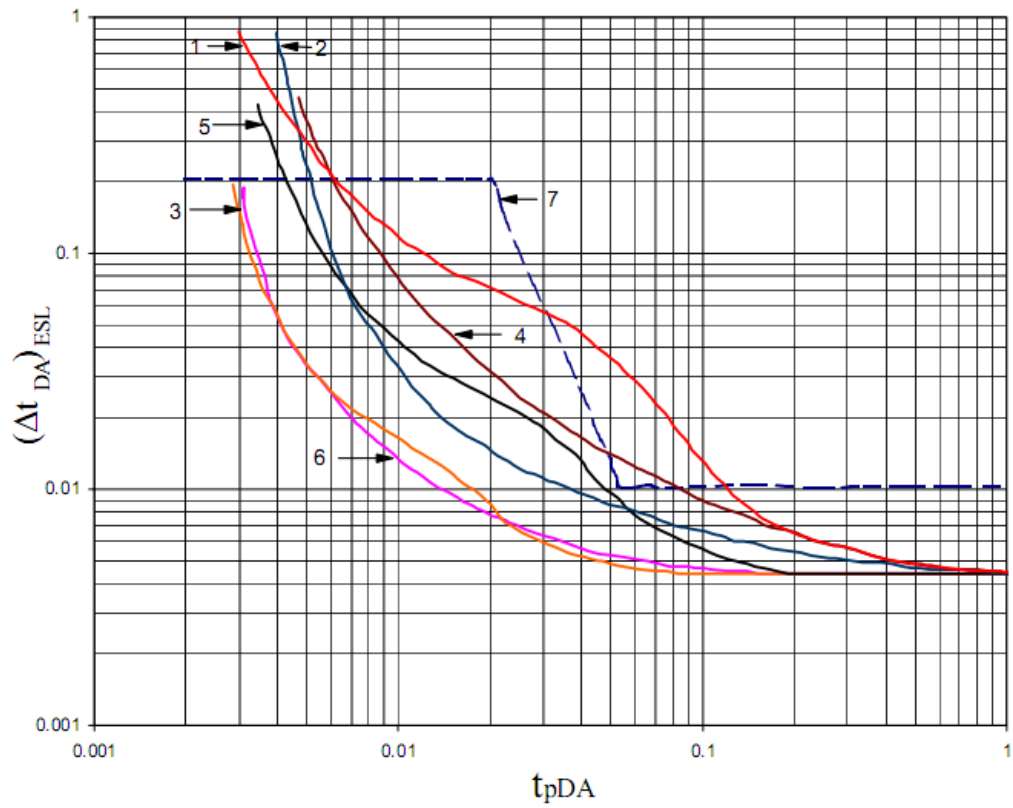
$$m = \frac{162.6q\mu\beta}{kh}$$

En el gráfico MDH no tiene sentido matemático extrapolar. Entonces s se calcula con la ecuación para yacimiento infinito.

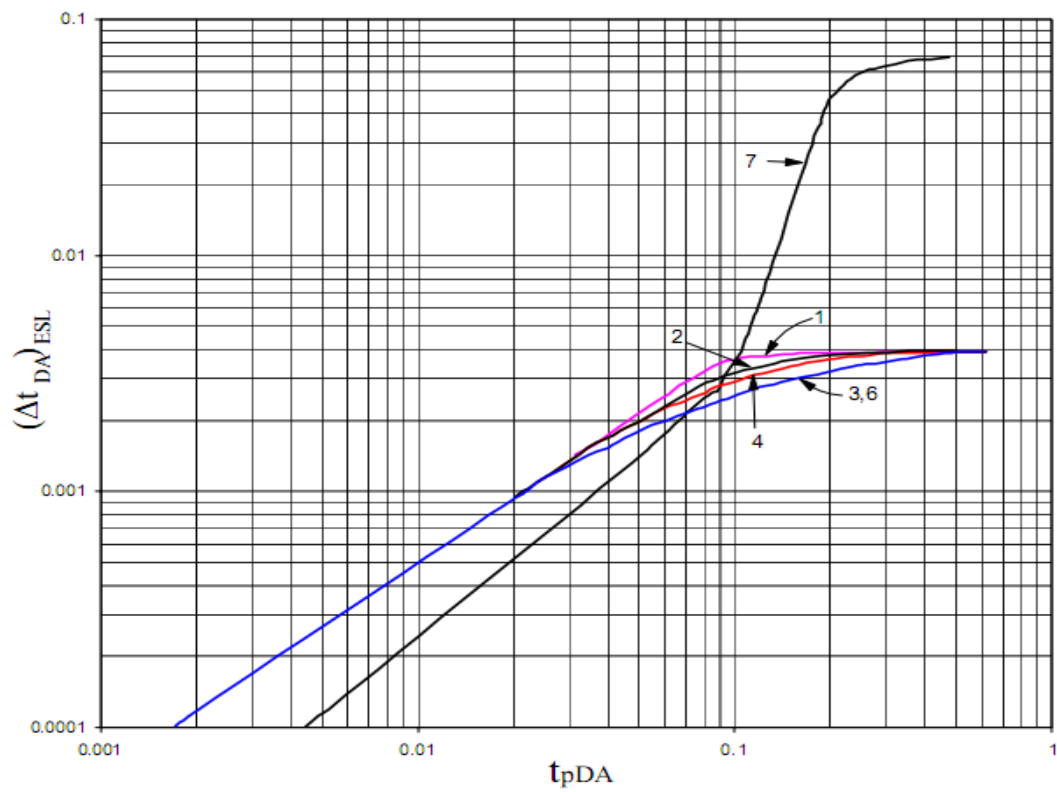
$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

El arranque del comportamiento infinito es:

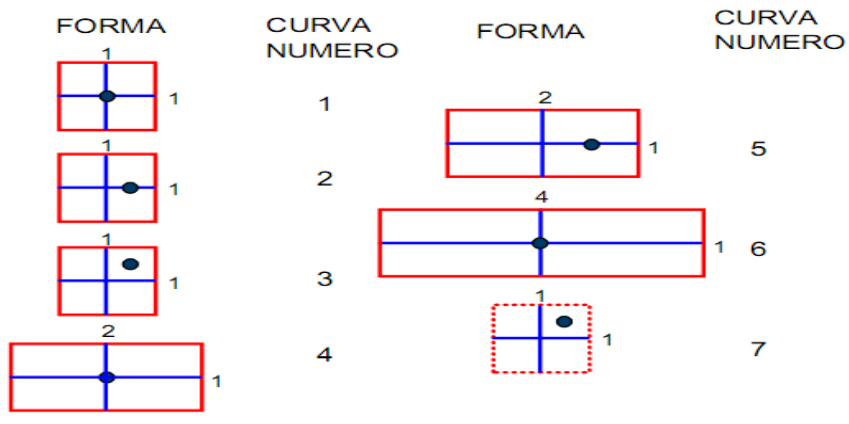
$$\Delta t_{ssL} = \left(\frac{170000 \mu C}{kh} \right) e^{0.14s}$$



Tiempo adimensional para el fin de la línea recta Horner para las formas suministradas en la siguiente figura.



Tiempo adimensional para el fin de la línea recta MDH para las formas suministradas en el siguiente grafico



FORMAS USADAS EN LOS GRAFICOS ANTERIORES

C se obtiene del gráfico log-log, usando la siguiente ecuación:

$$C = \frac{qB}{24} \frac{t}{\Delta P}$$

Si no existe pendiente unitaria, entonces;

$$C = \frac{144}{\rho} V_u$$

Cuando se llega al Δt_{ESL} la prueba se puede detener.

$$\Delta t_{ESL} = \left(\frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637 k} \right) (\Delta t_{DA})_{ESL}$$

$(\Delta t_{DA})_{ESL}$ se obtiene del primer gráfico de Horner ó del segundo grafico para el de MDH. Note que este parámetro depende de la forma del yacimiento y de la localización del pozo. En ambos gráficos, el parámetro T_{pDA} se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$t_{pDA} = \left(\frac{0.0002637k t_p}{\phi \mu c_i A} \right)$$

Inspeccionando las figuras, se observa que (Δt_{DA}) para sistemas cerrados siempre es menor un gráfico Horner que para un gráfico MDH. Para sistemas geométricos la línea recta se prolongará para el gráfico Horner para tiempos de producción t_p hasta de $4t_{pss}$. El gráfico de Horner es superior desde el punto de vista de duración de la línea recta cuando $t_p < t_{pss}$. El caso no es lo mismo para sistemas abiertos.

$$t_p = \frac{24N_p}{q}$$

2.3.3 Método de Mathews Brons Hazebrook (MBH)

Este método es considerado el más exacto. Utiliza un gráfico Horner. Se aplica en la mayoría de situaciones donde se desea para hallar la presión promedio en un yacimiento cerrado para cualquier localización de pozo dentro de una variedad de formas de drene.

El método asume que no hay variaciones en movilidades de fluido o compresibilidades de fluido dentro de la región de drene. Esta limitación se puede sobrellevar usando un tiempo de producción t_p igual t_{pss} . El procedimiento es:

$$\text{Calcule } t_p = 24 N_p/q.$$

El valor de t_p debe ser comparado con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudoestable. Por lo tanto obtenga $(t_{DA})_{pss}$ de la tabla 2.1, de la columna "exacto para $t_{DA} > "$. Para esto debe conocerse previamente la forma del yacimiento.

Calcule el tiempo para alcanzar el estado pseudoestable, t_{pss} :

$$t_{pss} = \frac{\phi \mu c_t A (t_{DA})_{pss}}{0.0002637k}$$

Obtenga la relación α , $\alpha = t_p/t_{pss}$. Si $\alpha > 2.5$ entonces, haga $t = t_{pss}$. Si $\alpha < 2.5$ (para ratas muy altas, el mejoramiento en el cálculo de la presión promedia es significativo cuando α está comprendido entre 2.5 y 5) entonces haga $t = t_p$.

Luego grafique P_{ws} vs. $(t+\Delta t)/\Delta t$. Como se vio anteriormente, el uso de t_{pss} en el método de Horner puede incrementar la longitud de la recta semilog, contrario al gráfico MDH.

Con el tiempo, t , definido en el paso anterior determine t_{pDA}

$$t_{pDA} = \frac{0.0002637k}{\phi \mu c_i A} t$$

Extrapole la recta semilogarítmico del gráfico Horner y halle P^* .

Determine P_{DMBH} usando el T_{pDA} .

Calcule la presión promedio:

$$\bar{P} = P^* - \left(\frac{m}{2.3025} \right) P_{DMBH}$$

Debido factores de compensación (valores bajos de P^* con correspondientes correcciones pequeñas), cualquier valor de t_p usado con el método MBH teóricamente dará resultados idénticos para presión promedio. Prácticamente, un t_p relativamente corto puede eliminar problemas numéricos serios en el cálculo de la presión promedio. Esto incluye errores causados por largas extrapolaciones y desviaciones de las asunciones teóricas:

Falta de estabilización de la rata de flujo antes del cierre.

Migración y cambio de áreas de drene en yacimientos con múltiples pozos.

Variaciones en la compresibilidad del sistema y movilidad.

2.3.4 Método de la Derivada

Este método surge debido a los problemas de unicidad en los métodos anteriores (Curvas Tipo).

Bourdet et al (1983) proponen que los regímenes de flujo pueden ser mejor caracterizados si se grafica la derivada de la presión en lugar de la presión misma, en un gráfico log-log

Las ventajas de este método radican en:

- Heterogeneidades difíciles de ver con los métodos convencionales son amplificadas con este método
- Regímenes de flujo presentan formas características bien diferenciadas
- En un mismo gráfico se pueden observar fenómenos que bajo otros métodos requerirían dos o más gráficas

Bourdet definió la Derivada de la Presión Adimensional como la derivada de p_D respecto a t_D/C_D

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

Anteriormente se definió que para el período de almacenamiento se cumple que:

$$p_D = t_D/C_D$$

Derivando con respecto a t_D/C_D

$$\frac{d(p_D)}{d(t_D/C_D)} = p_D' = 1$$

Ya que $p_D = 1$, al multiplicar por t_D/C_D se obtiene:

$$p_D' \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \left(\frac{t_D}{C_D} \right)$$

Gráfica de $p_D'(t_D/C_D)$ vs. (t_D/C_D) en log-log, será una línea recta de pendiente $m=1$, durante el período dominado por almacenamiento.

Por otro lado, durante el período transiente, para tiempos largos, se cumple que:

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

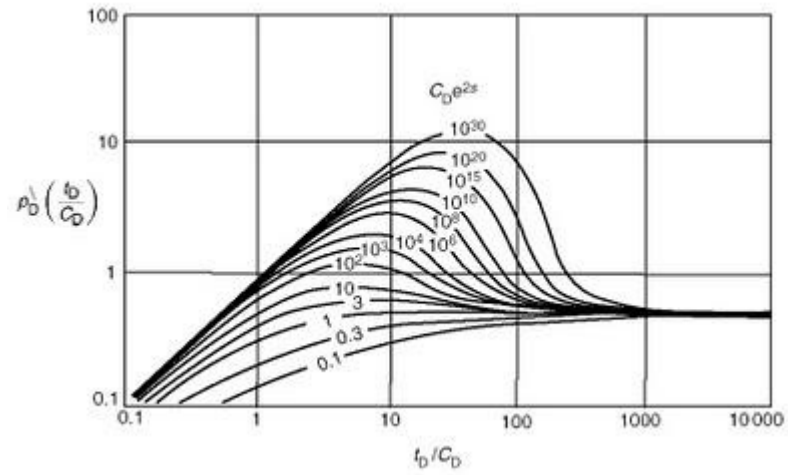
Derivando de nuevo con respecto a t_D/C_D

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

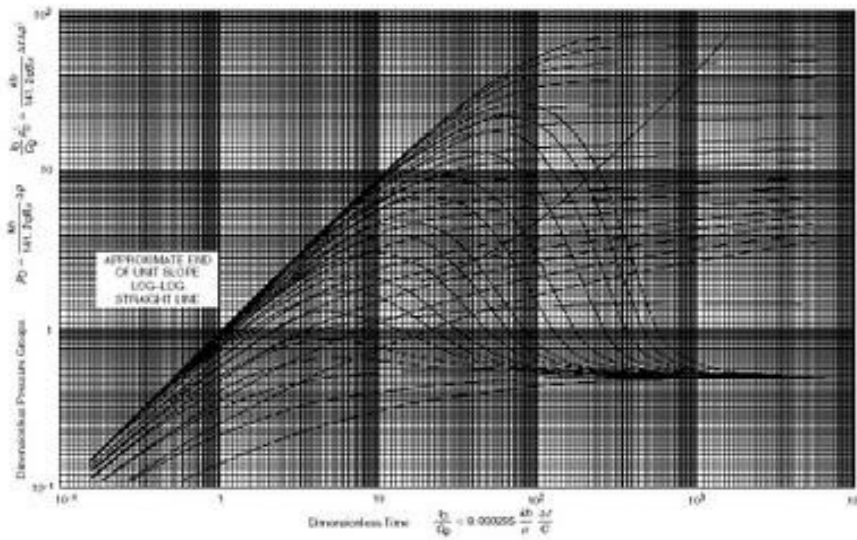
$$p_D'(t_D/C_D) = \frac{1}{2}$$

Gráfica de $p_D'(t_D/C_D)$ vs. (t_D/C_D) en log-log, será una línea recta horizontal de valor $p_D'(t_D/C_D) = 1/2$, durante el período transiente (radial infinito).

Curva de la Derivada de Presión Adimensional (Bourdet, 1983)



Combinación de Curvas de Gringarten y Derivada de Bourdet



Procedimiento para obtener el cotejo con el gráfico Gringarten-Bourdet

1.- Se calculan la diferencia de presión D_p y la función de la derivada, dependiendo del tipo de prueba:

$$\begin{array}{l} \text{Para Draw-down} \left\{ \begin{array}{l} \Delta p = (p_i - p_{wf}) \\ \text{Función Derivada} = t \Delta p' = -t \left(\frac{d(\Delta p)}{d(t)} \right) \end{array} \right. \\ \\ \text{Para Build-Up} \left\{ \begin{array}{l} \Delta p = (p_{ws} - p_{wf}) \\ \text{Función Derivada} = \Delta t_e \Delta p' = \Delta t \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \frac{d(\Delta p)}{d(\Delta t)} \end{array} \right. \end{array}$$

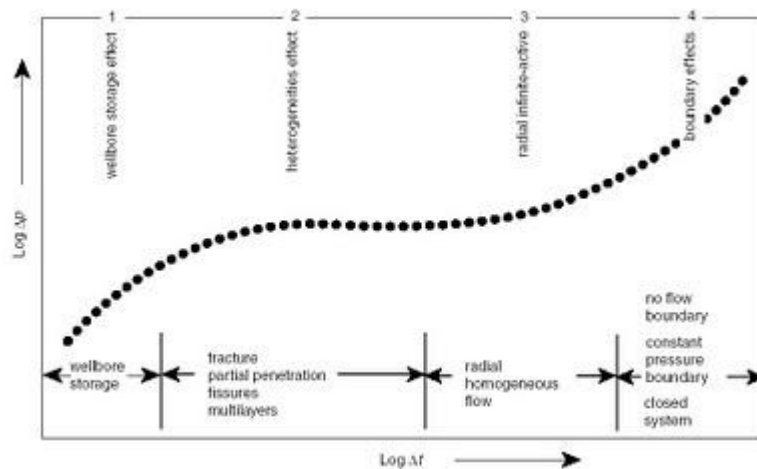
Las derivadas se pueden obtener por el método de diferencias centrales

Procedimiento para obtener el cotejo con el gráfico Gringarten-Bourdet

- En papel log-log con la misma escala de la curvas tipo de Gringarten-Bourdet, se grafican D_p y tD_p' vs t (caso drawdown) o D_p vs Dt_e y $Dt_e D_p'$ vs Dt (caso Build-up)
- Se verifica con los puntos iniciales la existencia de la línea recta de pendiente $m=1$ (presencia de almacenamiento). En este caso, se determina gráficamente C y se calcula un valor preliminar de C_D
- Se chequea el período de tiempo tardío en la data de la derivada para confirmar la existencia del período transiente (recta horizontal=0.5).

- Se colocan ambos gráficos sobre la familia de curvas de Gringarten-Bourdet y se trata de encontrar un cotejo simultáneo de las curvas. Este doble cotejo genera un resultado de mayor precisión y grado de certeza.
- Luego de logrado el cotejo, se selecciona un punto de ajuste (MP) de la misma forma que el método de Gringarten, con los cuales se determinaran las propiedades k , k_h y C .
- Se registra el valor del grupo $(C_{De}^{2s})_{MP}$ de cotejo, a partir de las curvas tipo de Bourdet, con la cual se puede estimar el valor del efecto skin “s”

Desviación del comportamiento lineal en el período transiente (radial infinito)



La selección del modelo de interpretación del yacimiento es el paso más importante en el análisis de pruebas de presión.

Generalmente, los métodos de análisis convencional son insensibles a los cambios de presión, por lo cual el método de la derivada se ha probado como la mejor herramienta de diagnóstico, ya que:

- Magnifica pequeños cambios de presión
- Diferencia claramente los regímenes de flujo y modelos de yacimiento

Gringarten (1984) estableció que para seleccionar el mejor modelo de interpretación se tenían que tomar en cuenta tres (3) componentes principales e independientes uno del otro, los cuales siguen estrictamente la cronología de la respuesta de presión

- Límites Internos: Identificados durante los tiempos tempranos de la prueba: efecto de almacenamiento, efecto skin, separación de fases, penetración parcial y fracturas
- Comportamiento del Yacimiento: Que ocurre durante el tiempo medio, reflejando el flujo radial. Puede ser homogéneo o heterogéneo
- Límites Externos: Son identificados con la información a tiempos tardíos. Existen dos posibles respuestas: Límite sin flujo y límite a presión constante.

2.3.5 Método de las Curvas tipo

Las curvas tipo son representaciones gráficas de soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo (Agarwal et al, 1970). El método consiste en encontrar, dentro de una familia de curvas, la curva teórica que mejor coteje con la respuesta real que se obtiene durante la prueba de presión. Este cotejo se realiza en forma gráfica, superponiendo la data real con la curva teórica.

Estas soluciones gráficas se presentan en función de variables adimensionales (p_D , t_D , r_D , C_D).

Se basan en las siguientes ecuaciones:

$$\log(p_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right)$$

$$\log\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) = \log\left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_v r^2}\right) + \log(t)$$

Problema de Unicidad: Se pueden obtener dos o más respuestas a un mismo problema, debido al desconocimiento en el valor de C_D .

CAPITULO III

3.1 MODELOS DE FLUJO

3.1.1 Introducción

En este capítulo presentaremos algunos de los diferentes modelos del reservorio y los límites con los que se puede encontrar el mismo. Tales modelos de flujo y de límites de reservorio pueden ser representados con curvas de presión vs. Tiempo y con curvas de la derivada de la presión vs. Tiempo. Las mismas que más adelante serán analizadas en el programa llamado PanSystem.

El primer modelo que se presenta es el Modelo de Penetración Parcial, el cual se presenta cuando el pozo es revestido por encima del intervalo productor y solo una pequeña parte del revestimiento es perforada.

El segundo modelo que se presenta es el Modelo de Flujo Radial, este puede ser visto en la mayoría de los pozos, más aun los tiempos tempranos de la perforación.

El tercer y cuarto modelo están relacionados con las fracturas por lo que debemos saber que la orientación de las fracturas hidráulicas es función de la distribución de esfuerzos en la formación. Si el esfuerzo menos importante en la formación es horizontal, entonces se obtendrá una fractura vertical.

Por otra parte, si el esfuerzo menos importante es vertical, entonces tendrá lugar una fractura horizontal. Sin embargo, hay una creencia general en que las fracturas verticales se obtienen a profundidades mayores de 3000 ft.

El siguiente modelo es el modelo de doble porosidad el cual existe cuando los fluidos fluyen de un mas alto coeficiente de almacenamiento (ϕ_{hc}) a un coeficiente de almacenamiento más bajo.

El modelo de flujo radial compuesto comprende dos zonas concéntricas, con su centro en el pozo, que tienen diferente movilidad.

Los modelos de límites del reservorio hacen referencia a las barreras con las que se puede encontrar un yacimiento.

3.1.2 MODELOS DE FLUJO DEL RESERVORIO

3.1.2.1 Modelo de penetracion parcial

Cuando un pozo penetra una pequeña parte del espesor de la formación, entonces tiene lugar un flujo hemisférico. Cuando el pozo es revestido por encima del intervalo productor y solo una pequeña parte del revestimiento es perforada, tiene lugar un flujo esférico en la región cercana a la cara del pozo.

El flujo transiente que se encuentra más lejos de la boca del pozo es flujo radial, pero si la prueba es corta, el flujo será esférico.

En la grafica log-log de la derivada de presión vs. Tiempo se caracteriza al flujo radial por una pendiente $m = 0$ y al flujo esférico por una pendiente $m = -1/2$

Kazemi y Seth demostraron que para un pozo completado parcialmente se desarrollan dos porciones rectas. La primera representa la transmisibilidad del intervalo perforado y la segunda representa el intervalo de perforación completo. La primera línea se puede enmascarar por almacenamiento u otros efectos.

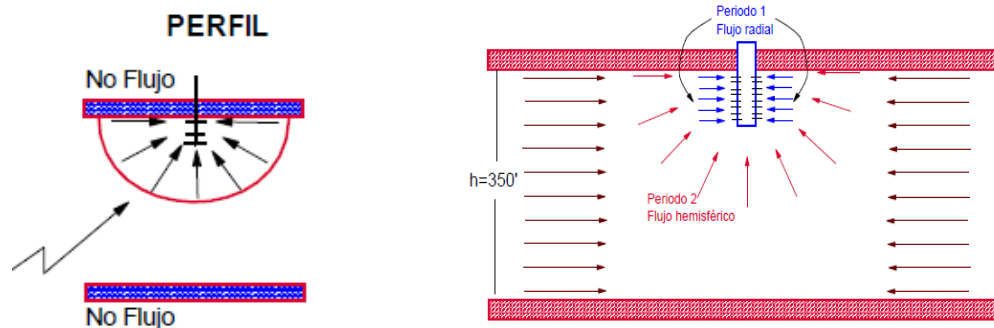
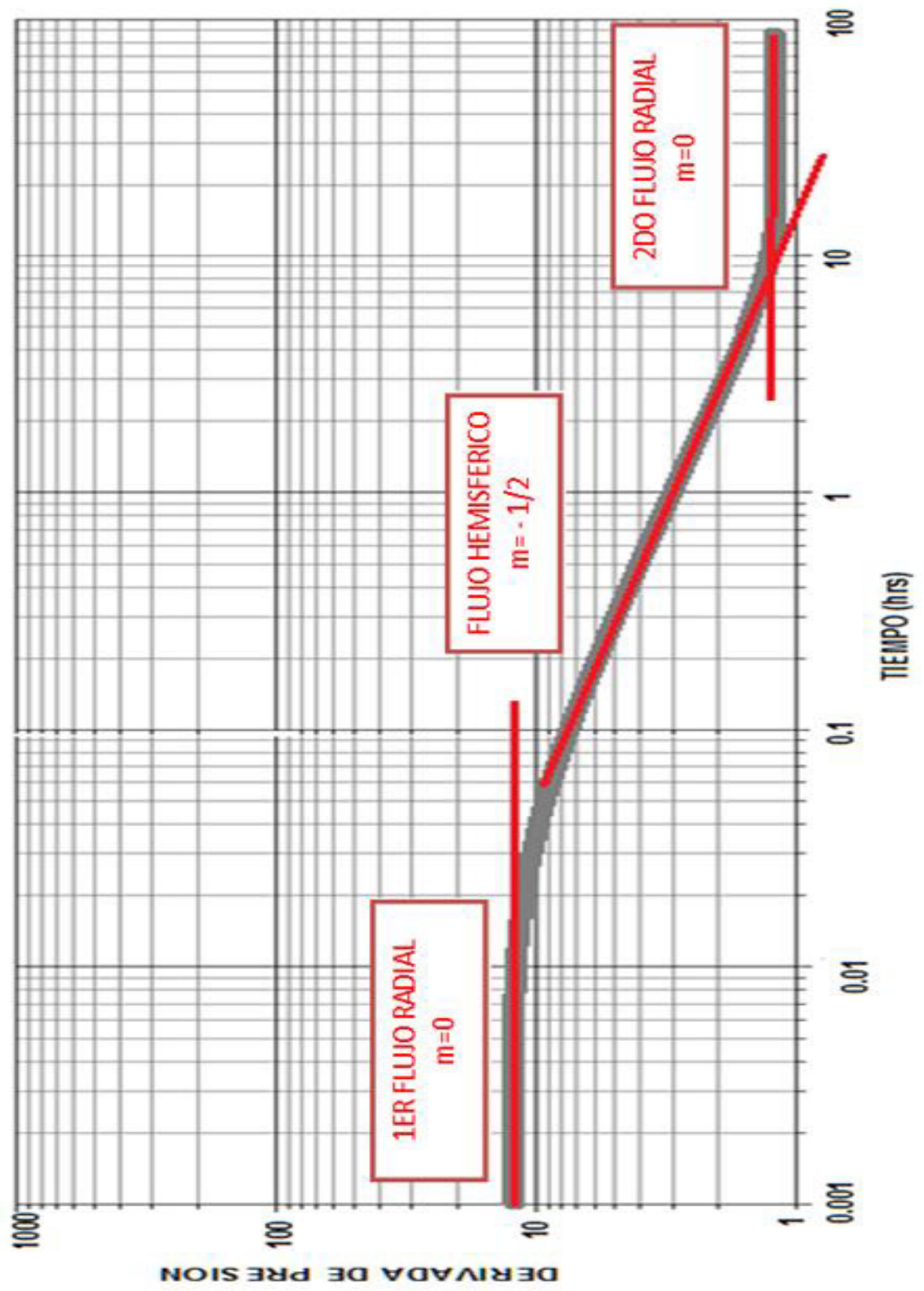


GRAFICO log - log



3.1.2.2 MODELO DE FLUJO RADIAL

Es el más común de todos los regímenes de flujo, la derivada de la presión es constante y los datos derivados caen en una línea horizontal en el diagnóstico de la gráfica log-log. En la gráfica semilog se usan los datos de la línea recta de presión vs el logaritmo de proporción de tiempo de horner (HTR), (para pruebas de fluidos), además se puede usar el tiempo de cierre (para pruebas de buildup), para el análisis de datos de la línea recta dentro del régimen de flujo radial.

La pendiente del gráfico semilog de la línea recta da una estimación de kh , donde k es la permeabilidad en el plano del flujo y h es la altura de la zona abierta al flujo.

El régimen de flujo radial puede ocurrir en una variedad de modelos de reservorio. En un pozo vertical ; en un reservorio de acción infinita, en un reservorio con una barrera simple (single no-flow boundary), o en un reservorio con dos fronteras que se intersectan (intersecting no-flow boundaries) conocido como reservorio tipo cuña.

También se presenta en pozos de fractura hidráulica después de que el transiente se ha movido más allá de las puntas de la fractura, o en pozos horizontales; ambos en el tiempo temprano antes de que el transiente alcance el tope o la base de la formación.

El flujo radial también puede ocurrir en tiempos tardíos después de que el flujo transiente se mueva más allá de la boca del pozo.

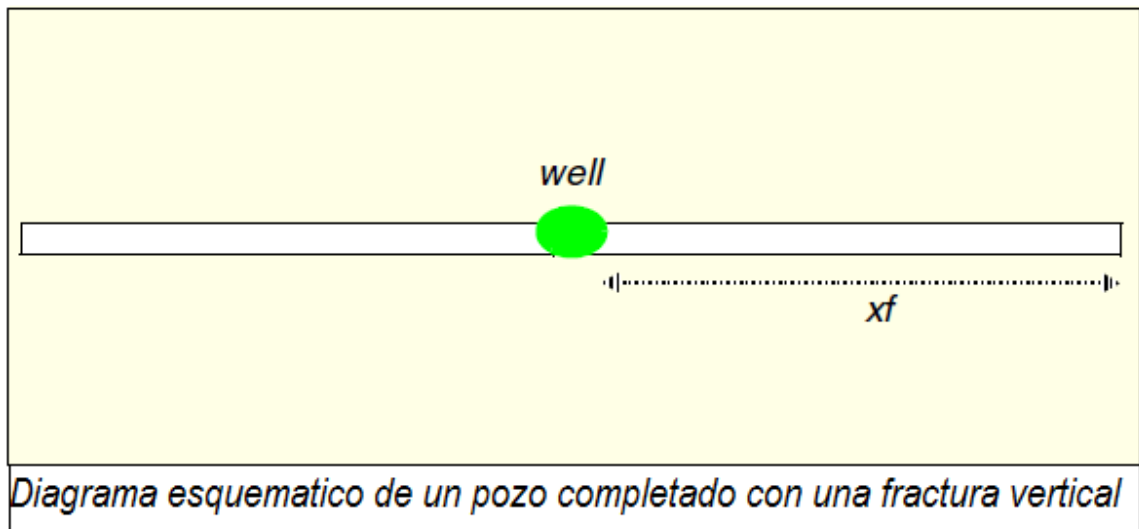
3.1.2.3 MODELO DE FRACTURA FINITA

El pozo esta hidráulicamente fracturado en el intervalo completo del reservorio.

La conductividad de la fractura es uniforme

El reservorio es de extensión infinita

Este modelo maneja reservorios homogéneos y de doble porosidad.



Parámetros

Kf – w Conductividad de la fractura

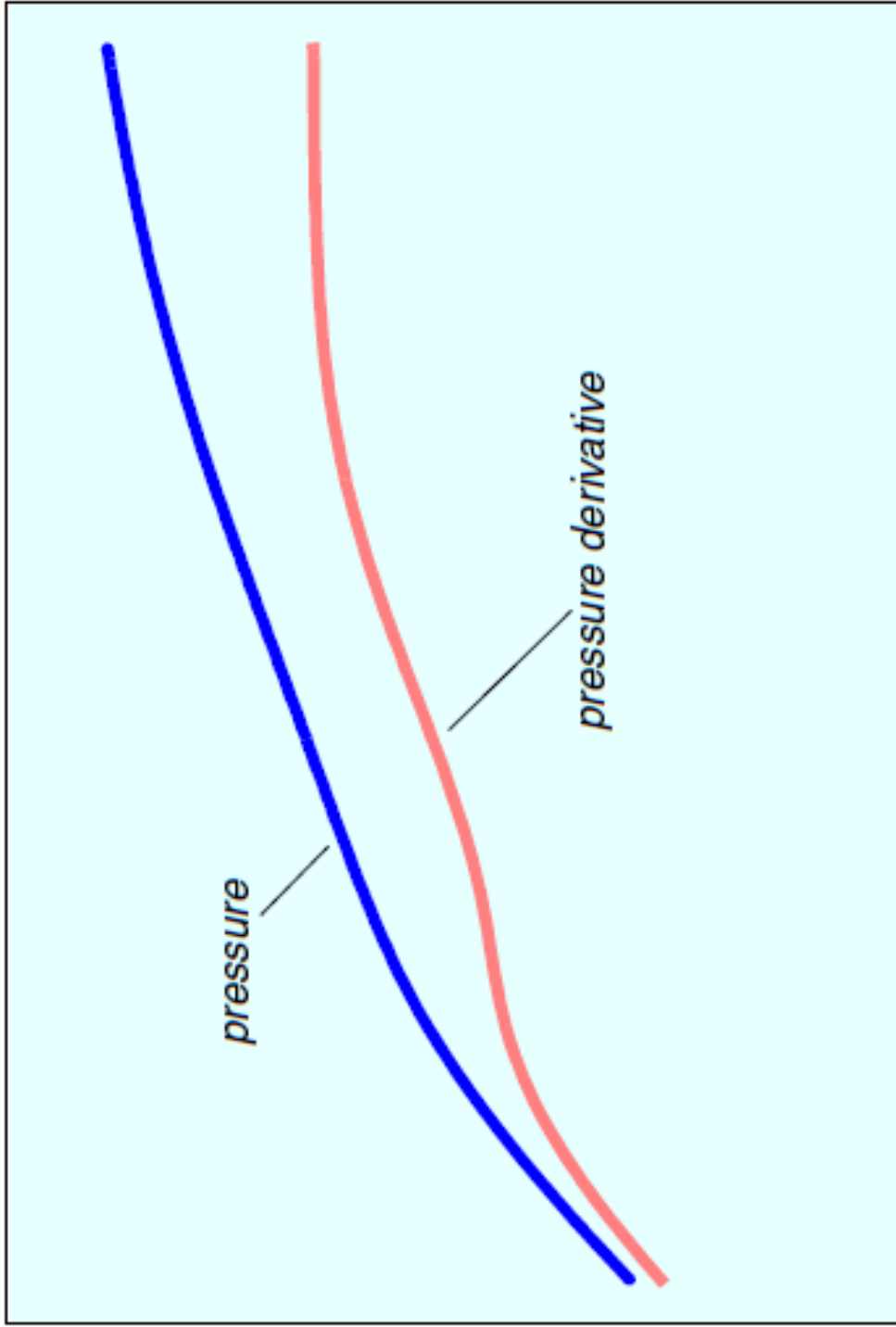
K permeabilidad horizontal del reservorio en la dirección de la fractura

Xf Longitud media de la fractura

A tiempos tempranos, después de notar los efectos del coeficiente de almacenamiento, la respuesta es dominada por el flujo en la fractura. El flujo lineal dentro de la fractura puede desarrollarse primero, caracterizado por una pendiente de $1/2$ en el gráfico log-log de la derivada de la presión.

Para una fractura de conductividad finita , puede desarrollarse luego el flujo bilineal, caracterizado por una pendiente de $1/4$ en el gráfico log-log de la derivada de la presión.

A tiempos tardíos el comportamiento del daño dentro de todo el reservorio infinito es de valor muy bajo o negativo. También se puede desarrollar un patrón de flujo radial de acción infinita.



Respuesta típica de drawdown de un pozo completado con una fractura de conductividad finita

3.1.2.4 MODELO DE FRACTURA INFINITA

El pozo esta hidráulicamente fracturado en el intervalo completo del reservorio

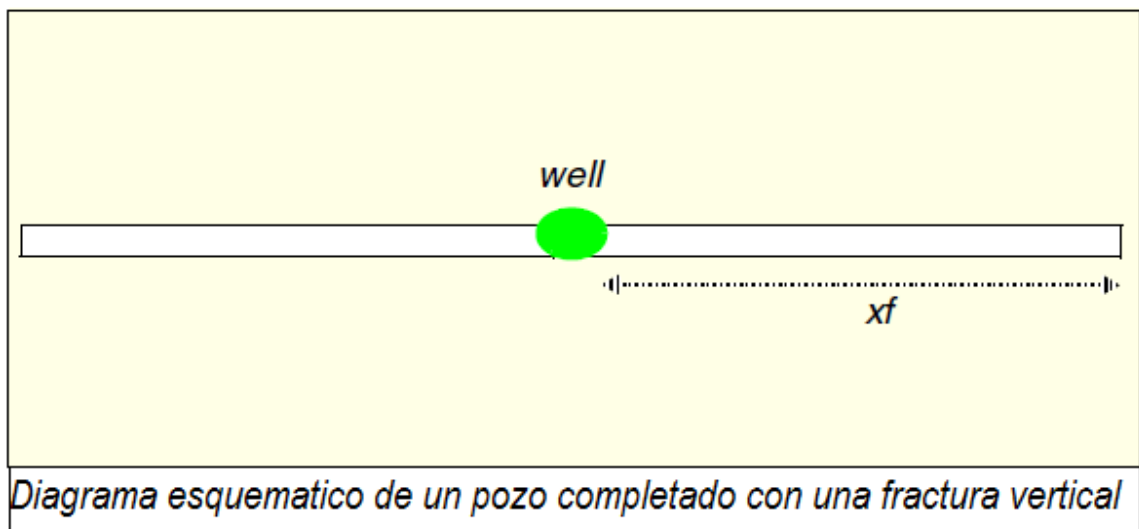
La conductividad de la fractura es infinita.

La presión es uniforme a lo largo de la fractura

Este modelo maneja la presencia de daño en la fractura.

El reservorio es de extensión infinita

El modelo maneja reservorios homogéneos y de doble porosidad.



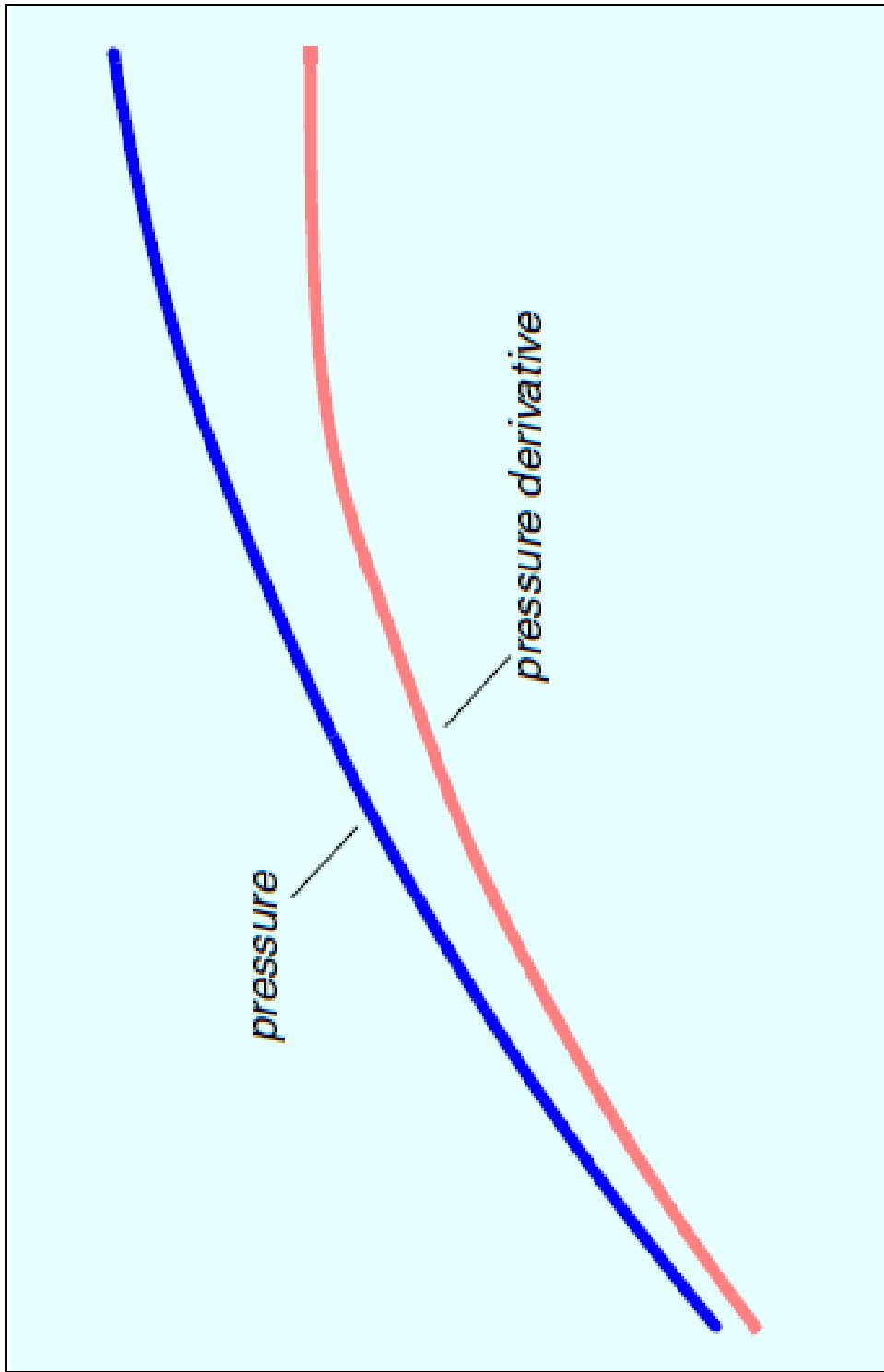
Parámetros:

K permeabilidad horizontal del reservorio

Xf mitad de la longitud total de la fractura

A tiempos tempranos, después de notar los efectos del coeficiente de almacenamiento, la respuesta es dominada por un flujo lineal desde la formación hacia dentro de la fractura. El flujo lineal es perpendicular y es caracterizado por una pendiente de $\frac{1}{2}$ en el gráfico log-log de la derivada de la presión.

A tiempos tardíos el comportamiento es como que el reservorio infinito tuviera en su totalidad un valor bajo o negativo para el daño. Un patrón de flujo radial de acción infinita también puede ser desarrollado.



Respuesta típica de drawdown de un pozo completado con una fractura de conductividad infinita

3.1.2.5 DOBLE POROSIDAD – ESTADO PSEUDO ESTABLE

Sistemas de Doble porosidad existen cuando los fluidos fluyen de un mas alto coeficiente de almacenamiento a un mas bajo coeficiente de almacenamiento.

El de más bajo coeficiente de almacenamiento tiene permeabilidad más alta y el movimiento de fluido es típicamente a través de él hacia la boca del pozo.

Un sistema fracturado naturalmente es un ejemplo de un sistema de doble porosidad. Las fracturas tienen mas permeabilidad que la matriz pero baja capacidad de almacenaje y son rápidamente depletados.

Eventualmente las fracturas son recargadas por la matriz a causa del gran área superficial entre la fractura y la matriz.

Otro ejemplo de un sistema de doble porosidad es un sistema estratificado donde una capa de baja permeabilidad alimenta una capa de alta permeabilidad la cual se alimenta dentro del pozo.

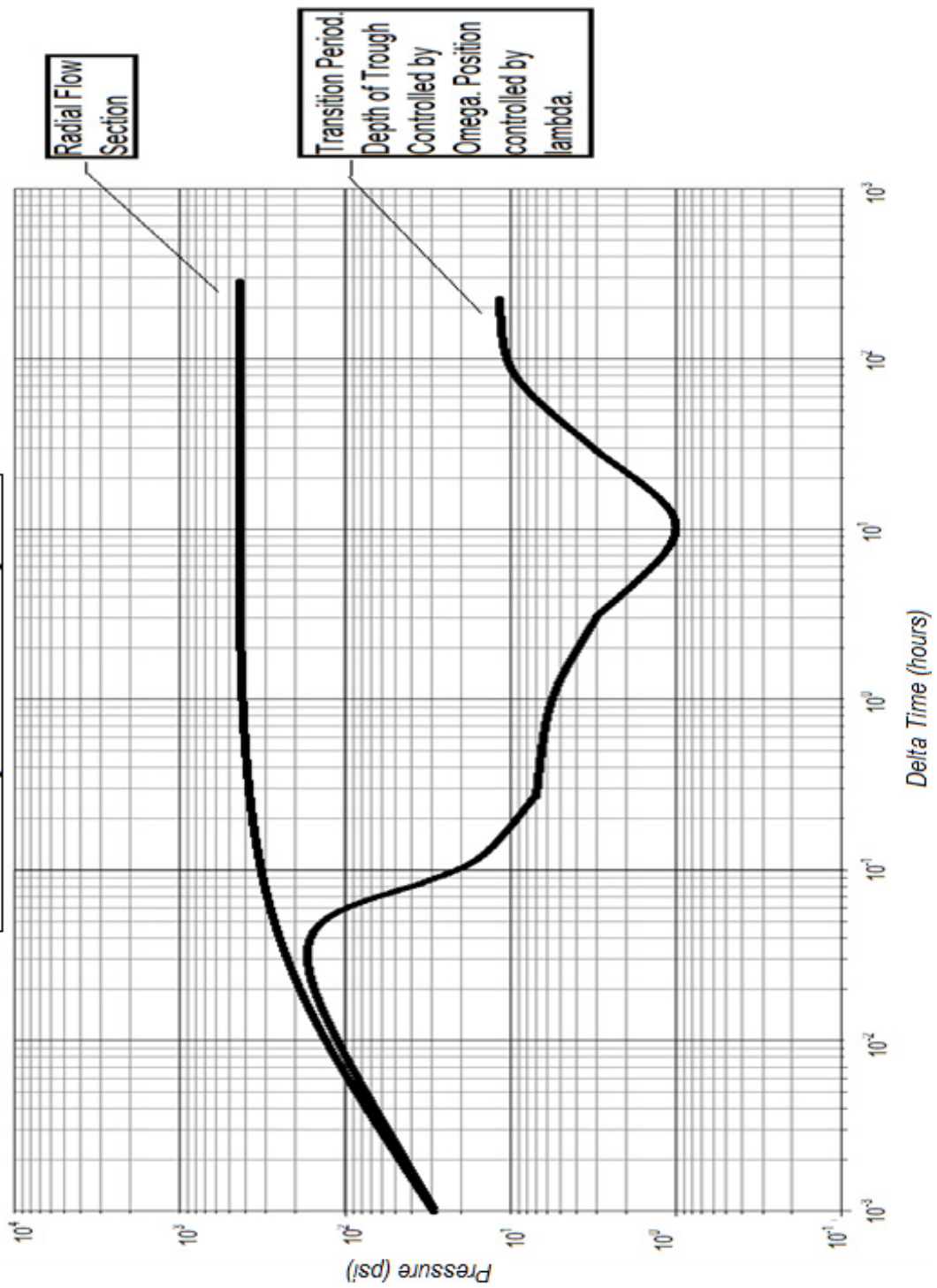
El modelo de estado pseudo-estable asume que la matriz tiene comportamiento no transiente.

El parámetro que controla el flujo que proviene del sistema de mayor coeficiente de almacenamiento, es llamado lambda (λ).

La relación del menor coeficiente de almacenamiento con el coeficiente de almacenamiento total es llamado omega (ω).

El modelo de doble porosidad es caracterizado por una deflexión en la curva de la derivada. Esta deflexión es causada por el hecho que el sistema de bajo coeficiente de almacenamiento (fracturas) son temporalmente depletados. La deflexión continúa hasta que el flujo que viene de la matriz y que ingresa a la fractura es estabilizado.

Two Porosity Pseudo Steady State



En ausencia de almacenamiento del hueco del pozo, los datos derivados son a priori constantes y después del periodo de la transición. Sin embargo, en presencia de almacenaje en la boca del poco el valor de la constante inicial de la derivada es marcada por la respuesta del almacenaje.

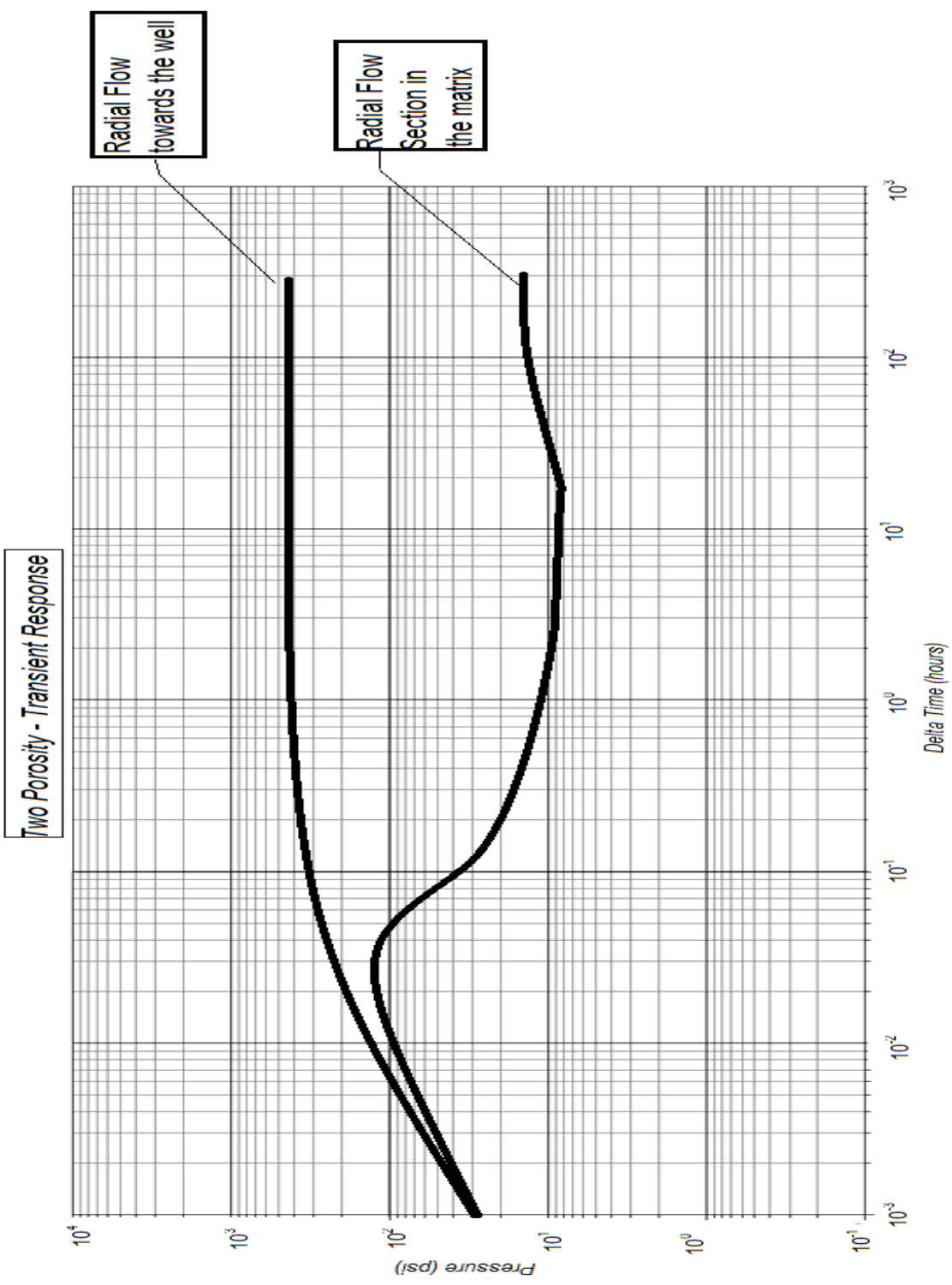
La profundidad de la deflexión en el cuadro log-log es controlado por omega y la posición por lambda. El decrecimiento o reducción de lambda mueve la deflexión a la derecha de la grafica log-log. La reducción o decrecimiento de omega profundiza la deflexión.

Un buen valor inicial de arranque para omega es 0.1, mientras que para lambda es $1e^{-4}$ or $1e^{-5}$. Cuando se intenta emparejar los datos reales con el modelo es a veces mejor no usar almacenamiento ó que el almacenamiento del hueco del pozo sea muy pequeño así se pueden observar los efectos distintos del cambio de omega y lambda.

3.1.2.6 MODELO DE DOBLE POROSIDAD – FLUJO TRANSIENTE

La doble porosidad del modelo transiente está basado en las mismas asunciones descritas anteriormente. Sin embargo, la matriz exhibe entrada transiente en las fisuras en lugar de la entrada pseudo estable.

Esto tiene el efecto de prolongar el periodo de la transición.



3.1.2.7 MODELO DE DOBLE PERMEABILIDAD

Se refiere a dos distintas porosidades medias, cada una aporta fluidos al pozo.

El modelo de flujo de doble permeabilidad, al igual que el modelo de doble porosidad asume que el medio poroso de la matriz consiste de dos regiones que están interactuando, una región asociada con macro-poros o sistemas de fracturas y la otra región comprende micro-poros.

Mientras que el modelo de doble porosidad asume que el fluido se estanca, el modelo de doble permeabilidad asume que el fluido fluye a través de la fractura hacia el pozo, lo cual puede ocurrir por:

Yacimiento de capas múltiples, con contraste bajo de permeabilidad

Zonas múltiples separadas por capas impermeables.

Terminación parcial

3.1.2.8 MODELO DE FLUJO RADIAL COMPUESTO

Para este modelo el reservorio comprende dos zonas concéntricas, con su centro en el pozo, que tienen diferente coeficiente de almacenamiento.

EL modelo maneja una completación que incluye daño

La frontera exterior puede ser de tres tipos diferentes:

Infinito

Presión constante en un radio determinado

Sin fluido en el área del radio

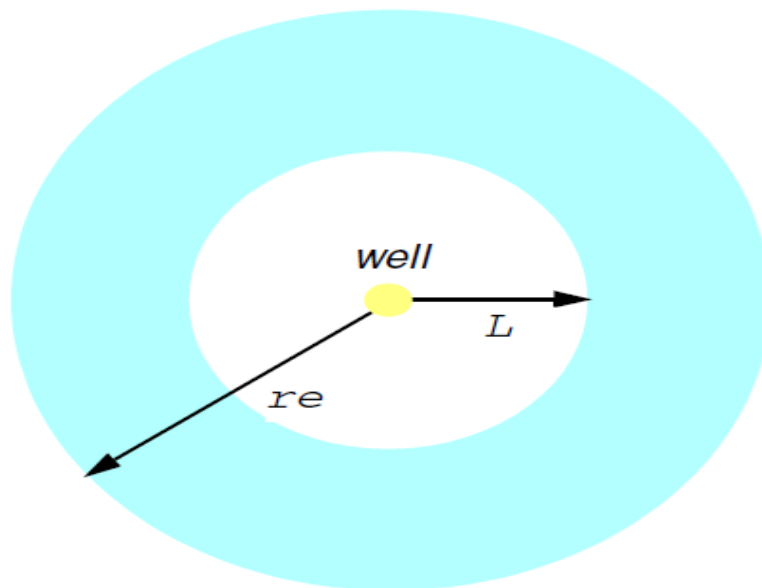


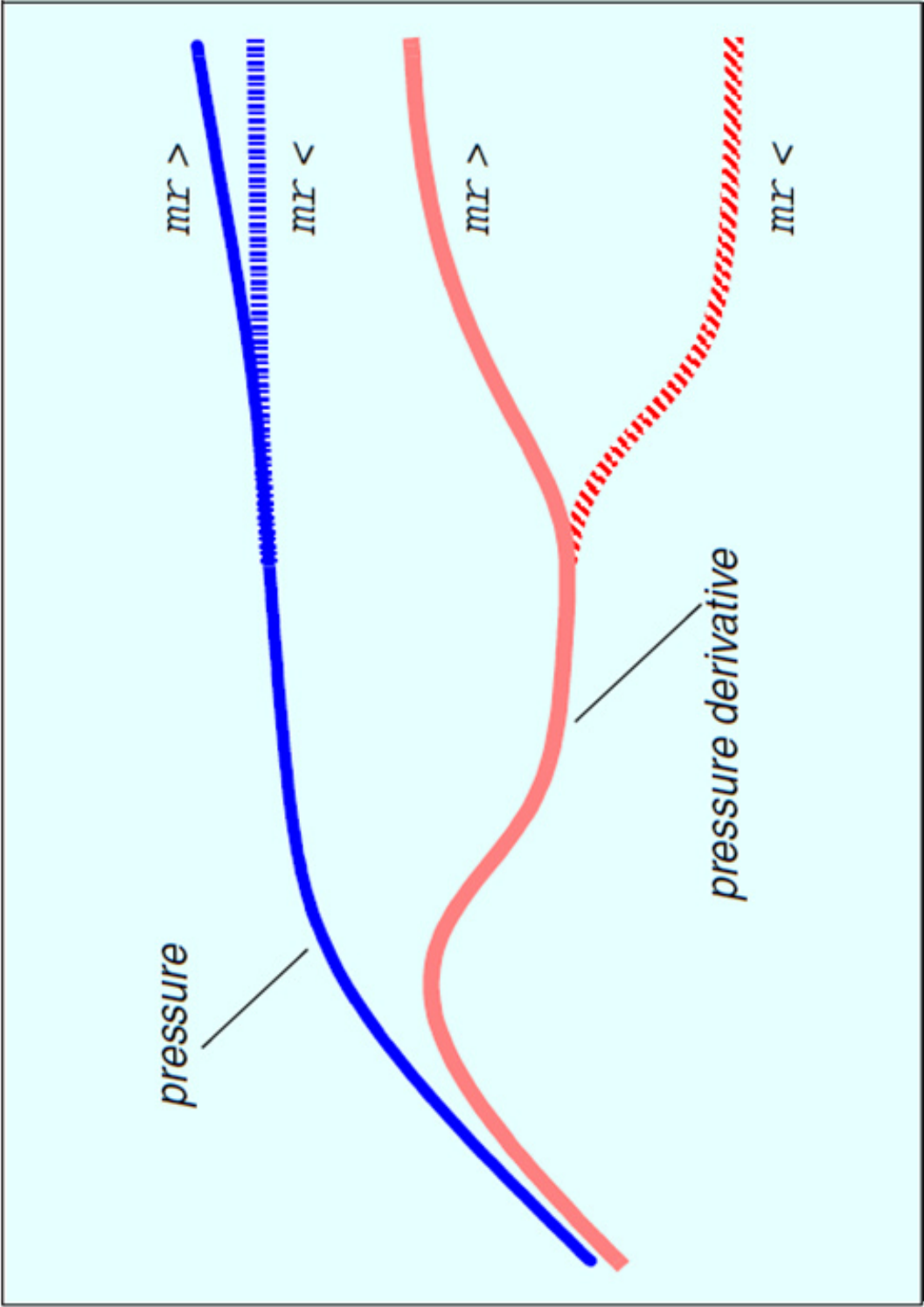
Diagrama de un pozo en el modelo de flujo radial compuesto

Parámetros

L1	Radio de la primera zona
re	Radio de la zona externa
mr	movilidad (k/μ), relación entre la zona interna con la externa
sr	coeficiente de almacenamiento ($\phi^* Ct$), relación entre la zona interna con la externa
S _i	Interferencia, daño

A tiempos tempranos, la respuesta corresponde a un sistema de acción infinita con las propiedades de la zona interior. Cuando la influencia de la zona exterior se presenta, la derivada de presión varia hasta alcanzar su parte más alta.

A tiempos tardíos el comportamiento es como un sistema de flujo homogéneo con las propiedades de la zona exterior, con los apropiados efectos de la frontera exterior.

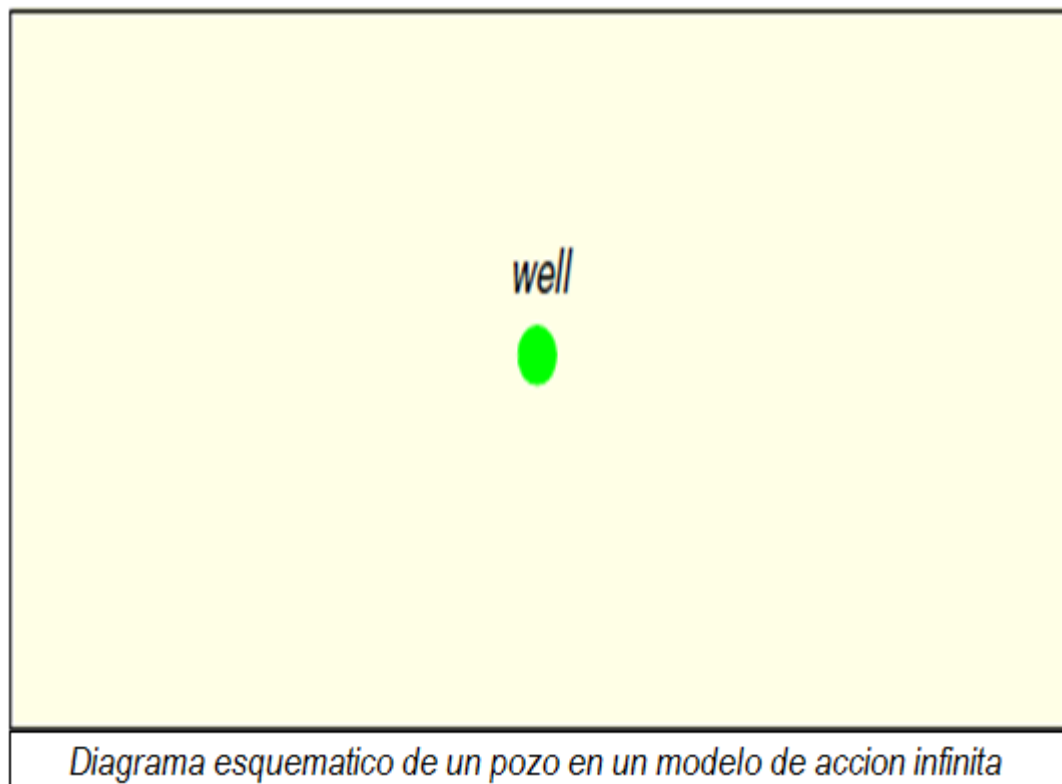


Respuesta típica de drawdown de un pozo para el flujo radial compuesto

3.1.3 MODELOS DE LIMITE DEL RESERVORIO

3.1.3.1 **MODELO DE ACCION INFINITA (infinitely acting)**

Este modelo de condiciones de frontera exterior está disponible para todos los modelos de reservorio y para todas las condiciones cercanas al pozo. Ningún efecto de la frontera exterior es visto durante el periodo de prueba.



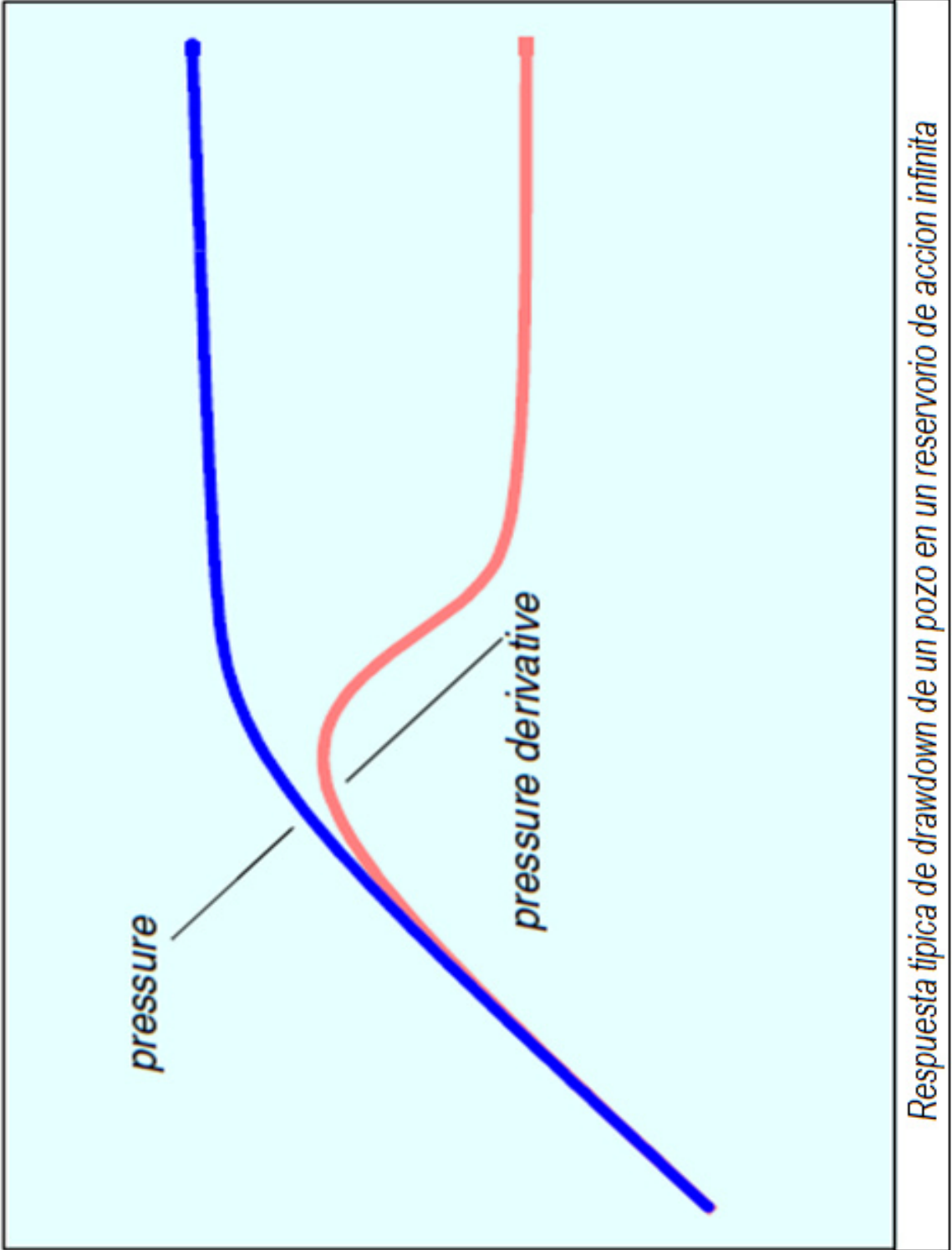
Parámetros:

K Permeabilidad

h Espesor de la formación

A tiempo temprano, después que el efecto del coeficiente de almacenamiento es observado, puede existir un periodo de transición durante el cual las condiciones cercanas del pozo y además los efectos de la doble porosidad pueden estar presentes.

A tiempos tardíos el patrón de flujo llega a ser radial, con el pozo en el centro. La presión incrementa a $\log t$, y la derivada de la presión alcanza su parte más alta. El valor de la derivada de la presión en la parte más alta es determinada por el producto de $k \cdot h$.



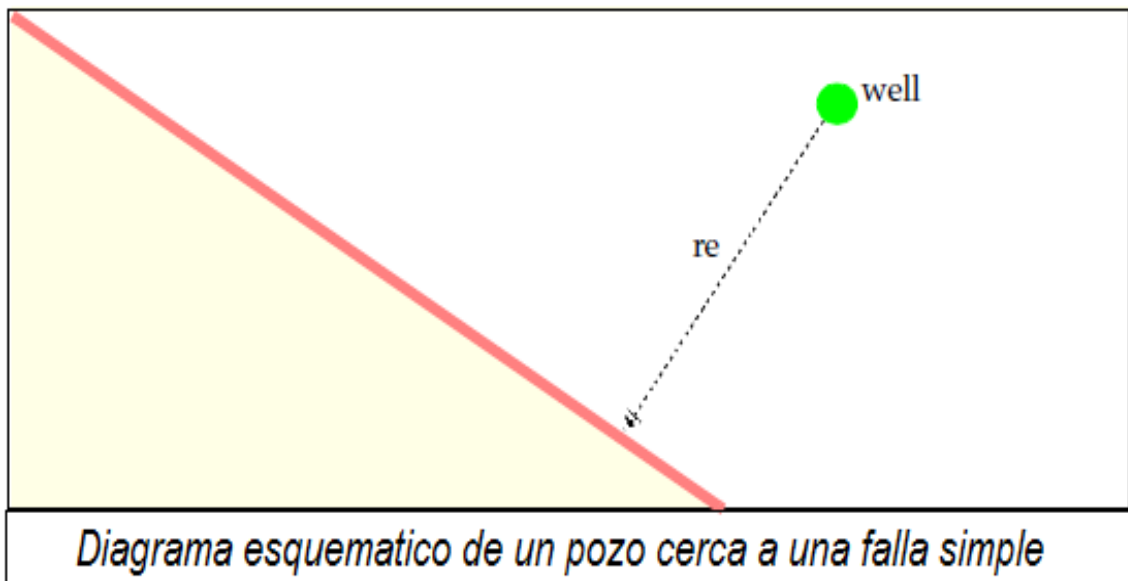
Respuesta típica de drawdown de un pozo en un reservorio de acción infinita

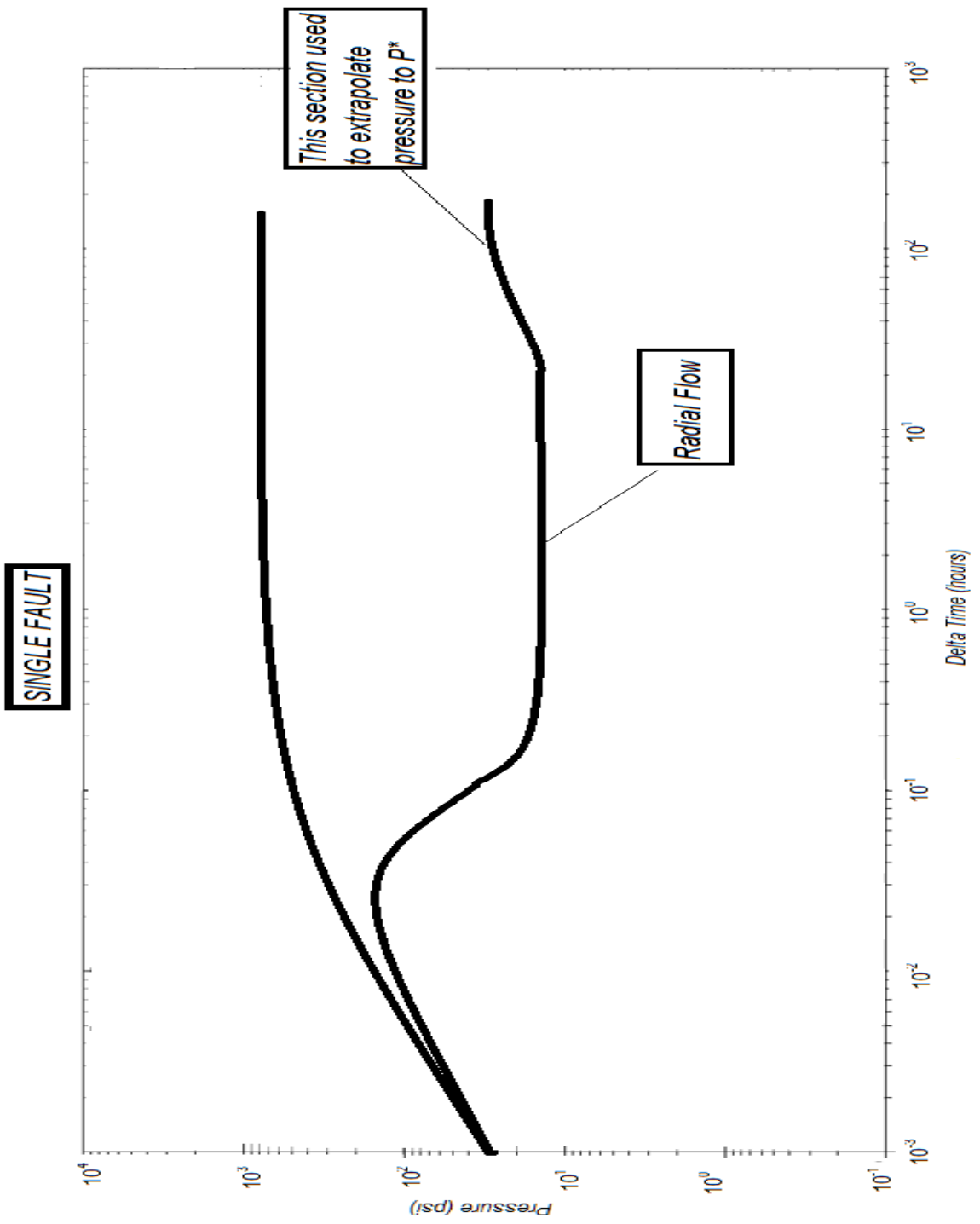
3.1.3.2 MODELO DE FALLA SIMPLE (Single fault)

Un modelo de falla simple es caracterizado por un doble valor derivativo. El valor doble de la derivada es indicativo de una doble pendiente en el grafico del semi-log.

Una forma de explicar el porqué de la doble pendiente con una falla simple (single fault) es que una vez que el flujo del fluido se extiende a la condición del límite sólo la mitad del reservorio contribuirá al flujo

Note que el grafico log-log es muy similar a la doble porosidad del modelo transiente.

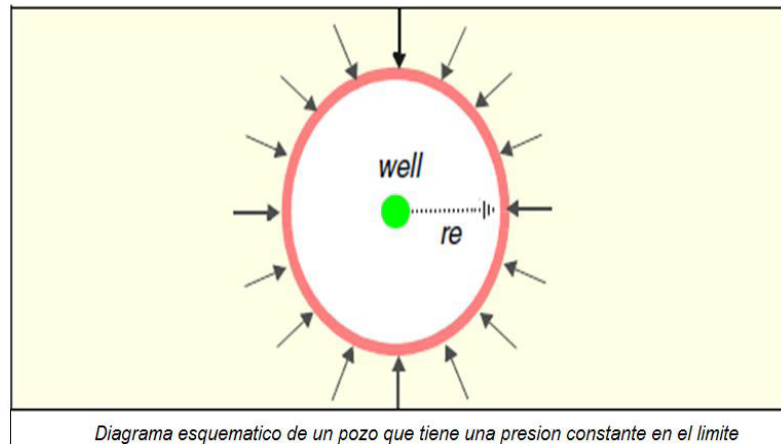




3.1.3.3 PRESION CONSTANTE EN EL LIMITE

Un círculo centrado en el pozo, es a una presión constante

El modelo maneja todo incluido el coeficiente de almacenamiento y el daño.

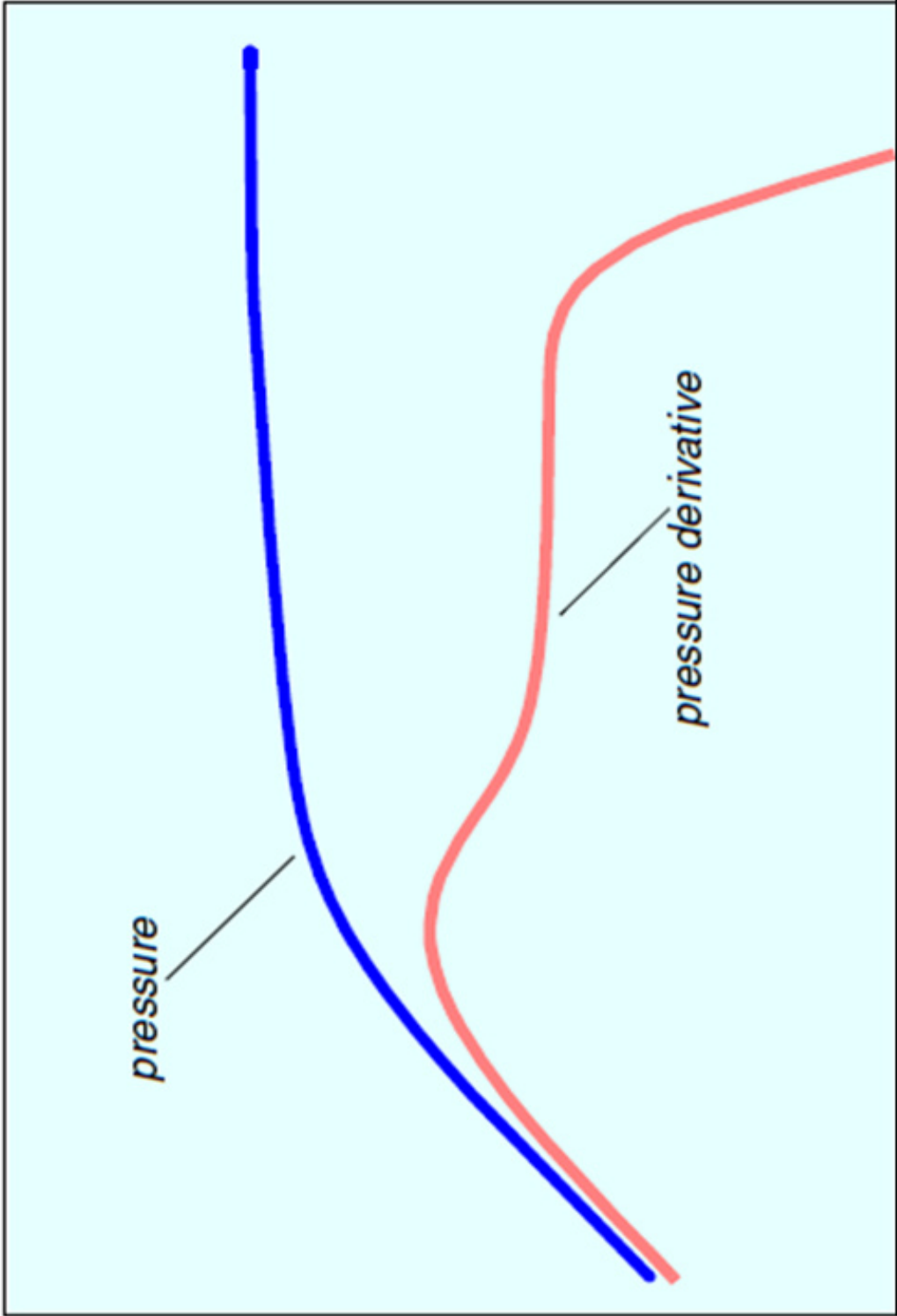


Parámetros:

Re: Radio externo

A tiempos temprano, antes de que la presión constante en el círculo sea vista, la respuesta corresponde a un sistema infinito.

A un tiempo tardío, cuando la influencia de la presión constante en el círculo es visto, la presión se estabiliza y la curva de la derivada de la presión declina.

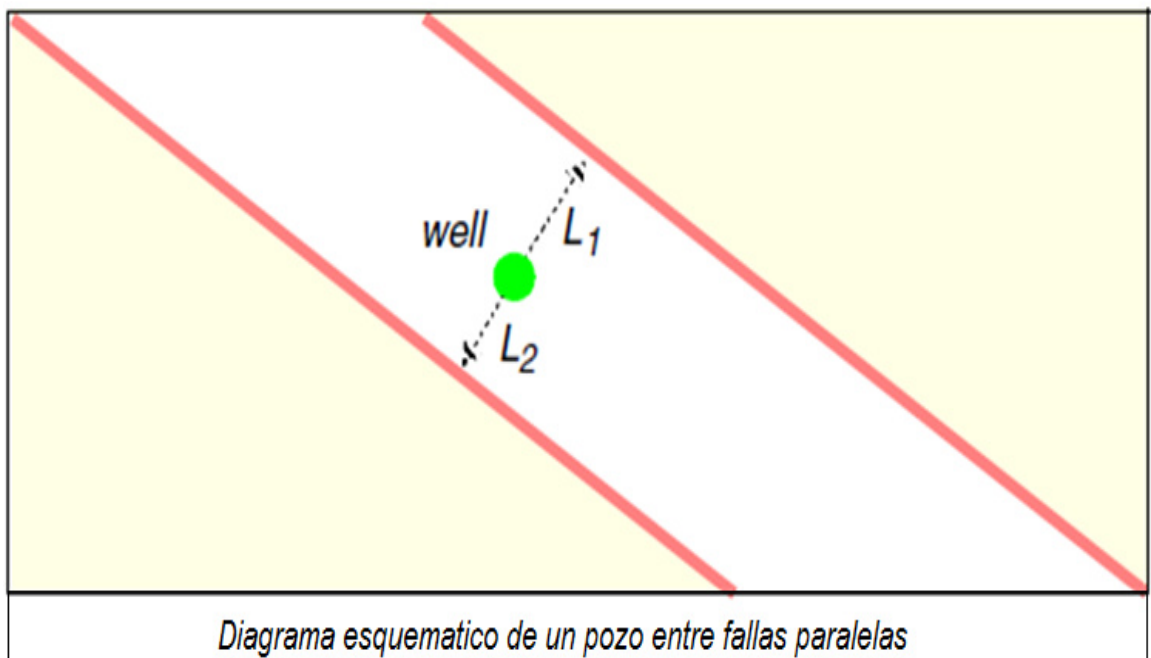


Respuesta típica de drawdown de un pozo en un reservorio que tiene presión constante en el límite

3.1.3.4 FALLAS PARALELAS (parallel fault)

Fallas paralelas, lineales (sin flujo en la frontera), que se encuentran localizado a cierta distancia del pozo, limitan la extensión del reservorio.

El modelo maneja todo sobre reservorios homogéneos y de porosidad dual.



Parámetros:

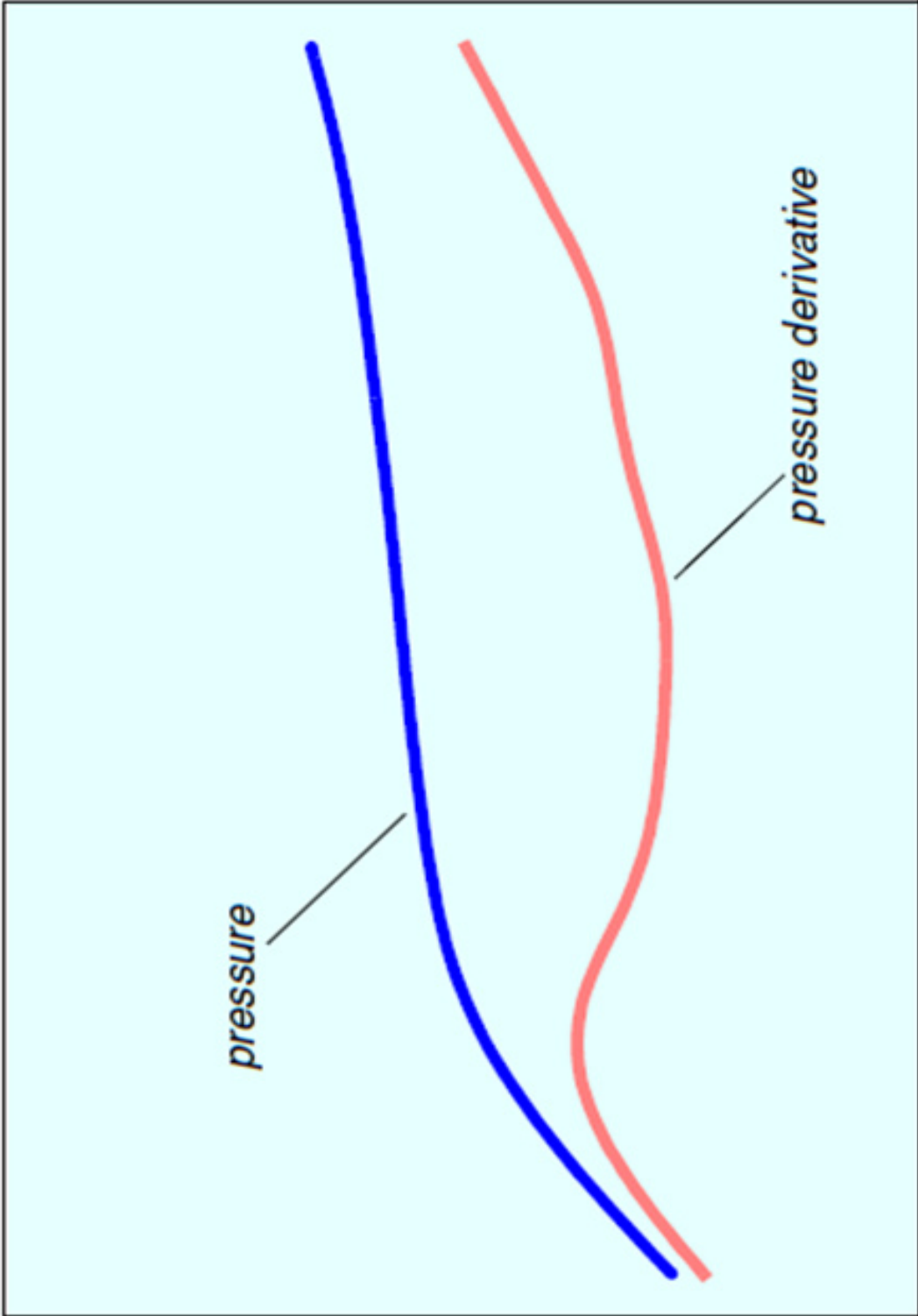
L1 distancia del pozo a una de las fallas

L2 distancia del pozo a la otra falla

A tiempos tempranos, antes de la primera frontera que se ve, la respuesta corresponde a la de un sistema infinito.

A tiempos tardíos, cuando la influencia de ambas fallas es vista, existe una condición de flujo lineal en el reservorio. Durante el flujo lineal, la curva de la derivada de la presión sigue una línea recta de pendiente de 0.5 en un gráfico log-log.

Si L1 y L2 son grandes y muy diferentes, una duplicación del nivel de la meseta (parte más alta de la curva) del nivel e la primera meseta puede ser visto en el gráfico de la derivada. La meseta indica flujo radial de acción infinita, y el duplicado del nivel es debido a la influencia de la cercanía de la falla.



Respuesta típica de drawdown de un pozo entre fallas paralelas

Capitulo IV

4.1 APLICACIÓN DEL SOFTWARE PANSYSTEM PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

4.1.1 Fundamentos básicos

Las pruebas de pozo son una herramienta clave en la industria hidrocarburífera.

Los resultados del análisis de la data de pruebas de pozos son usados para tomar decisiones de tipo operacional e investigativo durante el desarrollo de un campo.

A menudo se usa una prueba de pozo como la tecnología principal para monitorear el desempeño de un yacimiento durante su vida productiva ó para diagnosticar comportamientos no esperados de un pozo o reservorio.

PanSystem es el programa que nos sirve para el análisis de pruebas de pozo en la industria antes mencionada. Es usado como estándar corporativo por la mayoría de las compañías petroleras multinacionales así como por muchas empresas nacionales. A continuación se describe la tecnología usada en PanSystem y cómo es aplicada al análisis de pruebas de pozo.

El objetivo del software de interpretación de presiones PanSystem es proveer un sistema que permita al usuario ejecutar eficientemente todas las tareas

asociadas con el diseño, análisis y simulación de la data de las pruebas de pozos.

Este proceso puede ser descrito mediante el diagrama de flujo que se presenta a continuación:

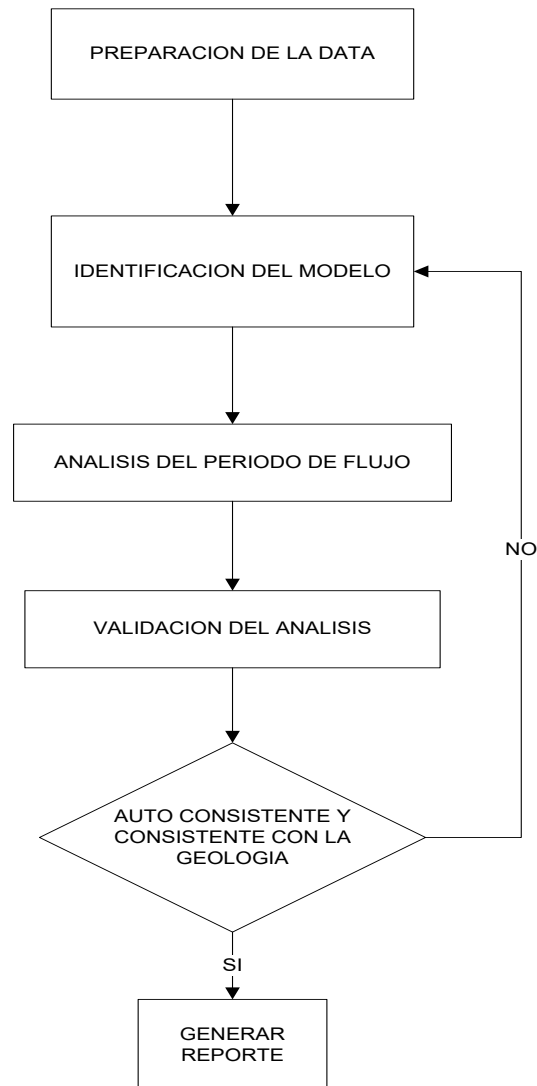
DIAGRAMA DE FLUJO DE PRUEBAS DE POZOS - PANSYSTEM

Importar y graficar, remover ruido, efectos de marea y deriva del sensor.

Revisar la geología, grafico diagnostico “log-log” seleccionar pozo, reservorio y modelos de fronteras.

Graficos especializados, calculos de linea igualacion de curvas tipo.

- Simulacion “quick match”
regresion no lineal pan mesh



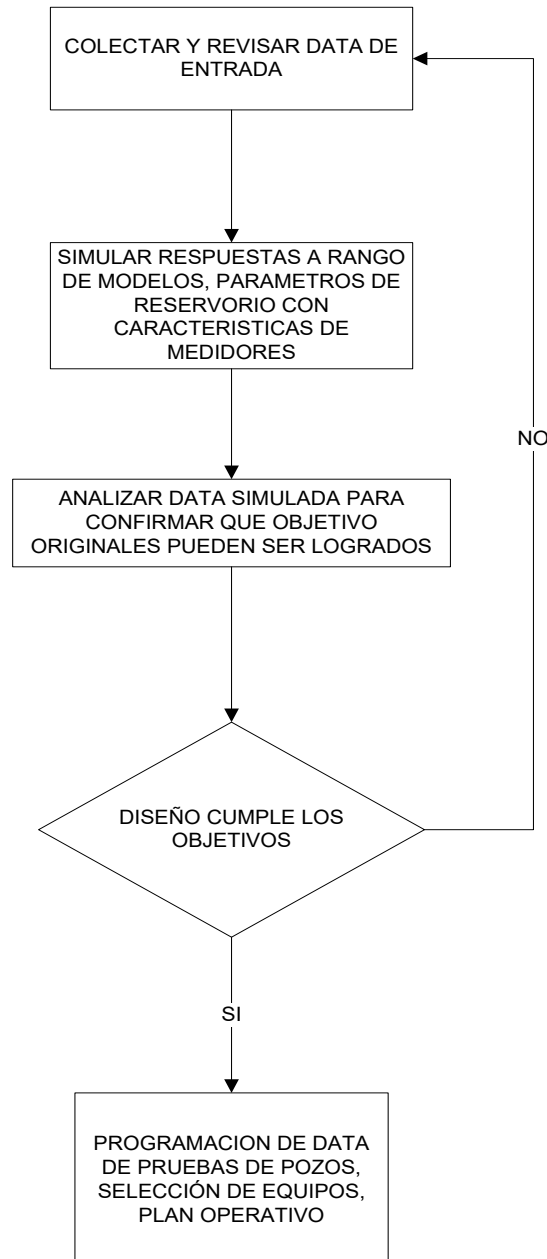
- **Flujo de Trabajo de Análisis de Prueba de Pozo**

El flujograma de arriba se enfoca en el análisis de las pruebas de pozos, ya que esta es la aplicación primaria de PanSystem. El diseño de pruebas de pozos es una función importante también abordada por PanSystem y varias de sus características de su aplicación se enfocan en esta importante tarea.

REVISAR OBJETIVOS, GEOLOGIA
PRUEBAS DE POZOS ANALOGAS
Y DATOS DEL RESERVORIO

EJECUTAR SIMULACION
AVANZADA Y PAN MESH CON
ENTRADA DE DATA DE MAPA
GEOLOGICO

ANALIZAR DATA SIMULADA COMO
MEDIDA COMPARAR LOS
RESULTADOS CON LA ENTRADA
DE SIMULACION



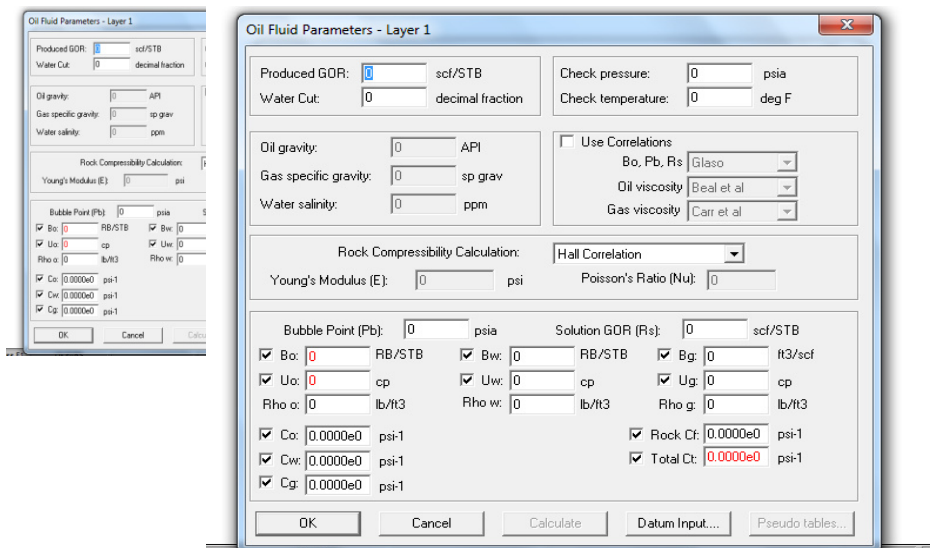
- **Flujo de Trabajo de Diseño de Prueba de Pozo**

- **4.1.2 Registro de campo (Data)**

El manejo de la data es una de las fortalezas clave de PanSystem. En muchas formas, la capacidad técnica clave del software de análisis de pruebas de pozo es su habilidad para manejar archivos de datos muy grandes, al tiempo que permita presentar la data en pantalla para su manipulación interactiva.

La data requerida por PanSystem para el análisis es de distintos tipos. Primeramente, la data estática requerida para el análisis. Estos tipos son:

- Parámetros de pozo
- Parámetros de capa
- Parámetros de fluido



Ingreso de Data Estática en PanSystem

- **Importación y Exportación de Data**

El aspecto más poderoso del ingreso de data en PanSystem es la capacidad para cargar grandes archivos ASCII tal como son típicamente generados por los modernos sensores electrónicos de presión (el segundo tipo de data requerido para el análisis).

Existe un límite de aproximadamente 10.000 puntos de datos que corresponde al archivo que PanSystem puede importar y es fácil importar la data repetidamente desde un número de sensores de la misma prueba de pozos para así comparar y controlar la calidad de la data.

4.1.3 PARÁMETROS BÁSICOS DEL POZO Y DEL YACIMIENTO

4.1.3.1 Análisis PVT

En todo estudio de ingeniería de yacimientos es requisito indispensable contar con las propiedades, tanto de los fluidos como de la roca; lo cual implica que la toma de muestras de fluido y núcleos debe realizarse en la etapa inicial del desarrollo de un campo.

El principal propósito del muestreo es obtener las características de los fluidos del yacimiento, las cuales se obtienen en el laboratorio por medio de los estudios o análisis PVT. La parte más importante de este muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento y estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo toda la actividad de ingeniería de yacimientos.

La consideración principal que debe tenerse en cuenta es el volumen de fluido a tomar para poder realizar los análisis en forma completa. De acuerdo a algunas literaturas disponibles, para el muestreo de fondo se necesita un mínimo de tres muestras representativas de aproximadamente 600cm^3 , y del separador de gas tres cilindros de 20 litros.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de las muestras como son:

- Presión estática del yacimiento.
- Presión fluyendo.
- Presión y temperatura en la cabeza del pozo.
- Presión y temperatura del separador.
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque.
- Factor de encogimiento del aceite.

En el laboratorio:

- Verificar la validez de las muestras
- Comparar los datos de campo con los datos de laboratorio
- Comparar las muestras tomadas en superficie mediante recombinado con las muestras tomadas de fondo.
- Realizar los estudios completos del fluido por medio de los diferentes experimentos como son:
- Prueba de separación a composición constante (ACC).
- Prueba de separación Diferencial (AD) Solo se necesita en aceites.

- Prueba de Agotamiento a Volumen constante (AVC)
- Estudio de separadores en etapas (ESE)
- Determinación de propiedades físicas como viscosidad, densidad, etc.

4.1.4 Muestreo de fondo

La finalidad es obtener muestras del fluido original del yacimiento. Pudiendo obtenerse antes de que el yacimiento sea explotado, o cuando ya ha sido puesto en producción, siempre y cuando el fluido contenido en el pozo se encuentre lo más parecido al original, misma composición y características.

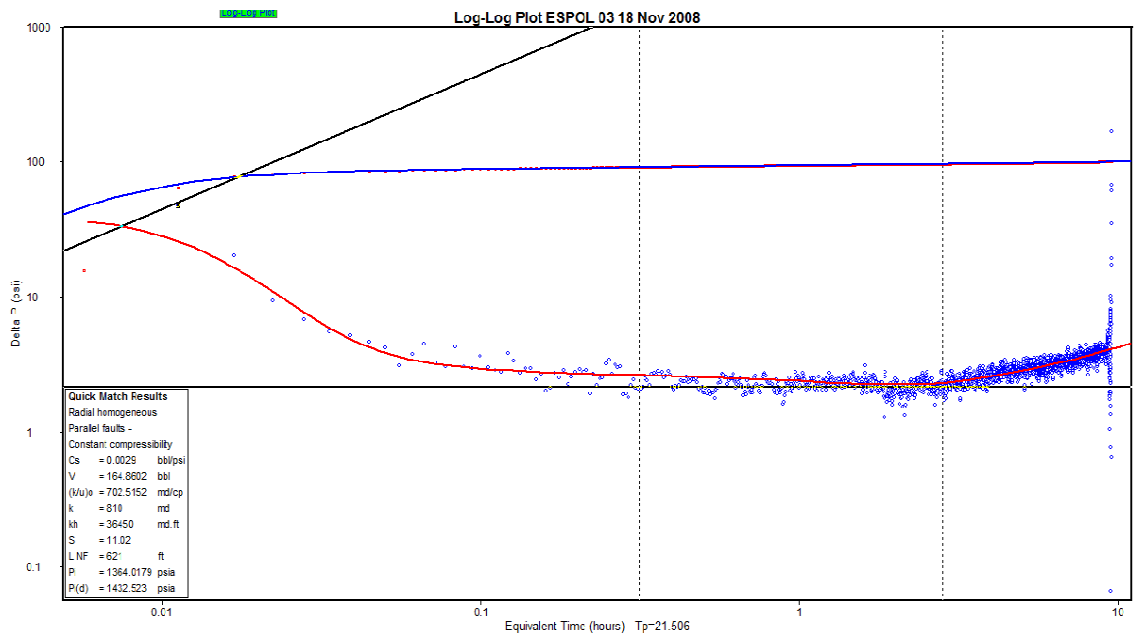
El muestreo de fondo es importante ya que la información obtenida del análisis PVT de las muestras de fondo, se utiliza para realizar cálculos de mucha trascendencia tanto desde el punto de vista técnico como económico, como son:

- El desarrollo del yacimiento.
- Las condiciones óptimas de separación
- El comportamiento del yacimiento
- El cálculo de las reservas de aceite y gas
- Los métodos para la recuperación secundaria y mejorada

4.1.5 Proceso de cálculo

El proceso del análisis de pruebas de pozo ha evolucionado a lo largo de los años y los ingenieros de las compañías petroleras han desarrollado varias técnicas a partir de la experiencia que han adquirido en los pozos que han probado. El programa PanSystem captura lo más sobresaliente de estas técnicas para entonces permitir que una gran serie de métodos sean abordados al analizar la data transiente de presión.

El punto de arranque más ampliamente aceptado para el análisis de pruebas de pozo es el gráfico de la curva de la derivada "log-log". A continuación se muestra un ejemplo.



- **Gráfico Log-Log de PanSystem**

Este gráfico se configura haciendo una función apropiada de la presión con respecto al tiempo de manera que se eliminen los efectos del historial de tasas específico de la prueba, mediante lo cual (en la mayoría de las circunstancias) las respuestas de acumulación y agotamiento pueden ser comparadas sobre una misma base y con las mismas características siendo reflejadas en la misma forma del gráfico de la derivada. Esto permite a los ingenieros comparar la respuesta de presión con una gama de formas típicas derivadas de reservorio para identificar el modelo apropiado con el cual analizar la data.

4.2 Modelos de flujo y de frontera

4.2.1 Importancia de la selección del modelo

Esta es la etapa más importante del proceso, ya que cualquier error cometido aquí se traducirá directamente en errores mayores (a menudo muy grandes) en los parámetros de reservorio estimados por el proceso de análisis.

El Asistente PanWizards provee ayuda al seleccionar el modelo apropiado de reservorio y una vez que el modelo ha sido seleccionado el usuario puede pasar al proceso de estimación de parámetros de reservorio.

- **Estimación de Parámetros**

El usuario puede escoger usar las opciones de ajuste de línea en el gráfico "log-log", o los gráficos especializados (estos son necesarios para arribar a un estimado de presión local de reservorio). También se puede hacer uso de igualación de curvas tipo para ejecutar la estimación de los parámetros – una técnica que es a menudo útil si se tiene que analizar data que esté incompleta.

Una vez que los modelos han sido seleccionados y los parámetros estimados, el usuario tendrá entonces un modelo definido y los parámetros estimados para cada uno de los modelos de pozo, reservorio y límites externos.

La selección de un modelo es un aspecto importante de la interpretación de pruebas de pozo porque un modelo de reservorio incorrecto resulta en parámetros estimados sin sentido.

Una de las piezas de más utilidad de la información obtenida de una prueba de presión transitoria es la identificación del modelo de yacimiento. Por desgracia, varios factores hacen que la identificación del modelo de reservorio de la respuesta de la presión transitoria sea un proceso incierto.

Muchos modelos de yacimientos diferentes producen respuestas similares de presión.

Por ejemplo un pozo en un rincón entre dos fallas de sellado y un pozo en un depósito circular compuesto puede tener respuestas de presión casi idénticas.

Algunos modelos de yacimientos tienen suficiente "botones" (knobs) que permiten modificar un ajuste (match) visualmente aceptable para ser obtenido virtualmente por cualquier respuesta de presión.

Estos modelos son a menudo mal utilizados debido a su capacidad para que coincida con casi cualquier respuesta. Por ejemplo, la respuesta de la presión de un pozo vertical en una posición arbitraria en un depósito rectangular puede ser obligada a coincidir con una amplia variedad de respuestas de la presión mediante la variación de la relación de aspecto del rectángulo y la ubicación del pozo dentro del rectángulo. De la misma manera, el modelo de yacimiento compuesto puede ser obligado a coincidir con una variedad de respuestas diferentes de presión, variando las proporciones de la movilidad y coeficiente de almacenamiento entre las zonas de interior y exterior.

Los modelos de yacimientos más utilizados son aquellos para los que existe una solución analítica fácilmente evaluados. Las condiciones de contorno que son lo suficientemente simple como para permitir una solución no pueden describir

fielmente reservorios reales. Es la responsabilidad del analista de la prueba el elegir el modelo yacimiento que mejor representa el depósito físico. **El modelo de yacimiento correcto a utilizar en la interpretación de una prueba de presión transitoria propuesta debe ser coherente con el modelo geológico.**

La prueba de restauración de presión “buildup” es el tipo más común de prueba de presión transiente en la industria petrolera. La respuesta de la presión y presión derivada para una prueba de buildup puede ser muy diferente de los de una prueba de declinación (drawdown).

La Identificación del modelo reservorio debe tener en cuenta las diferencias entre las respuestas de las presiones de la restauración “buildup” y de declinación “drawdown”.

Como un control importante sobre la validez de un modelo, la respuesta de la presión de todo el flujo y la parada en los períodos deben ser calculados usando la historia completa del pozo con el modelo seleccionado.

La selección del modelo es de suma importancia en la interpretación exacta de prueba pozo. Cuando dos analistas experimentados analizan la misma prueba, las diferencias significativas de los parámetros resultantes de las estimaciones con mayor frecuencia surgen de la utilización de métodos de

análisis diferentes. Cuando un modelo de yacimiento incorrecto se utiliza en la interpretación, las estimaciones de los parámetros resultantes pueden carecer de sentido.

Hay dos aspectos a la selección del modelo: la selección de la geometría del depósito y las condiciones de frontera, y hacer la correlación correcta entre las características de la respuesta de la presión del modelo y la respuesta del campo de presión. En el resto de este artículo, la selección del modelo incluirá estos dos aspectos.

4.2.2 Utilización de información geológica, geofísica y petrofísica

La Información de una variedad de fuentes se debe utilizar al seleccionar un modelo. Con la información de: Geología, geofísica, petrofísica y de ingeniería, se espera una valiosa aportación al proceso de selección del modelo. Durante las tareas de identificación de flujo de régimen y modelos de selección, el analista de prueba de pozo debe comunicarse en estrecha colaboración con el geólogo, geofísico y petrofísico. Una vez que se selecciona un modelo, el analista obtiene estimaciones de los parámetros del modelo a través de una variedad de métodos tales como análisis semilogarítmico, manual de tipo de concordancia de la curva “matching” o curva de regresión no lineal. Durante la validación del modelo, el analista revisa los resultados de la

interpretación para asegurarse de que son coherentes con el modelo geológico. Si hay una discrepancia, ya sea el modelo de yacimiento o el modelo geológico y la conveniencia de modificar la interpretación debe ser aceptada como definitiva sólo después de la validación de modelos de éxito.

- **GEOLOGIA.-** Selección de un modelo de yacimiento apropiado para la interpretación de pruebas de presión comienza con el modelo geológico del yacimiento. En ambos areniscas y carbonatos, el ambiente deposicional y el control de la historia diagenética la forma, el tamaño del reservorio, y la orientación.

Un modelo geológico completo incluye una comprensión de la naturaleza de los límites del yacimiento, incluyendo si el depósito está limitada por fallas de sellado. Además, la ubicación de cualquier gas-petróleo, petróleo-agua o los contactos de gas-agua son importantes, como son el tamaño de cualquier capa de gas asociado o de un acuífero. Además, el geólogo proporciona información valiosa sobre la presencia de capas y la ocurrencia y frecuencia de las fracturas naturales

- **GEOFÍSICA.-** Proporciona información para complementar los datos geológicos. Los lugares donde se encuentran las fallas y su tamaño,

forma y orientación de los compartimentos del reservorio mediante la interpretación de los datos sísmicos.

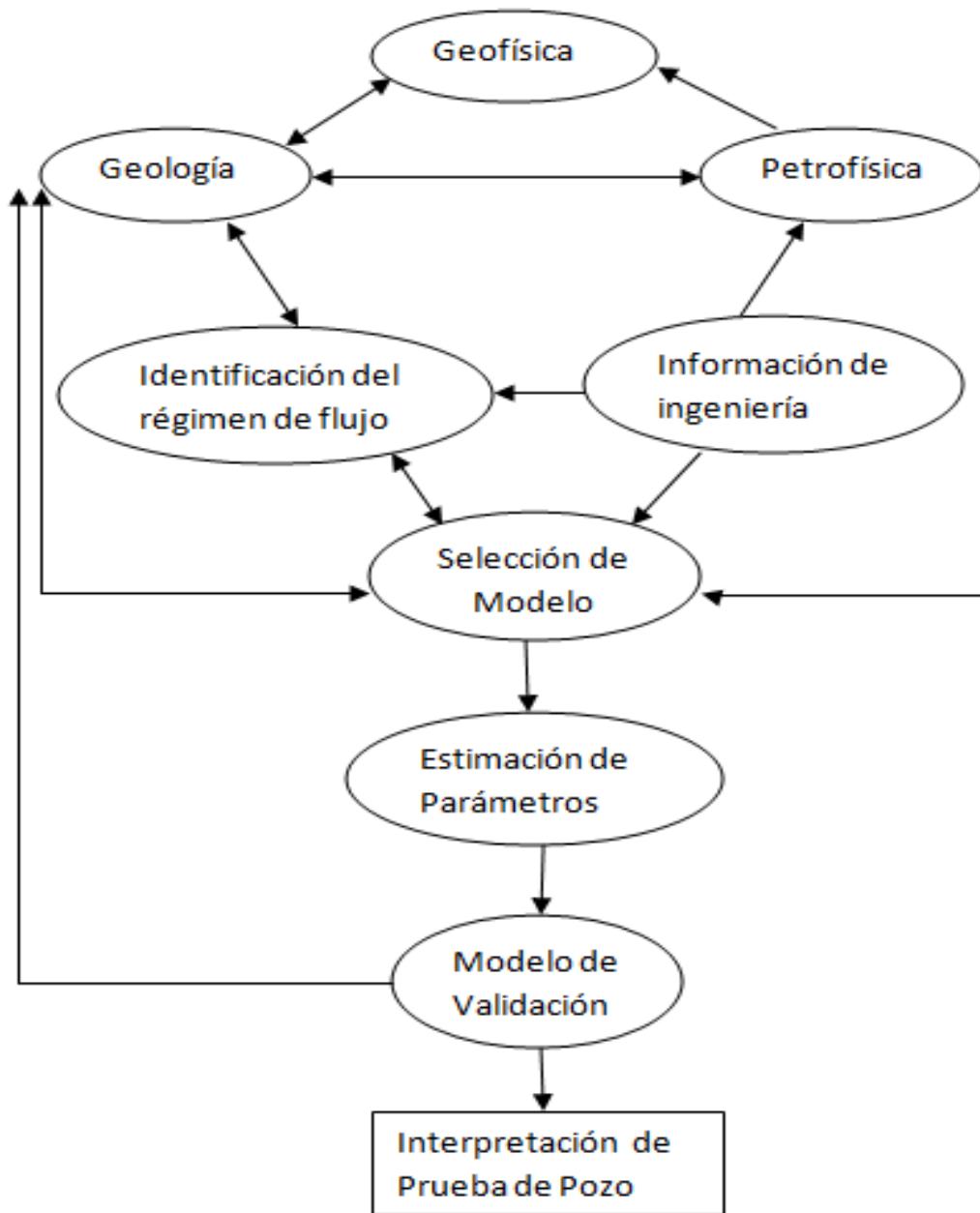
- **PETROFÍSICA.**- Estimaciones del espesor de la zona de pago neto, porosidad y saturación de fluidos son rutinarios obtenerlos de la interpretación de registro. En resumen los registros dan información de litología, capas, ubicación de contacto de fluidos y evidencia de fracturas naturales.
- **INGENIERÍA.**- los archivos deberían siempre estar disponibles para el analista de la prueba de pozo. Reportes diarios pueden proporcionar una visión de algún problema durante la perforación y estimulación q podrían causar daño en la formación.

La fracturación y el tratamiento de estimulación acida diseñadas proporcionan un punto de inicio para análisis de pruebas post-estimulación.

El análisis de núcleos proporciona estimaciones de porosidad y permeabilidad.

Los registros de producción de pozos vecinos deberían ser comprobados si la interferencia es un problema.

EI PANSYSTEM Y OTRAS CIENCIAS



CAPITULO V

5.1 APLICACIÓN PRÁCTICA DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN EL ORIENTE ECUATORIANO

El siguiente capítulo tratara sobre la aplicación del software de interpretación de pruebas de presión PanSystem, en diversos pozos del distrito amazónico a los cuales se les ha realizado una prueba de producción y de restauración (build-up) con el objeto de determinar las características básicas del yacimiento como permeabilidad, estado de la formación como daño ó estimulación; el potencial del pozo; los modelos y regímenes de flujo en el reservorio y en los límites del yacimiento.

Además de permitir la explicación del uso del software se detallara la forma de distinguir un régimen de flujo de otro, cabe destacar el mismo programa nos permite diferenciar los tipos de regímenes de flujo mediante la presentación de las curvas típicas de cada modelo y régimen de flujo que se presenta en cada reservorio en particular.

POZO: ESPOL 01

El presente Análisis de Restauración de Presión fue realizado al pozo ESPOL-01 del cual se evaluó la arena “U inferior” que corresponde al intervalo disparado de 9476’ - 9494’ (18 pies).

El pozo produjo un $Q_t = 1560$ BBL/día, con un BSW de 8.0 % de un crudo de 27.4 grados API. A continuación se presentan los diferentes eventos que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración

Tiempo(hrs)	
t1=	1.97
t2=	60.88
t3=	78.48

Tiempo de Producción	58.91 Hrs
Tiempo de Cierre	17.60 Hrs

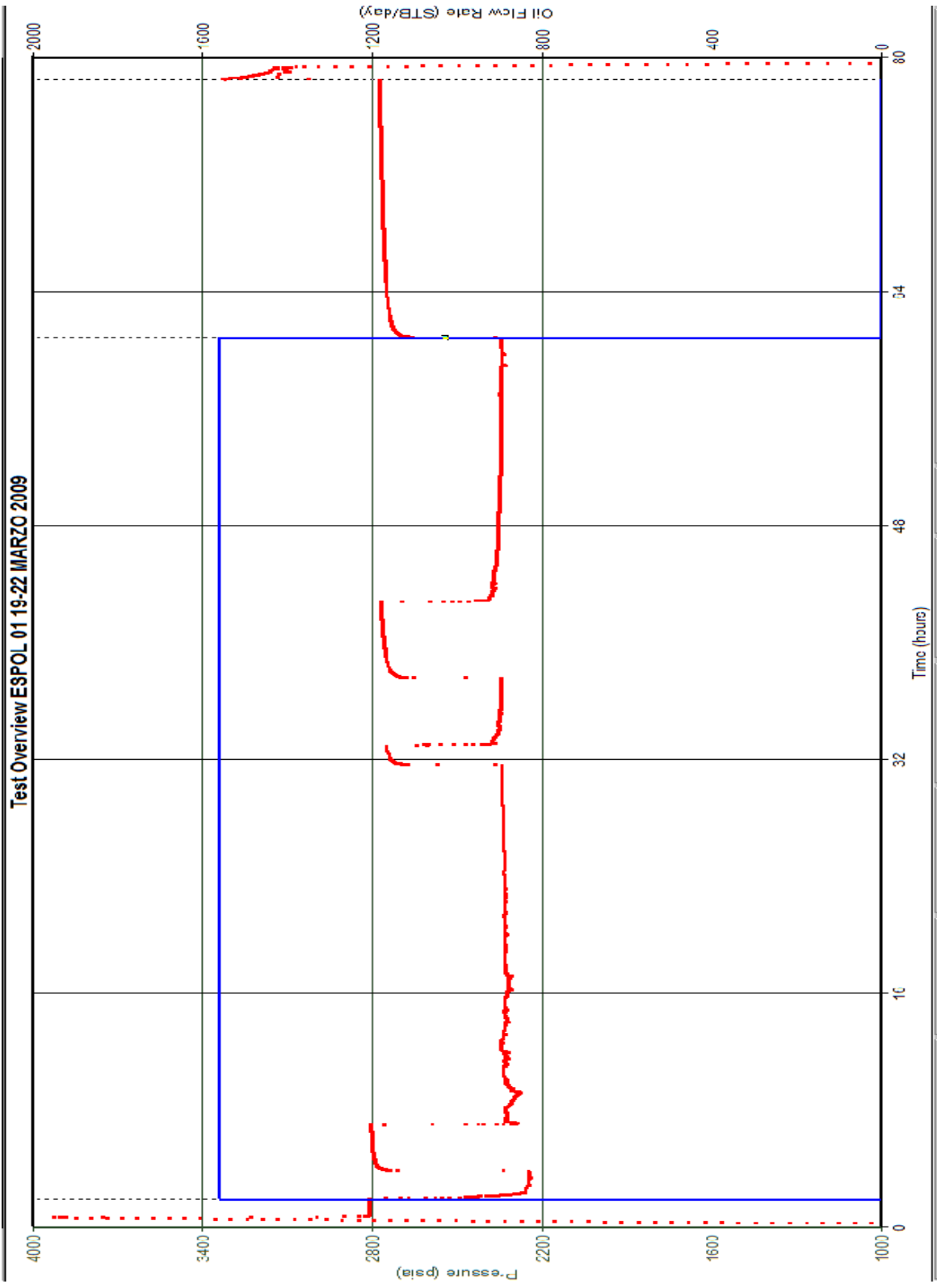
En el registro de presión se utilizó un registrador electrónico Zi – 9578 que fue asentado en el No-Go ubicado a 9.288.5 pies. Los valores de presión del yacimiento U_i serán reportados a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 9.485 Pies.

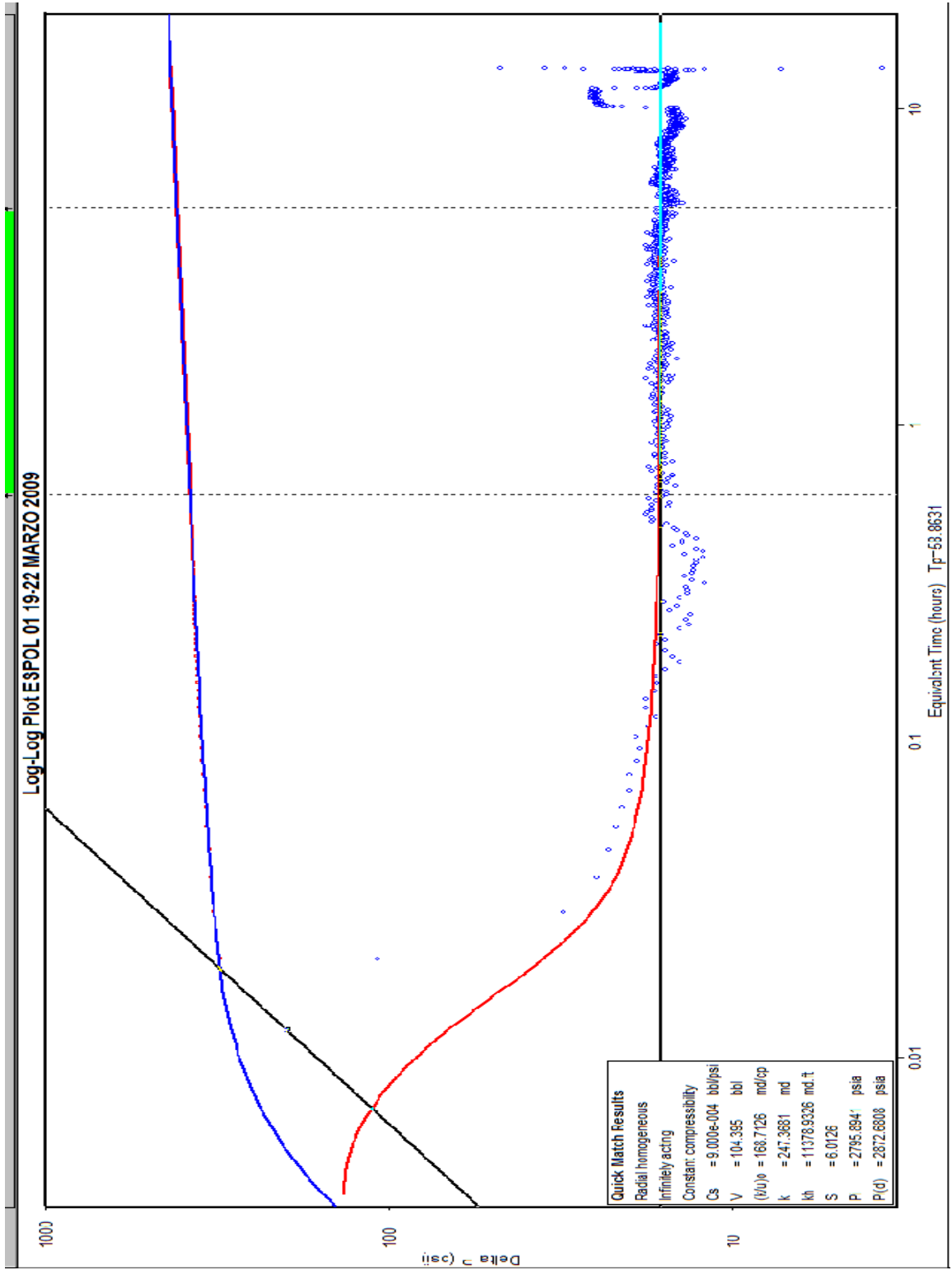
DATOS ESPOL 01

Prueba de Produccion		
Qo =	1435	BPPD
Qw =	125	BAPD
Qt =	1560	BFPD
Bsw =	8	%
API =	27.4	

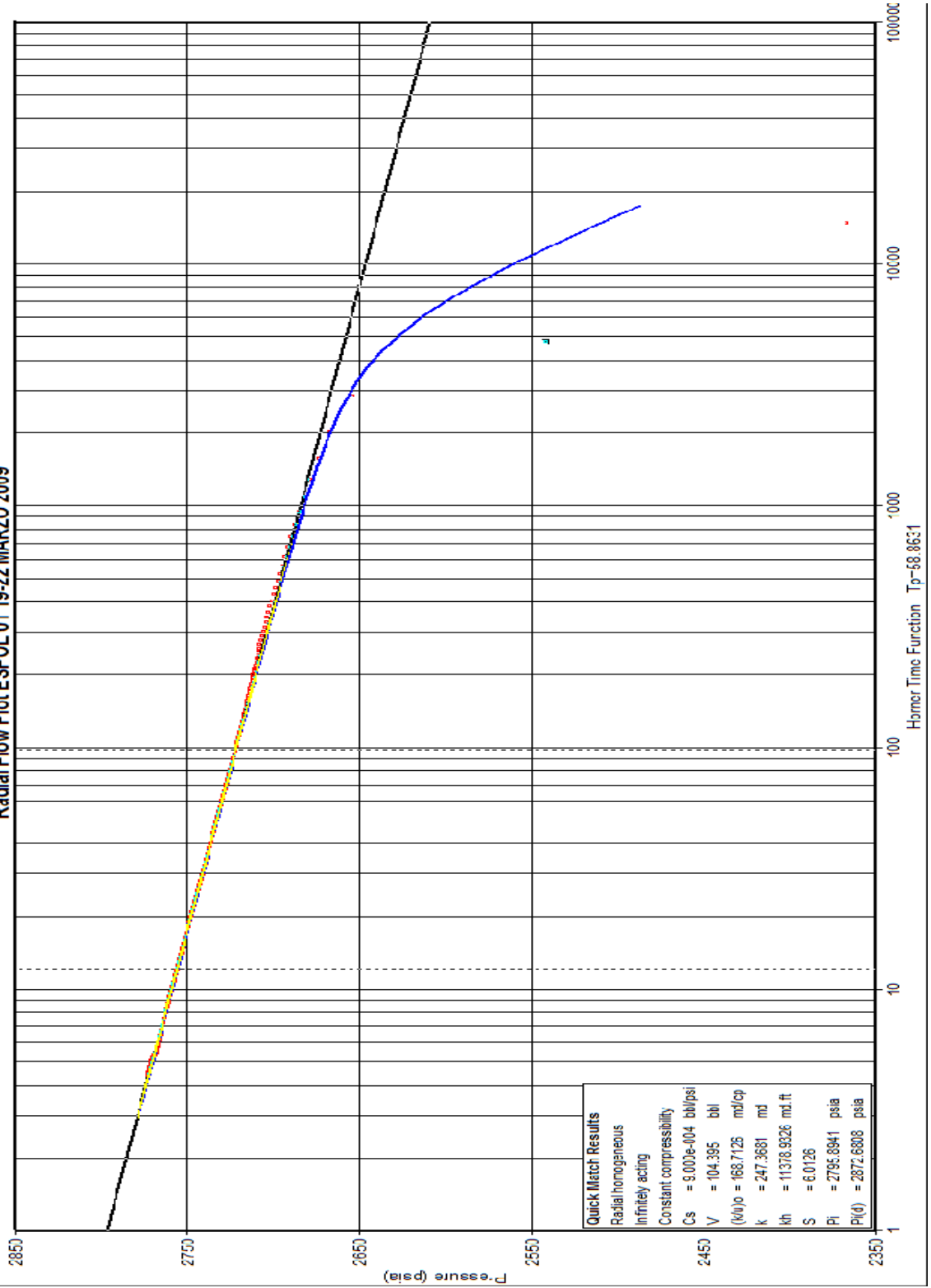
Param. Del Fluido		
Bo =	1,14008	By/Bn
Bw =	1,0396	By/Bn
Uw =	0.24	Cps
Uo =	1,46	Cps
Ct =	1,2622	e-5 Psi-1
Gor =	235	Scf/Bbl
Gsg =	1.1821	

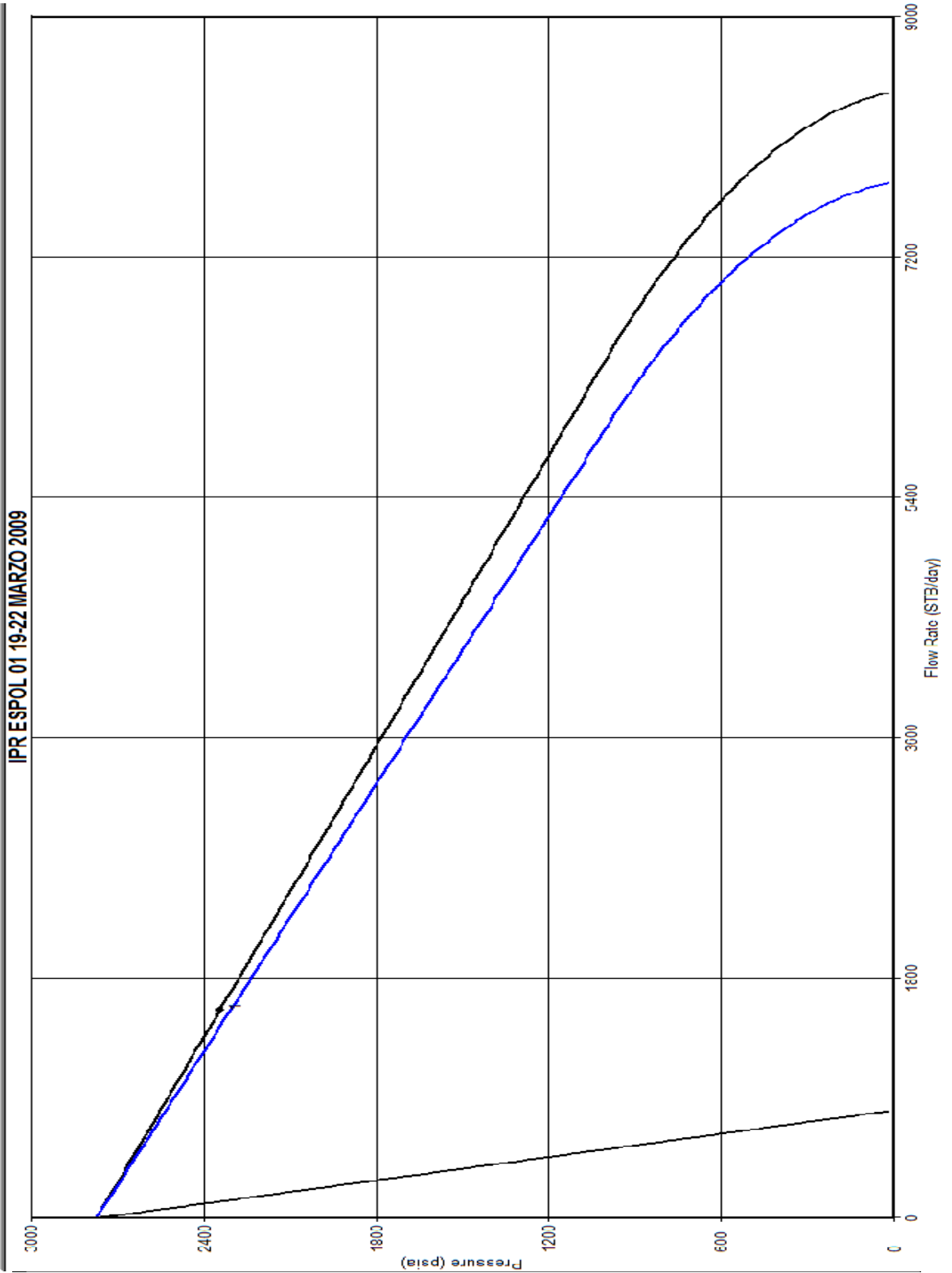
Param. Del Estrato		
Ht =	46	Ft
hn =	18	Ft
ϕ =	16	%
rw =	0.59	Ft
Ty =	215	° F





Radial Flow Plot ESPOL 01 19-22 MARZO 2009





RESULTADOS

Método de Horner		
m	37.54	Psi/ciclo
Drawdownm	429	Psi
k (h= 46')	247	Md
S	6.0	adim
P*	2796	Psi
P @ (1h)	2729	Psi
Pi (d)	2812	Psi

Método de la Derivada		
k (h= 46')	247	Md
S	6.01	adim
Delta Skin	193	Psi
L	-	Ft
Cs	0.0009	bbl/psi
Pi	2796	Psi
Pi(d)	2812	Psi

Curva IPR		
Pwf	2343	psi
Pws	2772	psi
Qt	1516	stb/dia
EF	0.57	adim
Qmax	8434	Stb/dia
J actual	3.53	bbl/dia/psi
J ideal	6.41	bbl/dia/psi

Modelo de almacenaje:	CONSTANTE
Modelo de flujo en el reservorio:	FLUJO RADIAL HOMOGENEO
Modelo de Límite del reservorio:	INFINITO

POZO: ESPOL 03D

El presente Análisis de Restauración de Presión fue realizado al pozo ESPOL-03D del cual se evaluó la arena “U inferior” que corresponde a los intervalos disparados de 10120’ - 10126’ (06 pies) y de 10157’ - 10196’ (39 pies).

El pozo produjo un $Q_t = 1015$ BBL/día, con un BSW de 6.0 % de un crudo de 28.1 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

Tiempo(hrs)	
t1=	4.82
t2=	26.30
t3=	43.60

Tiempo de Producción	21.48 Hrs
Tiempo de Cierre	43.60 Hrs

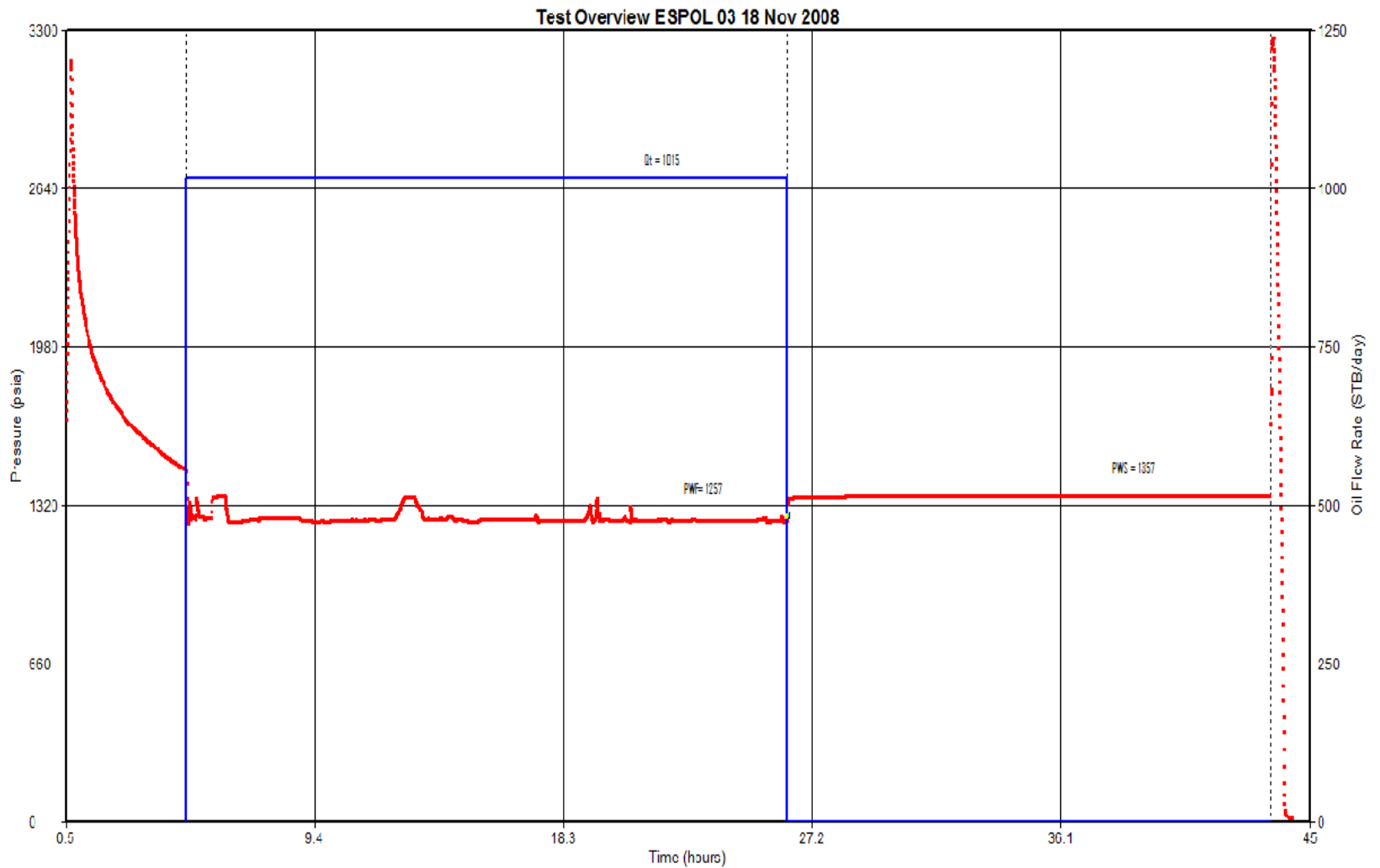
En el registro de presión se utilizó un registrador electrónico Zi – 1002 que fue asentado en el No-Go ubicado a 9.981 pies.. Los valores de presión del yacimiento U_i serán reportados a la mitad de las perforaciones (mp) ubicada a 10.158 Pies.

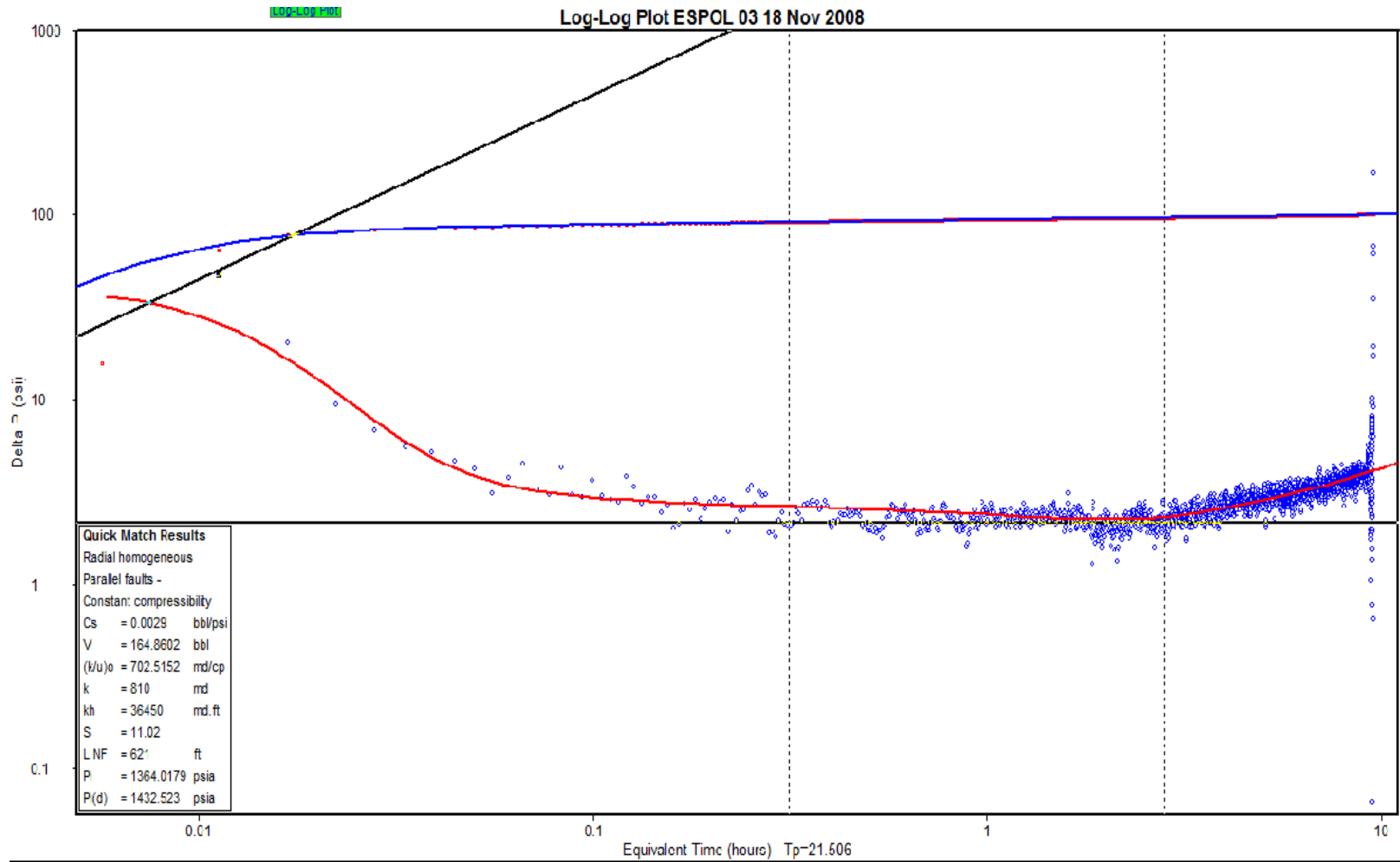
DATOS ESPOL 003

Prueba de Produccion		
Qo =	954	BPPD
Qw =	61	BAPD
Qt =	1015	BFPD
Bsw =	6	%
Api =	28.1	

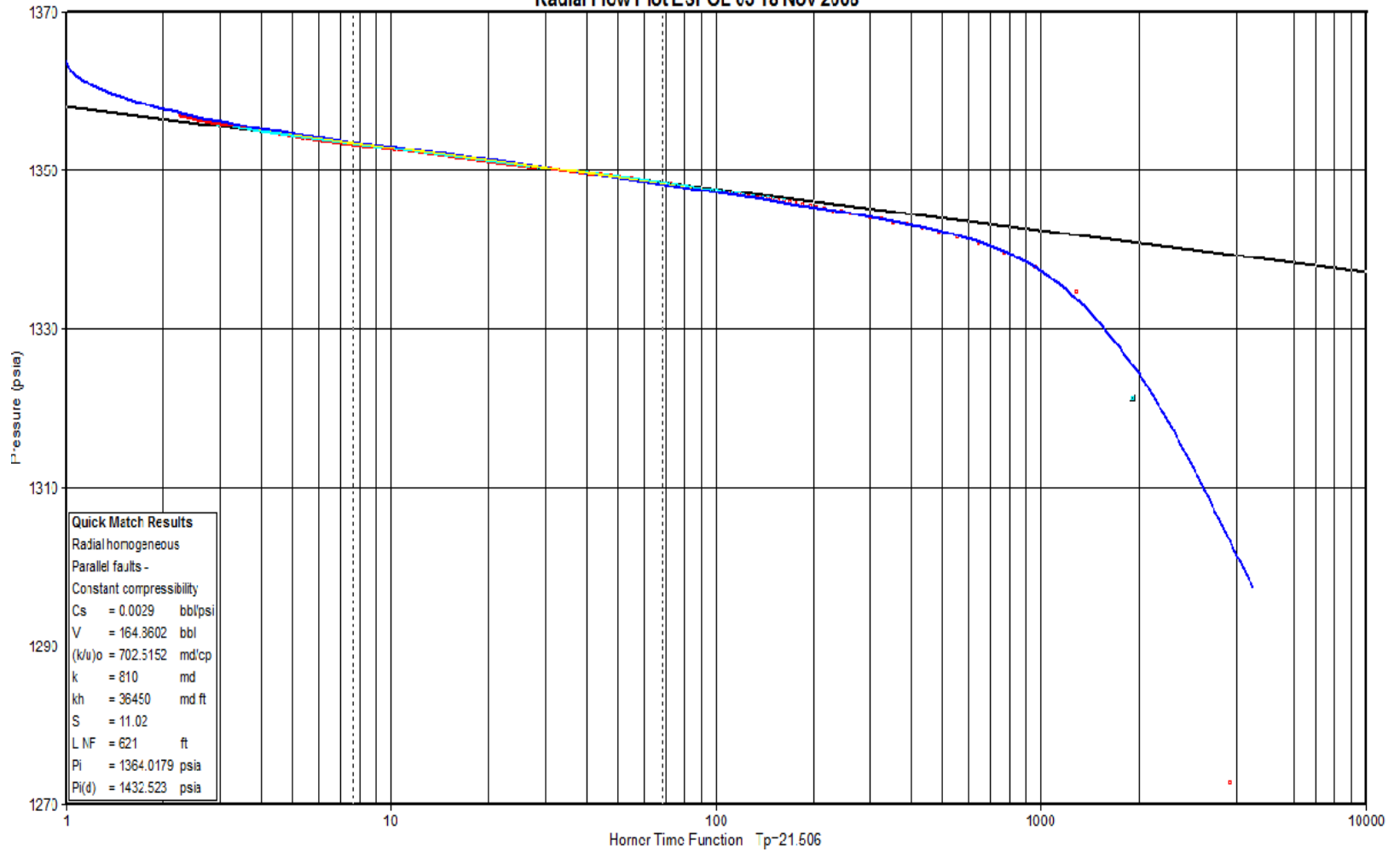
Param. Del Fluido		
Bo =	1,1552	By/Bn
Bw =	1,0406	By/Bn
Uw =	59.93	Cps
Uo =	1,153	Cps
Ct =	2,1366	e-5 Psi-1
Gor =	240	Scf/Bbl
Gsg =	1.18	

Param. Del Estrato		
Ht =	-	Ft
hn =	45.0	Ft
ϕ =	17.7	%
rw =	0.29	Ft
Ty =	212	° F

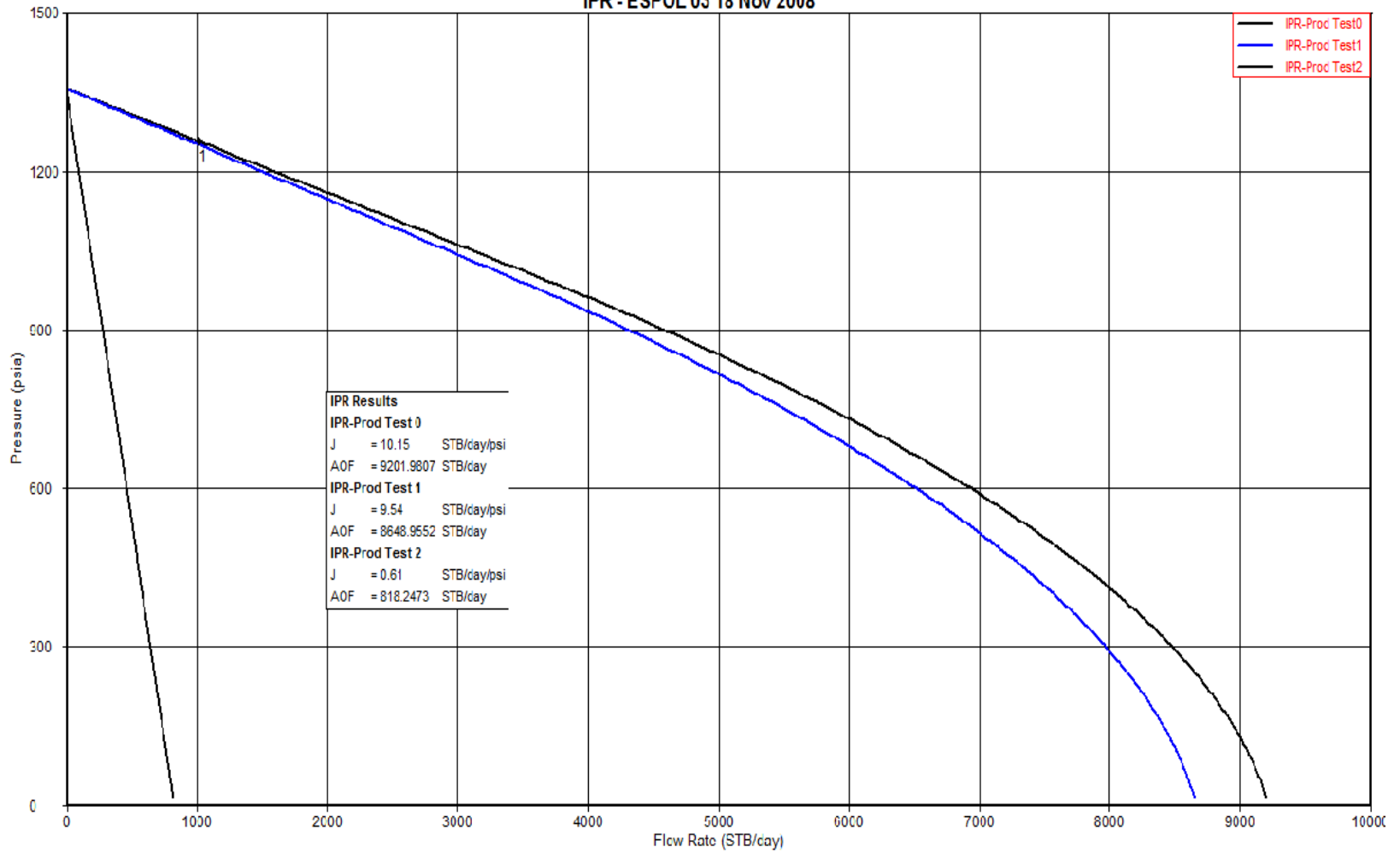




Radial Flow Plot ESPOL 03 18 Nov 2008



IPR - ESPOL 03 18 Nov 2008



RESULTADOS

Método de Horner		
m	5,1876	Psi/ciclo
Drawdown	99.03	Psi
k (h= 45')	810	Md
S	11.02	adim
P*	1357	Psi
P @ (1h)	1351	Psi
Pi (d)	1432	Psi

Método de la Derivada		
k (h=45')	810	Md
S	11.02	adim
Delta Skin	61.89	Psi
L	621	Ft
Cs	0.0029	bbl/psi
Pi	1364	Psi
Pi(d)	1432	Psi

Curva IPR		
Pwf	1257	psi
Pws	1357	psi
Qt	1015	stb/dia
EF	0.38	adim
Qmax	9202	Stb/dia
J actual	10.25	bb/dia/psi
J ideal	27.35	bb/dia/psi

Modelo de almacenaje:	CONSTANTE
Modelo de flujo en el reservorio:	FLUJO RADIAL HOMOGENEO
Modelo de Límite del reservorio:	FALLA PARARELA (BARRERA

	CARCANA)
--	-----------------

ESPOL 04D

El presente Análisis de Restauración de Presión fue realizado al pozo ESPOL-04D del cual se evaluó la arena “Hollín” que corresponde al intervalo disparado de 10227’ - 10257’MD.

El pozo produjo un $Q_t = 576$ BBL/día, con un BSW de 81.0% de un crudo de 30.6 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

Tiempo(hrs)	
t1=	2.01
t2=	21.15
t3=	43.13

Tiempo de Producción	19.14 Hrs
Tiempo de Cierre	21.15Hrs

En el registro de presión se utilizó el sensor Zi – 1012 que fue asentado en el no-go a 10.032 pies (MD). Los valores de presión del yacimiento Hollín superior serán reportados a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 10.242 Pies. (MD).

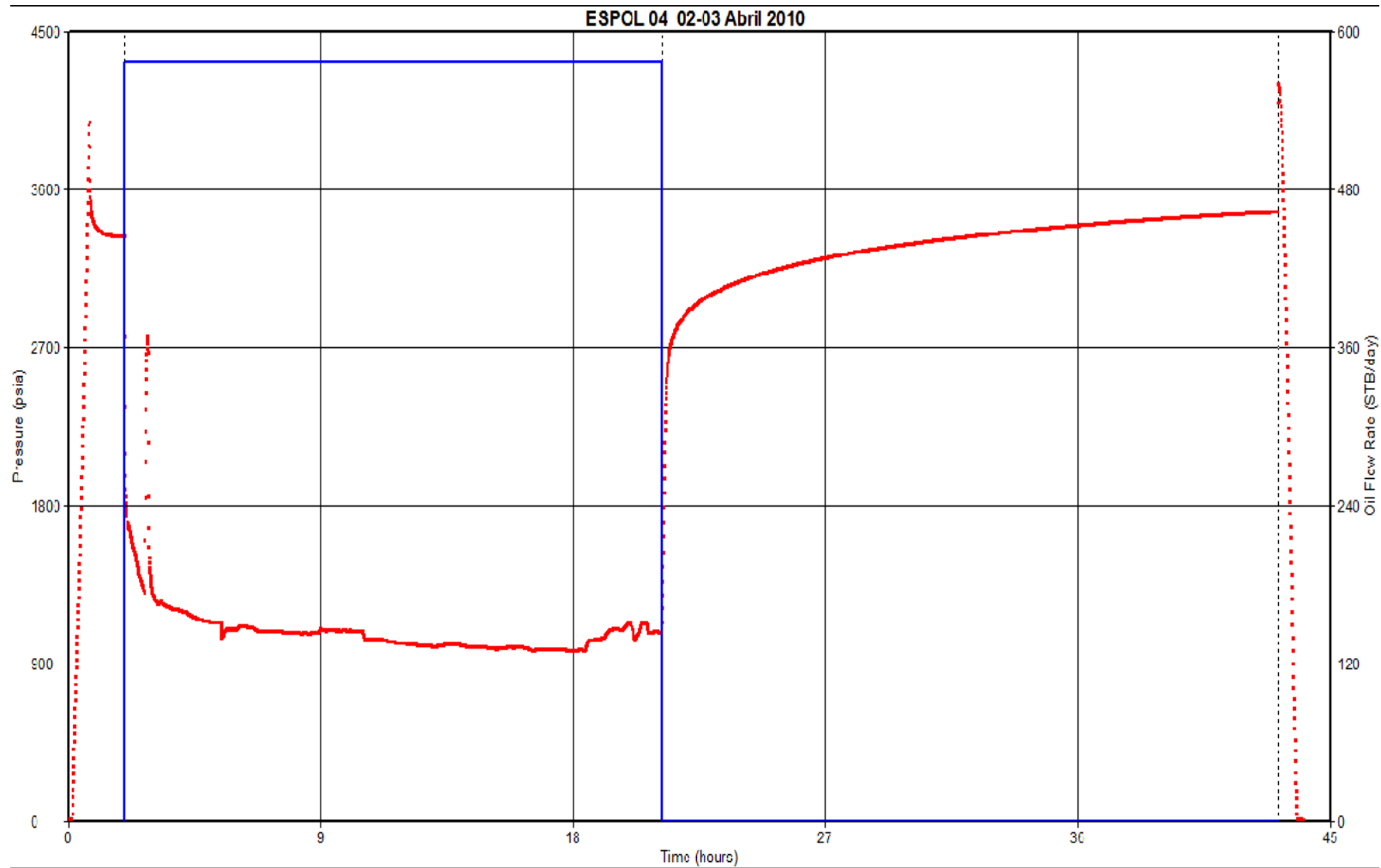
DATOS

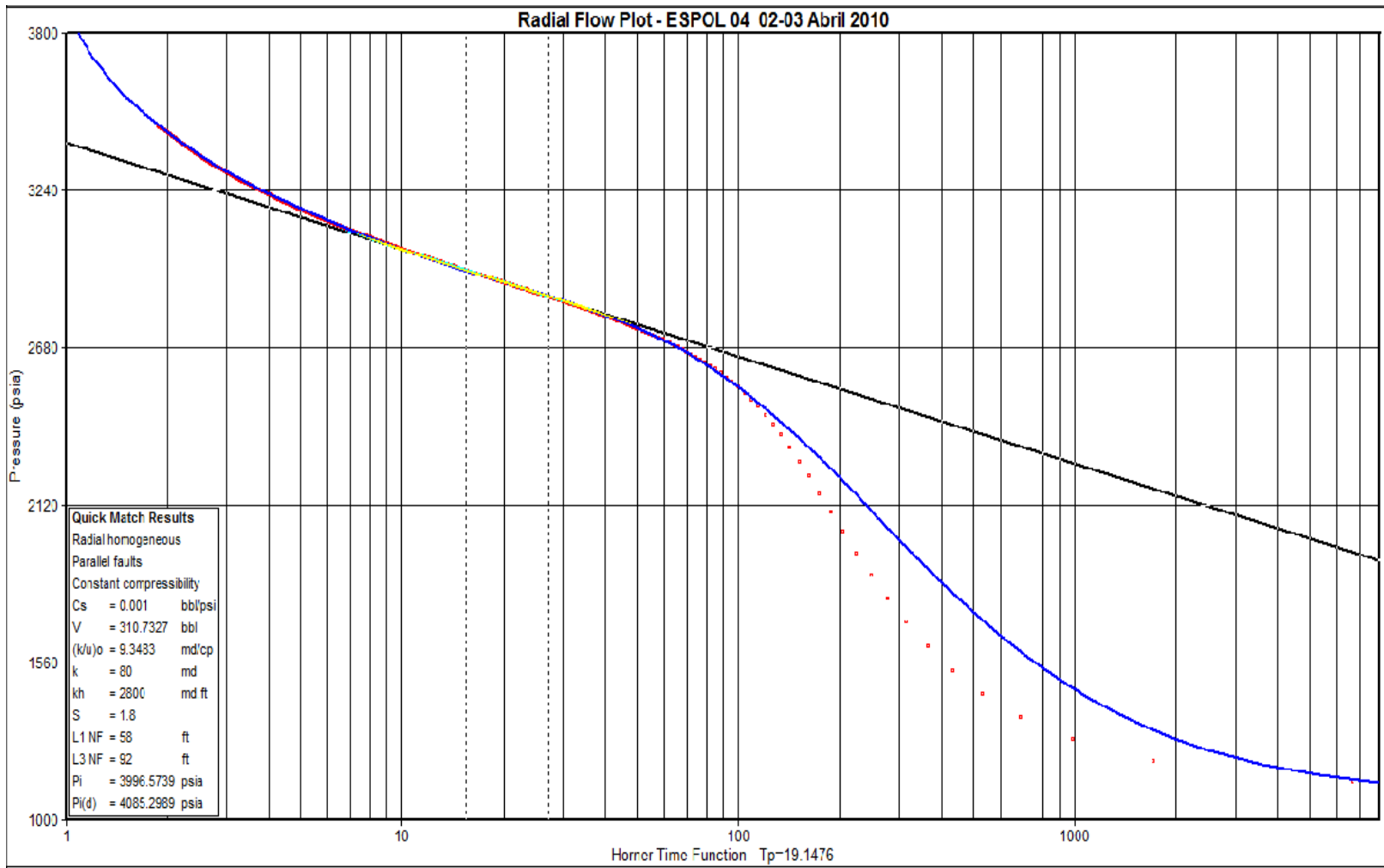
Prueba de Produccion		
Qo =	110	BPPD
Qw =	466	BAPD
Qt =	576	BFPD

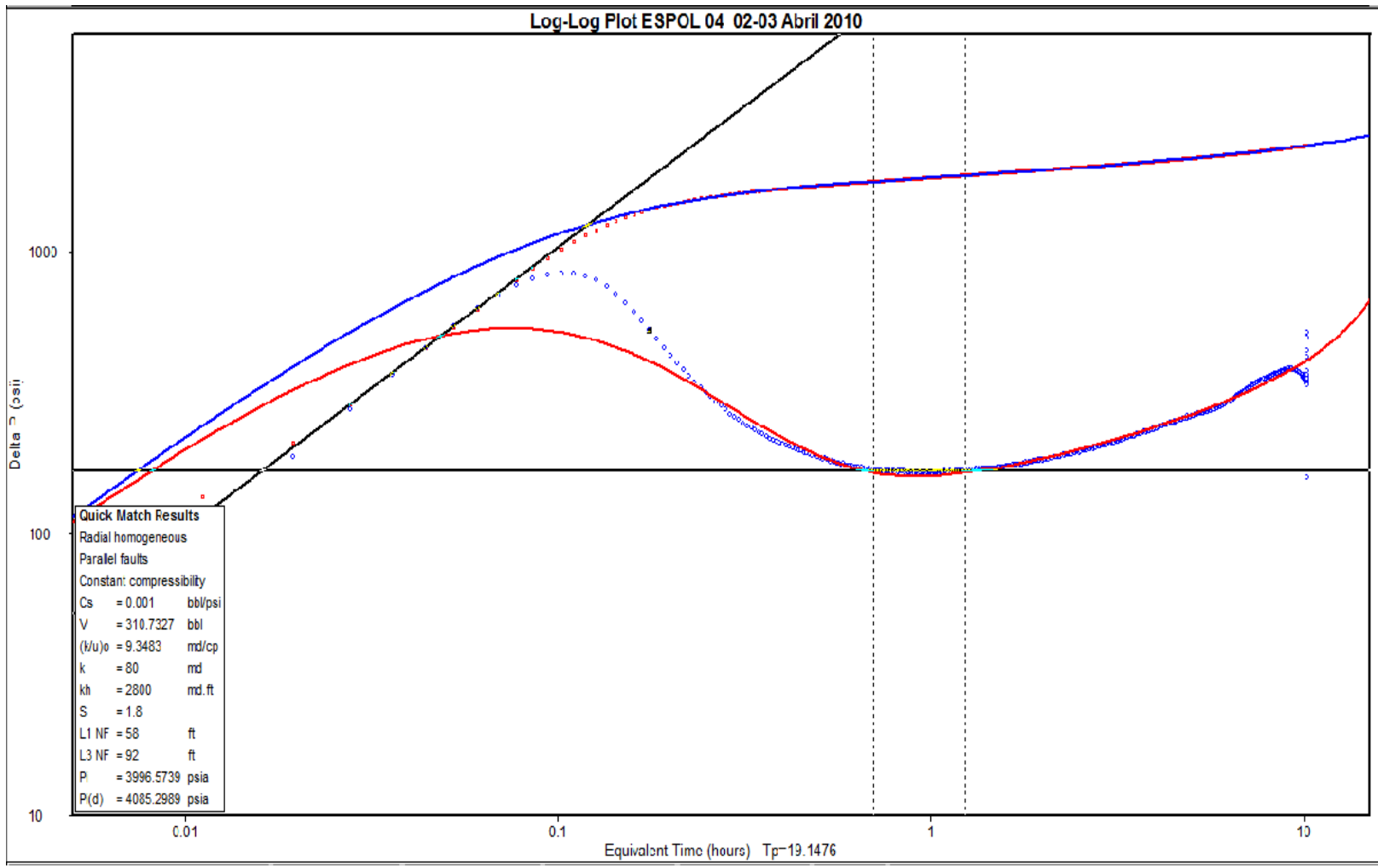
Bsw =	81	%
Api =	30.6	

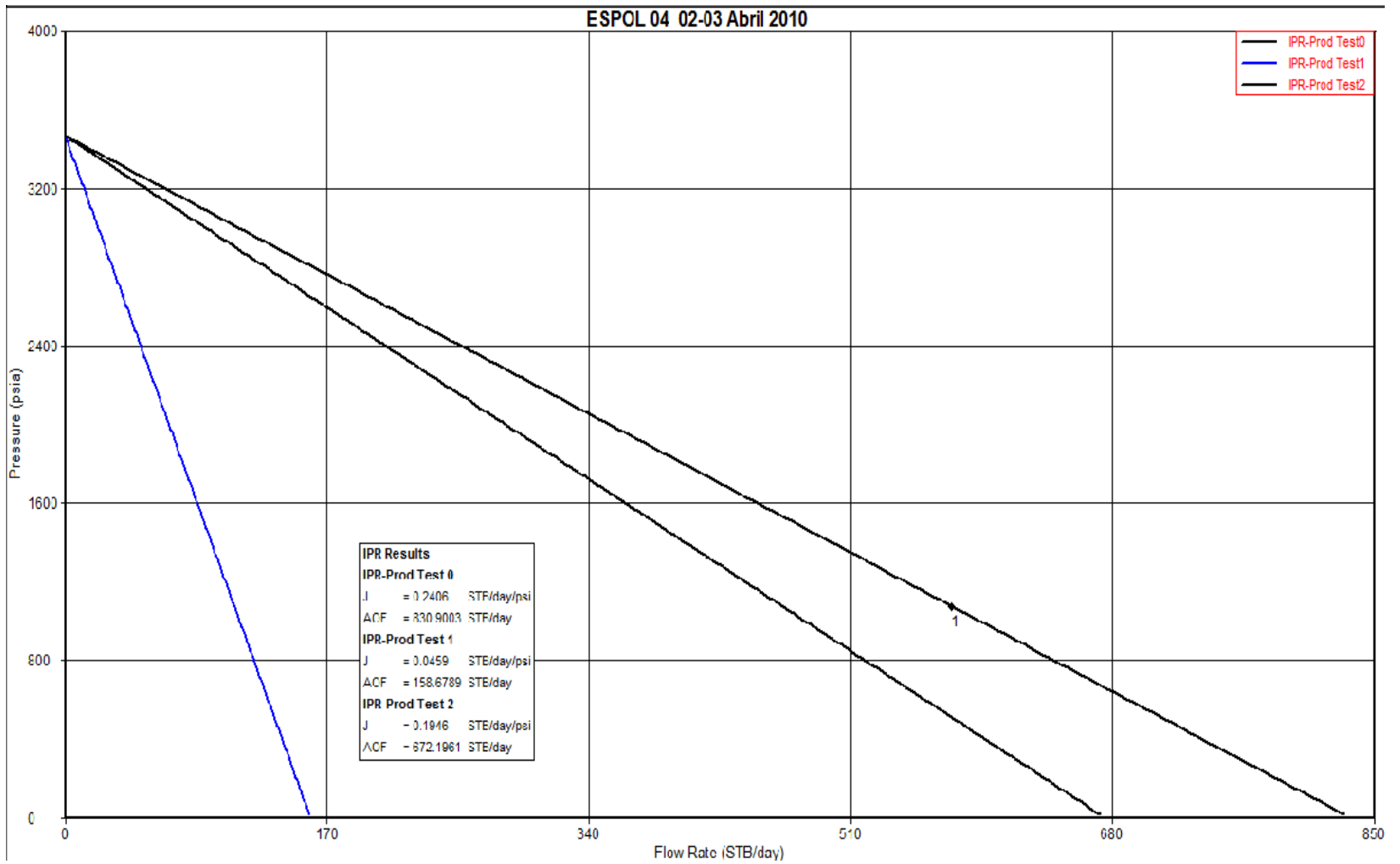
Param. Del Fluido		
Bo =	1,0268	By/Bn
Bw =	1,0470	By/Bn
Uw =	0.2195	Cps
Uo =	8,5570	Cps
Ct =	75.78	e-5 Psi-1
Gor =	17	Scf/Bbl
Gsg =	1.59	

Param. Del Estrato		
Ht =	35	Ft
hn =	17	Ft
ϕ =	13	%
rw =	0.29	Ft
Ty =	234	° F









RESULTADOS

Método de la Derivada		
k (h= 35')	80	md
S	1.8	adim
Delta Skin	52,71	Psi
L	58 - 92	Ft
Cs	0.001	bbl/psi
Pi	3998	psi
Pi(d)	4088	Psi

M. de Horner		
m	379,9	Psi/ciclo
Drawdownm	2394	Psi
k (h= 35')	80	md
S	1.8	adim
P*	3405	Psi
P @ (1h)	2901	Psi
Pi (d)	4088	Psi

Curva IPR		
Pws	3469	psi
Pwf	1075	psi
Qt	576	stb/dia
EF	0.97	adim
Qmax	831	Stb/dia
J actual	0,2406	bbl/dia/psi
J ideal	0,2460	bbl/dia/psi

Modelo de almacenaje:	CONSTANTE
Modelo de flujo en el reservorio:	FLUJO RADIAL HOMOGENEO
Modelo de Límite del reservorio:	BARRERA CARCANA

POZO: ESPOL 05 "U"

El presente Análisis de Restauración de Presión fue realizado al pozo ESPOL-05 del cual se evaluó la arena "U" que corresponde a los intervalos disparados de 9016' - 9039' (23 pies) y de 9049' - 9059' (10 pies).

El pozo produjo un $Q_t = 312$ BBL/día, con un BSW de 23.0 % de un crudo de 33.87 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

Tiempo(hrs)	
t1=	4.85
t2=	25.90
t3=	52.01

Tiempo de Producción	21.05 Hrs
Tiempo de Cierre	26.11 Hrs

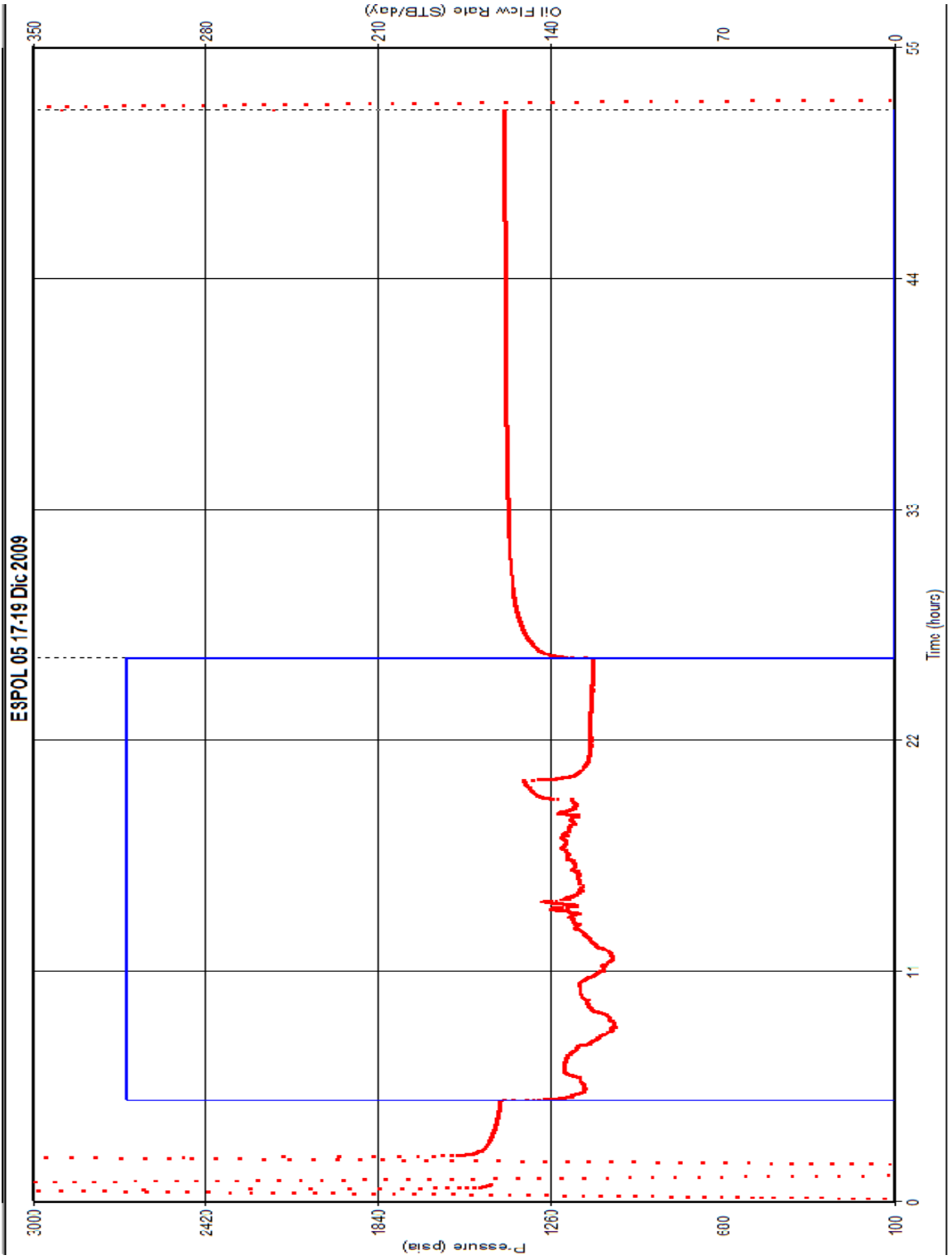
En el registro de presión se utilizó un registrador electrónico Zi – 1068 que fue colgado a 8920 pies.. Los valores de presión del yacimiento U serán reportados a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 9.039 Pies.

DATOS

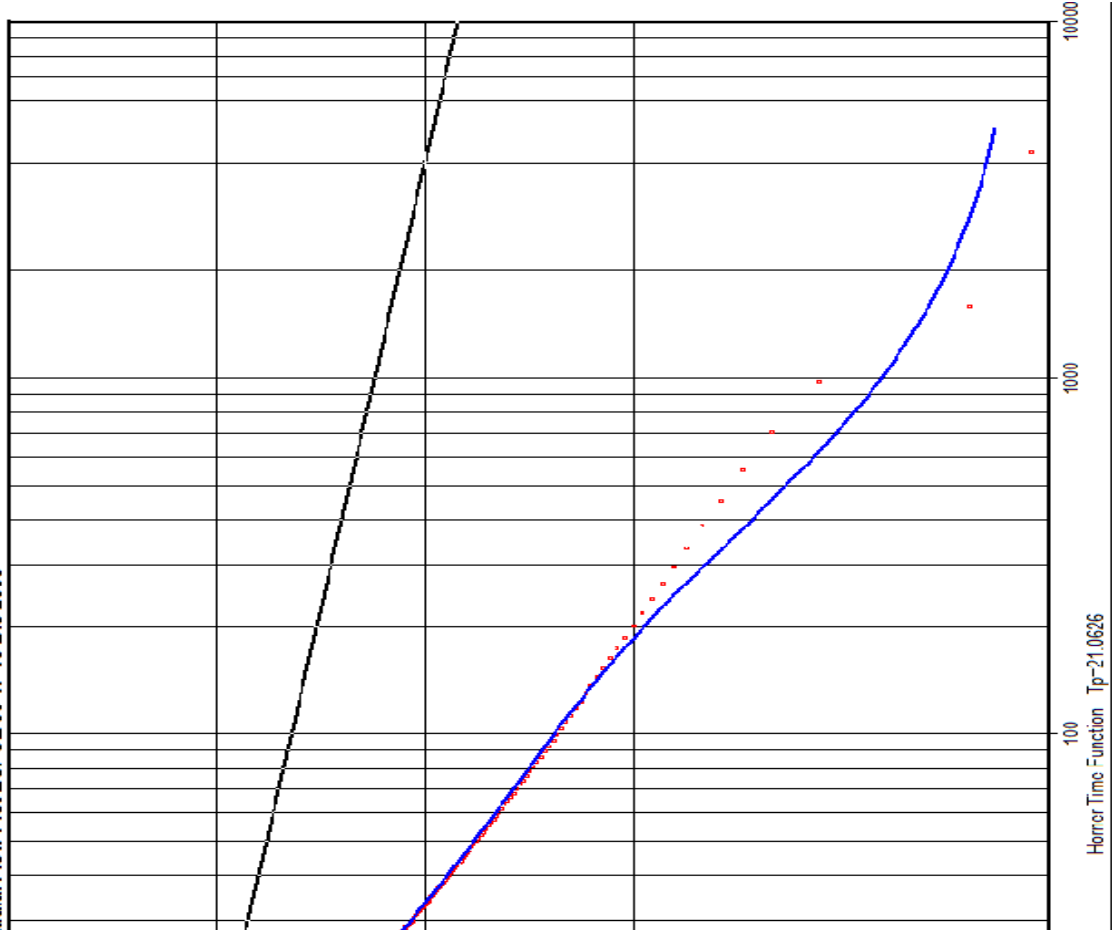
Parámetros Del Fluido		
Bo =	1,172	By/Bn
Bw =	1,042	By/Bn
Uw =	0.2433	Cps
Uo =	0.7356	Cps
Ct =	2,2382	e-5 Psi-1
Gor =	293	Scf/Dbl
Gsg =	1.35	

Prueba de Producción		
Qo =	240	BPPD
Qw =	72	BAPD
Qt =	312	BFPD
Bsw =	23	%
Api =	33.87	

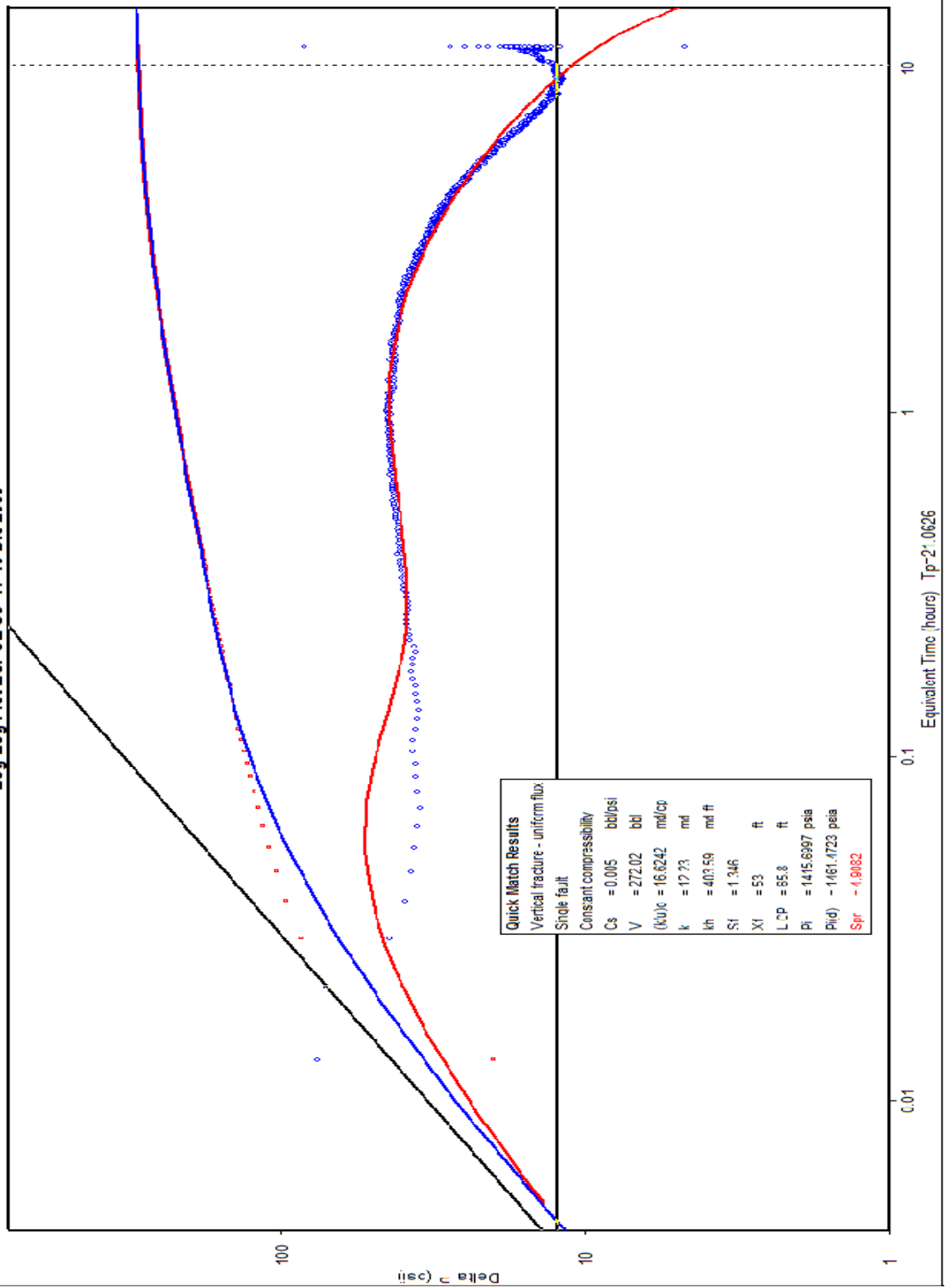
Parámetros del Estrato		
Ht =	44	Ft
hn =	33	Ft
φ =	16	%

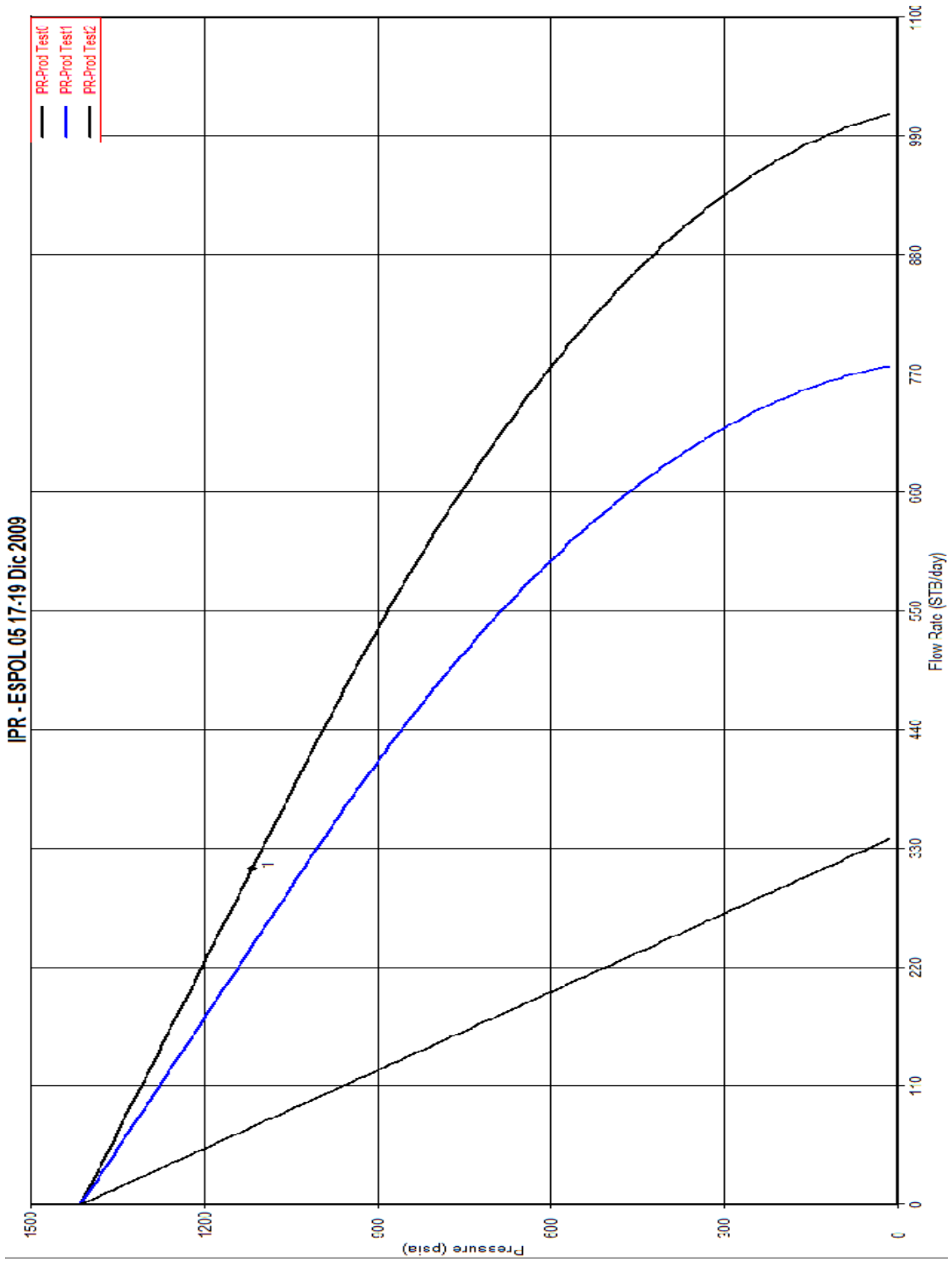


Radial Flow Plot ESPOL 05 17-19 Dic 2009



Log-Log Plot ESPOL 05 17-19 Dic 2009





RESULTADOS

Método de Horner		
m	28	Psi/ciclo
Drawdownm	297.49	Psi
k (h= 33')	12.23	Md
S	1.31	adim
P*	1420	Psi
P @ (1h)	1382	Psi
M. de la Derivada		
Pi (d)	1461	Psi
k (h= 33')	12.23	md
S	1.31	adim
Delta Skin	124	Psi
L	65.8	Ft
Cs	0.005	bbl/psi

Pi	1415	psi
Pi(d)	1461	Psi

Curva IPR		
Pwf	1116	psi
Pws	1413	psi
Qt	312	stb/dia
EF	0.57	adim
Qmax	1010	Stb/dia

J actual	1.05	bbl/dia/psi
J ideal	1.84	bbl/dia/psi

Modelo de almacenaje:	CONSTANTE-GRAN EFECTO DE ALMACENAJE
Modelo de flujo en el reservorio:	FRACTURA VERTICAL DE FLUJO UNIFORME
Modelo de Límite del reservorio:	PRESION CONSTANTE EN EL LIMITE

POZO: ESPOL 06 (“Us”)

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena U Superior del pozo ESPOL 06 que tiene un intervalo disparado de 7668' - 7674' (06 pies).

El pozo produjo un $Q_t = 996$ BBL/día, con un BSW de 84.7 % de un crudo de 19.7 grados API. A continuación se presentan los *diferentes eventos* que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

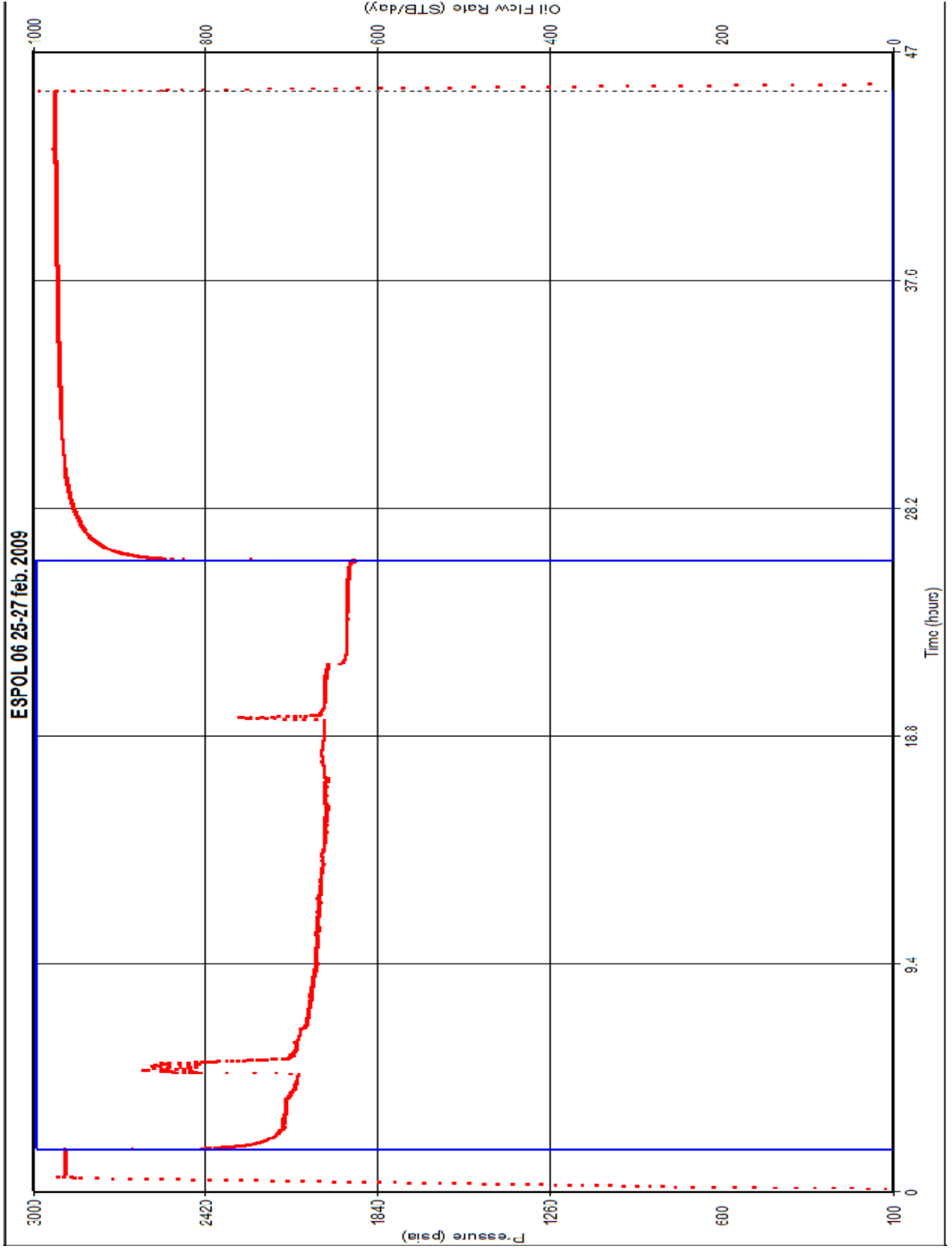
Tiempo(hrs)	
t1=	1.78
t2=	26.09
t3=	43.35

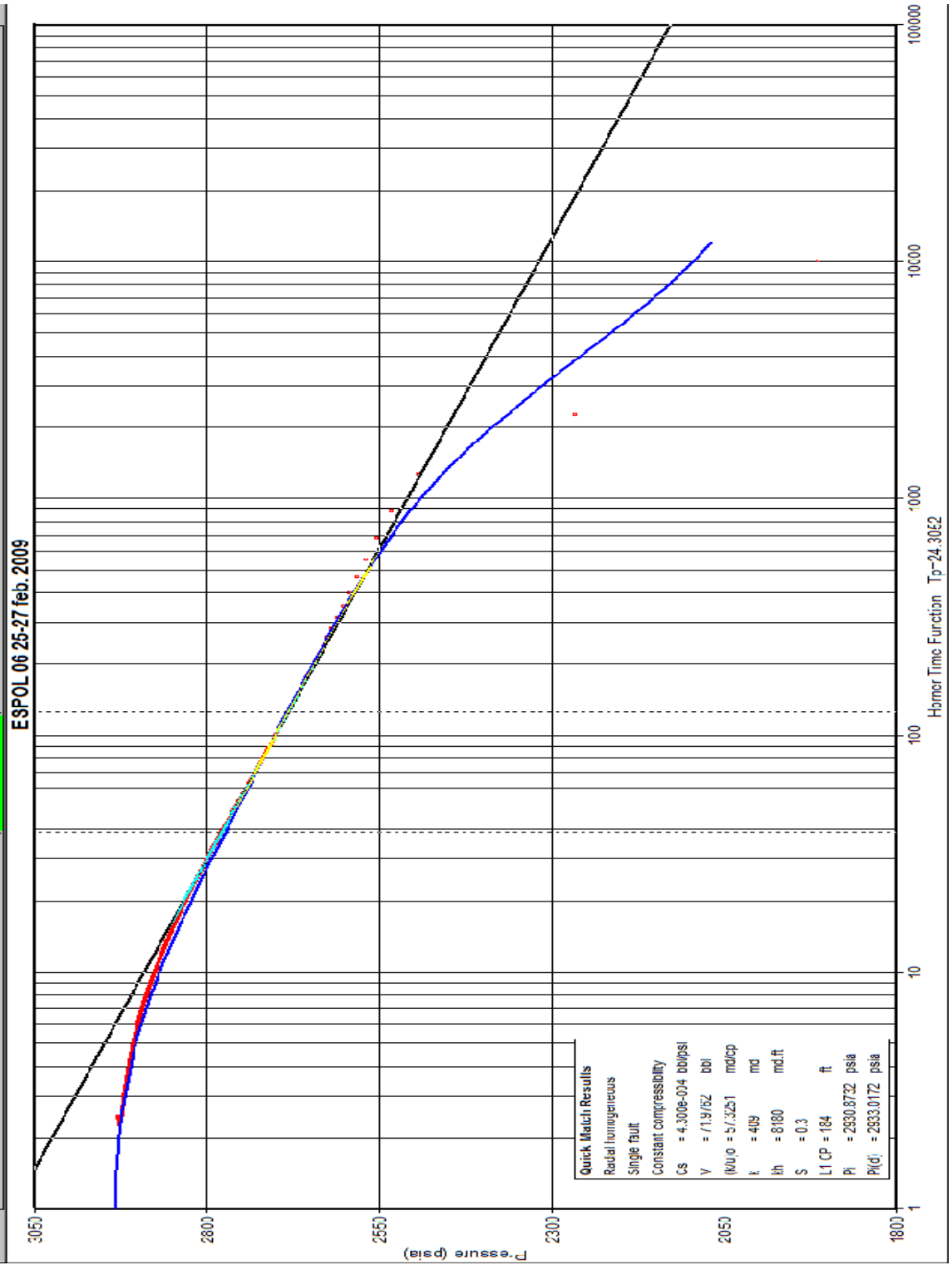
Tiempo de Producción	24.31 Hrs
Tiempo de Cierre	19.26 Hrs

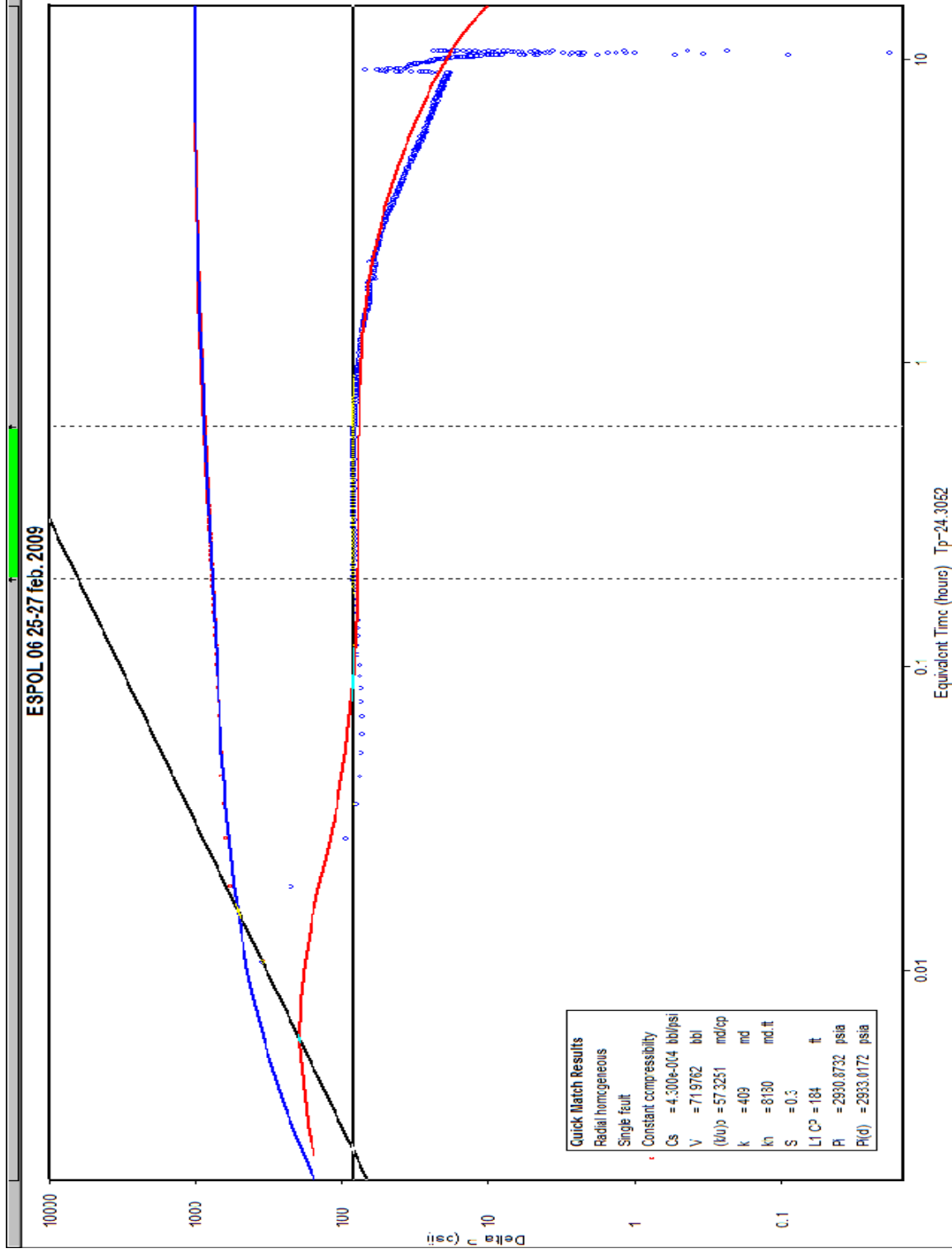
En el registro de presión se utilizó un registrador electrónico Zi – 1184 que asentado en el no-go a 7.666 pies.. Los valores de presión del yacimiento Us serán reportados a la mitad de las perforaciones (mp) estimada a 7.671 Pies.

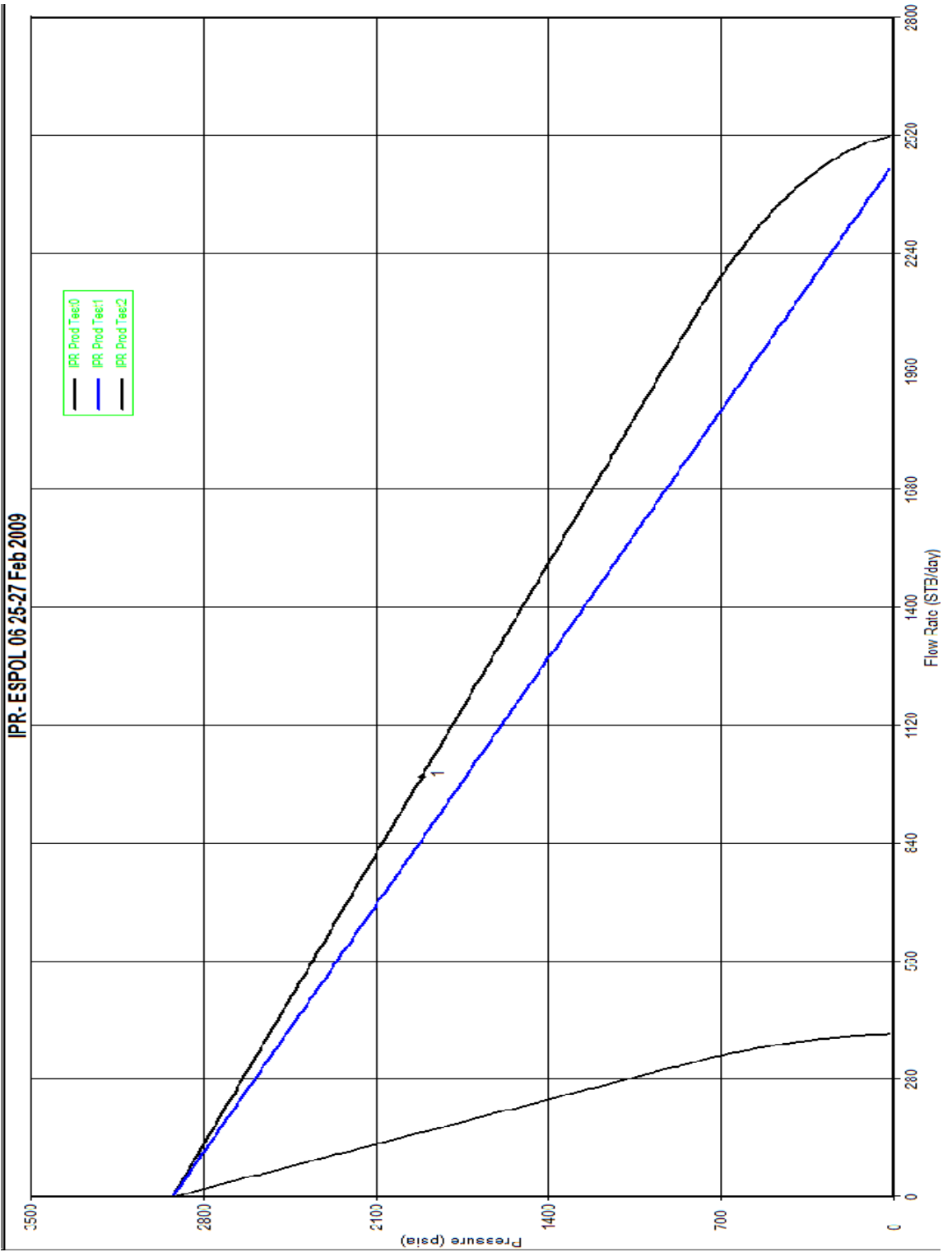
DATOS

Parámetros del Fluido			Prueba de Producción		
Bo =	1,1818	By/Bn	Qo =	153	BPPD
Bw =	1,0332	By/Bn	Qw =	843	BAPD
Uw =	0,2788	Cps	Qt =	996	BFPD
Uo =	7,1347	Cps	Bsw =	84.7	%
Ct =	9,9749	e-5 Psi-1	Api =	19.1	
Gor =	227	Scf/Bbl			
Gsg =	1,3859				
		Parámetros del Estrato			
		Ht =	20.0	Ft	
		hn =	6.0	Ft	
		ϕ =	16.0	%	
		rw =	0.42	Ft	
		Ty =	200.0	° F	









RESULTADOS

M. de Horner		
m	191,04	Psi/ciclo
Drawdownm	1010	Psi
k (h= 20')	409	Md
S	0.3	adim
P*	3082	Psi
P @ (1h)	2814	Psi
M. de la Derivada		
Pi (d)	2930	Psi
k (h=20')	409	md
S	0.3	adim
Delta Skin	-57,36	Psi
L	184.0	Ft
Cs	0.00043	bbl/psi

Pi	2930	psi
Pi(d)	2930	Psi

Curva IPR		
pwf	1915	psi
pws	2925	psi
Qt	996	stb/dia
EF	0.94	adim
Qmax	2519	Stb/dia

J actual	0.98	bbl/dia/psi
J ideal	1.04	bbl/dia/psi

Modelo de almacenaje:	CONSTANTE
Modelo de flujo en el reservorio:	FLUJO RADIAL
Modelo de Límite del reservorio:	PRESION CONSTANTE EN EL LIMITE

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

- En el pozo Espol 01 se estableció que el modelo de flujo del reservorio obedece a un comportamiento de flujo RADIAL HOMOGENEO con modelo de límite del reservorio de INFINITO.

Permeabilidad	247.36	md
Efecto skin	6.01	adimensional
Pi (d)	2812	psi
IP actual	3.53	Bbl/dia/psi
IP ideal	6.41	Bbl/dia/psi
EF	0,5735	adimensional
Qmáx	8434.13	Bbl/dia

- En el pozo Espol 03 se estableció que el modelo de flujo del reservorio obedece a un comportamiento de flujo RADIAL HOMOGENEO con modelo de límite del reservorio de FALLAS PARALELAS (CANAL).

Permeabilidad	810	md
Efecto skin	11,02	adimensional
Pi (d)	1432	psi
IP actual	10,25	Bbl/dia/psi
IP ideal	27,35	Bbl/dia/psi
EF	0,3861	adimensional
Qmáx	9202	Bbl/dia

- En Espol 04 se estableció que el modelo de flujo del reservorio es RADIAL HOMOGENEO con modelo de límite del reservorio de FALLAS PARALELAS (CANAL).

Permeabilidad	80	md
Efecto skin	1,8	adimensional
Pi (d)	4088	psi
IP actual	0,2406	Bbl/dia/psi
IP ideal	0,2460	Bbl/dia/psi
EF	0,97	adimensional

Qmáx	831	Bbl/dia
------	-----	----------------

- En Espol 05 se estableció que el modelo de flujo del reservorio es FRACTURA VERTICAL CON FLUJO UNIFORME con modelo de límite del reservorio de FALLA SIMPLE.

Permeabilidad	12,23	md
Efecto skin	1,31	adimensional
Pi (d)	1415	psi
IP actual	1,05	Bbl/dia/psi

IP ideal	1,84	Bbl/dia/psi
EF	0,57	adimensional
Qmáx	1010	Bbl/dia

- En Espol 06 se estableció que el modelo de flujo del reservorio es RADIAL HOMOGENEO con modelo de límite del reservorio de FALLA SIMPLE.

Permeabilidad	409	md
Efecto skin	0,3	adimensional

Pi (d)	2930	psi
IP actual	0,98	Bbl/dia/psi
IP ideal	1,04	Bbl/dia/psi
EF	0.94	adimensional
Qmáx	2519	Bbl/dia

- Se logro determinar factores importantes del yacimiento como es daño (s), permeabilidades (k) y algo importante el Qmax de cada pozo.

Pozo	Permeabilidad (k) md	Daño (S)	Qmax bbl/dia
ESPOL 01	247.36	6.012	8434.1
ESPOL 03	810.0	11.02	9202.0
ESPOL 04	80.0	1.8	831.0
ESPOL 05	12.23	1.34	1010.0
ESPOL06	409.0	0.3	2519.14

- Mediante el método de Horner se logro determinar P^* que es la presión estática cuando se desea cerrar el pozo por un tiempo infinito, o que el tiempo de cierre sea mucho más grande en comparación al tiempo de producción.

Pozo	P* (psia)	Pi(datum) psia
ESPOL 01	2796	2872
ESPOL 03	1357	1430
ESPOL 04	3405	4085
ESPOL 05	1420	1461
ESPOL06	3082	2930

6.2 RECOMENDACIONES

- EN LA GRAFICA DE LOG-LOG AL MOMENTO DE SEÑALAR LA SECCIÓN DE FLUJO RADIAL TOMARSE EL TIEMPO DE REALIZAR

UNA AMPLIACIÓN DE LA SECCIÓN A ESTUDIAR YA QUE ESTO INFLUENCIARA EN LOS RESULTADOS Q SE VAYAN A OBTENER.

- EN LA GRAFICA LOG-LOG TRATAR DE REALIZAR EL QUICK MATCH DE LOS DATOS DE LA PRESIÓN CON LA DERIVADA DE LA PRESIÓN CON LA MAYOR PRECISIÓN POSIBLE DEBIDO A QUE AQUÍ SE DETERMINARA EL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO.
- EN VISTA DE QUE HAY MODELOS DE FLUJO EN EL LÍMITE CON CIERTA SIMILITUD Y SUMADO A NUESTRA POCA EXPERIENCIA EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN ESTE SOFTWARE SE RECOMIENDA ACUDIR A TEXTOS O PROFESIONALES CON EXPERIENCIA.

7.1 BIBLIOGRAFIA

- Special Applications of DST Pressure Data SPE-000851-G

- Effect of Pretest Pressures and Temperature on DST Interpretation SPE-51255-PA
- http://www.petrotechgroup.com/prueba_presion.html
- <http://www.scribd.com/doc/28626180/PRUEBAS-DE-PRESION>
- <http://modelaje-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/drill-stem-test-pruebas-de-presin-dst.html>.
- <http://www.buenastareas.com/ensayos/An%C3%A1lisis-De-Pruebas-De-Presi%C3%B3n-Parte/1040658.html>.
- <http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/semanarios-mainmenu-126/33567-pruebas-de-presion-para-caracterizar-un-yacimiento.html>
- <http://pruebadepresion.blogspot.es/>
- <http://ayudapetrolera.blogspot.com/2010/05/pansystem-well-test-analysis-software.html>
- Libro Análisis Moderno de Pruebas de Presión de Freddy Humberto Escobar Escobar M. Ph.D
- Well test 200 technical description de SCHLUMBERGER.
- Pressure Transient testing de John Lee, John B. Rollins y John P. Splv