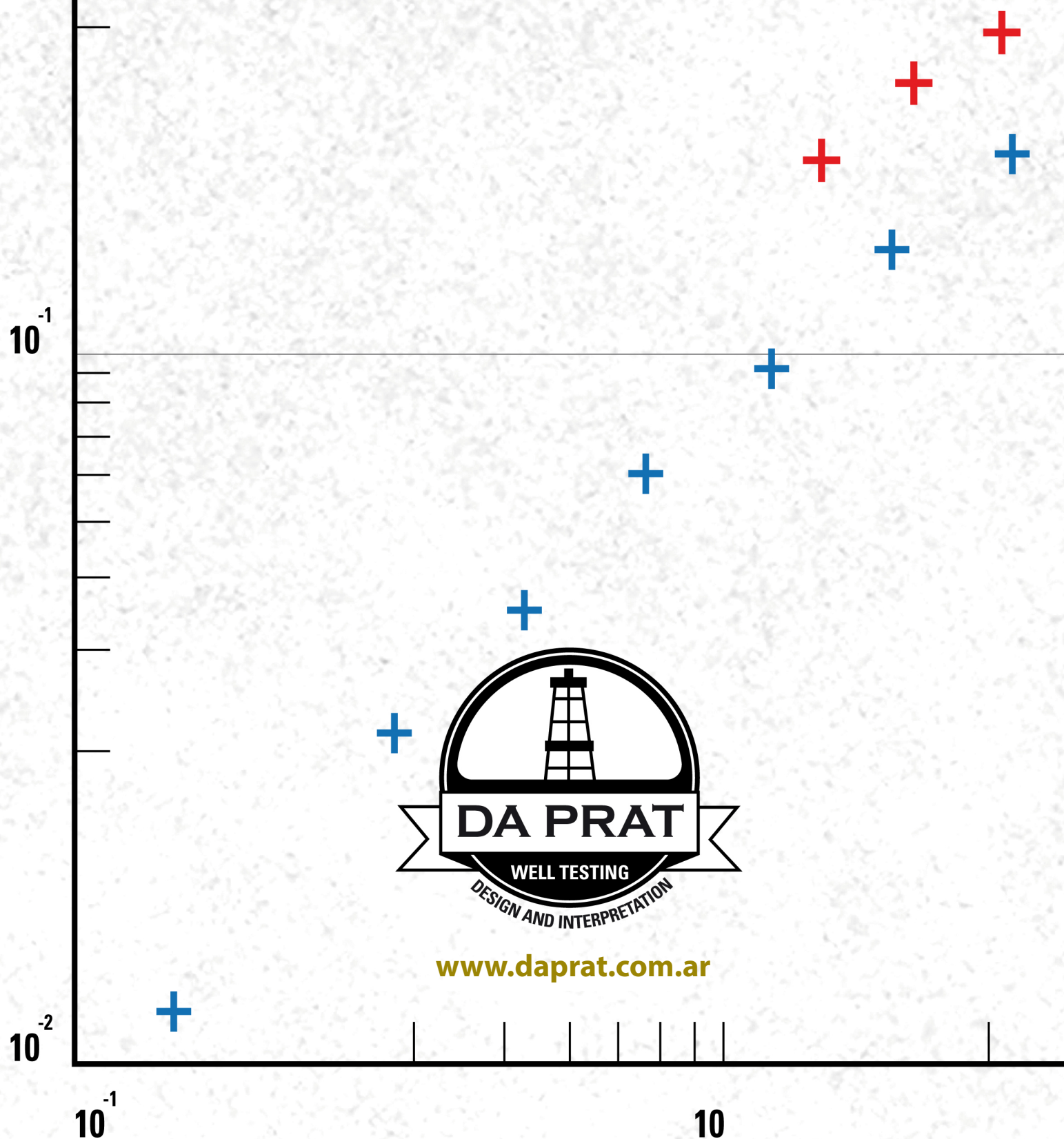
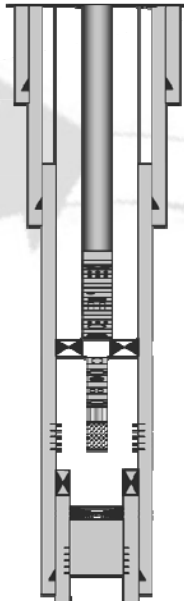


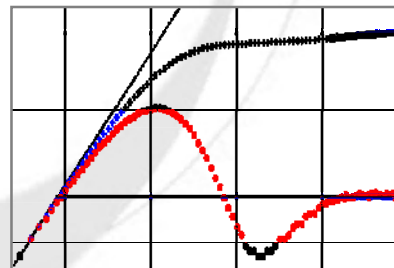
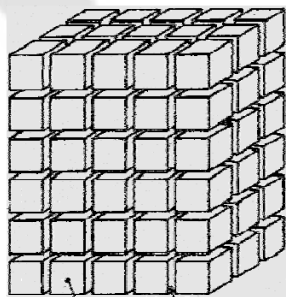
INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS Y DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN



INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS Y DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN



$$P_{wD} = \int_0^{t_D} q'_D(\tau) P_{sD}(t_D - \tau) d\tau$$



www.daprat.com.ar

GIOVANNI DA PRAT

Ingeniero de Petróleo (Ph.D.)
Stanford University



dapratg@daprat.com.ar

INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS Y DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESIÓN

PRÓLOGO

El objetivo principal de este libro o manual es el de capacitar al profesional sin experiencia en el tema de pruebas de presión, sobre todo en los conceptos básicos que sustentan el análisis de los datos de presión, que se obtienen de las pruebas que se realizan en los pozos exploratorios o de desarrollo.

La mayoría de los conceptos teóricos que se presentan en este libro, han sido ya publicados en numerosos artículos; los más relevantes para cada capítulo se citan en las referencias que se presentan en la Bibliografía y se recomienda su lectura en caso de querer profundizar en un tema particular. Con el fin de complementar los conceptos teóricos, se presentan las ecuaciones que definen las soluciones básicas para cada método, así como ejercicios, en donde se enfatiza el cálculo manual para arribar a la solución y se presenta su comparación con los resultados obtenidos vía software comercial (Saphir).

La experiencia de más de veinticinco años dedicada a la interpretación de los datos de presión, obtenidos de pruebas de pozo, realizadas en yacimientos ubicados en distintos países (Venezuela, Argentina, Bolivia, Perú, Colombia, Brasil, Ecuador), así como el hecho de compartir experiencias en métodos de interpretación así como en pruebas, con varios colegas que trabajan en la industria petrolera en varias compañías: PDVSA (Petróleos de Venezuela), Repsol YPF, Pluspetrol, Tecpetrol, ExxonMobil, Chevron, PEMEX, Shell, Schlumberger, Halliburton y Kappa Engineering, por mencionar algunas, me han motivado a escribir este manual, cuyo principal mensaje es enfatizar que:

“Para el logro de una interpretación exitosa de los datos de presión, además de la experiencia, el conocimiento de los principios básicos que rigen el comportamiento dinámico del flujo de fluidos en el medio poroso es de utilidad para decidir cuál es el modelo de yacimiento, de tantos probables, el verdadero en cada caso”.

El contenido de este libro está estructurado en ocho capítulos. Primero se hace una introducción de la importancia de las pruebas y el valor agregado que se obtiene de las mismas en la evaluación del yacimiento y pozo. En el Capítulo II se presenta el desarrollo de la ecuación de difusividad y las soluciones a la misma, que sirven de base para el análisis de los datos. En el Capítulo III se presenta la metodología práctica y moderna usada para el análisis de los datos de presión, considerando los efectos que tiene el entorno del pozo, como lo son el almacenamiento de pozo y daño, en la respuesta de los datos de presión. El Capítulo IV está dedicado al desarrollo de las soluciones y al método de análisis para pozos completados en yacimientos de gas. En el Capítulo V se presenta un breve resumen del significado y del método de análisis aplicable a las pruebas extendidas, y se expone el porqué de la necesidad de las mismas. El Capítulo VI presenta la metodología básica usada en el diseño e implementación de las pruebas. El Capítulo VII está dedicado a las pruebas que se realizan en los pozos inyectoros de agua, involucrados en los procesos de recuperación secundaria y finalmente el Capítulo VIII está dedicado al análisis de las pruebas que se realizan en pozos hidráulicamente fracturados.

ÍNDICE

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN 11

Pruebas de Presión: Definición. Tipo de Pruebas según objetivos de evaluación. Análisis de los datos e implementación de las pruebas.

CAPÍTULO II. TEORÍA DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO 23

Desarrollo de la Ecuación de difusividad. Soluciones a la ecuación de difusividad. (Petróleo) Caso A: Yacimiento de infinita extensión. Caso B: Yacimiento limitado o finito. B.1: Límite sellante (no hay aporte de flujo en el límite) B.2: Límite de mantenimiento de presión. Estados de flujo: Transiente, estacionario y semi-estacionario. Presión y Presión Derivativa. Radio de investigación y Drenaje. Modelos de Yacimiento y fluido existentes. Bibliografía.

CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE LOS DATOS DE PRESIÓN 61

Introducción. Daño. Efecto de almacenamiento de pozo. Pruebas de fluencia. Obtención de parámetros de yacimiento y pozo mediante ajuste por curvas tipo. Principio de superposición. Pruebas de restauración de presión. P^* y Presión media del yacimiento. Falla (Discontinuidad lineal lateral). Ilustración metodología de interpretación. Pruebas de Interferencia. Método de deconvolución. Bibliografía.

CAPÍTULO IV. PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS 151

Solución de la ecuación de difusividad para gas. El concepto de pseudo presión y pseudo tiempo. Rango de validez de las aproximaciones (p y p^2). Las ecuaciones a utilizar en gas. Daño por efecto de turbulencia. Pruebas de Presión. Radio de drenaje. Análisis de datos de presión transientes. Ejemplo guiado de análisis de datos. Pruebas de producción y Contra-presión “Back pressure tests”. Flujo tras Flujo (Flow After flow test). Prueba tipo Isocronal e isocronal modificada. Ejemplo de campo. Resumen y conclusiones. Bibliografía.

CAPÍTULO V. PRUEBAS EXTENDIDAS 209

Pruebas de presión (drawdown ó límite) y restauración. Análisis continuo del sistema de producción. Monitoreo continuo de la producción. Simulación numérica pozo-área de drenaje.

CAPÍTULO VI. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LAS PRUEBAS 225

Introducción. Información requerida para el diseño de las pruebas. Pozo exploratorio. Ejercicio de diseño. Análisis petrofísico. Pozo activo. Efecto de almacenamiento de pozo y daño. Implementación de las pruebas. Sartas comunes y equipos de pruebas. Sensores de presión. Situaciones de campo y contingencias. Resumen del capítulo. Bibliografía.

CAPÍTULO VII. PRUEBAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA 269

Introducción. Entorno del yacimiento. Tipo de pruebas. Modelos de interpretación. Períodos de inyección y fall-off. Ejemplo de análisis. Presión promedio. Pruebas de inyectividad (step rate test). Método de prueba. Principio del método. Bibliografía.

CAPÍTULO VIII. PRUEBAS EN POZOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS 297

Introducción. Modelos de interpretación y regímenes de flujo. Fractura de conductividad finita, infinita y de flujo uniforme. Daño de fractura y efecto de almacenamiento de pozo. Análisis de datos-ejemplos. Bibliografía.

APÉNDICE A. MODELOS DE YACIMIENTO Y POZO (CURVAS TIPO) 337

Bibliografía.

APÉNDICE B. SOLUCIÓN DE LA PRESIÓN TRANSIENTE A ESPERAR DURANTE PERÍODO DE CIERRE (EJEMPLOS) 357

Capítulo I

INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN A LAS PRUEBAS DE PRESIÓN

1.1. Definición

Desde el punto de vista operacional y de campo, una prueba de presión consiste en la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. La completación del pozo objeto de prueba puede ser temporal o permanente. A continuación se presenta el ejemplo de una prueba tipo multi-tasa a fin de ilustrar el concepto señalado.

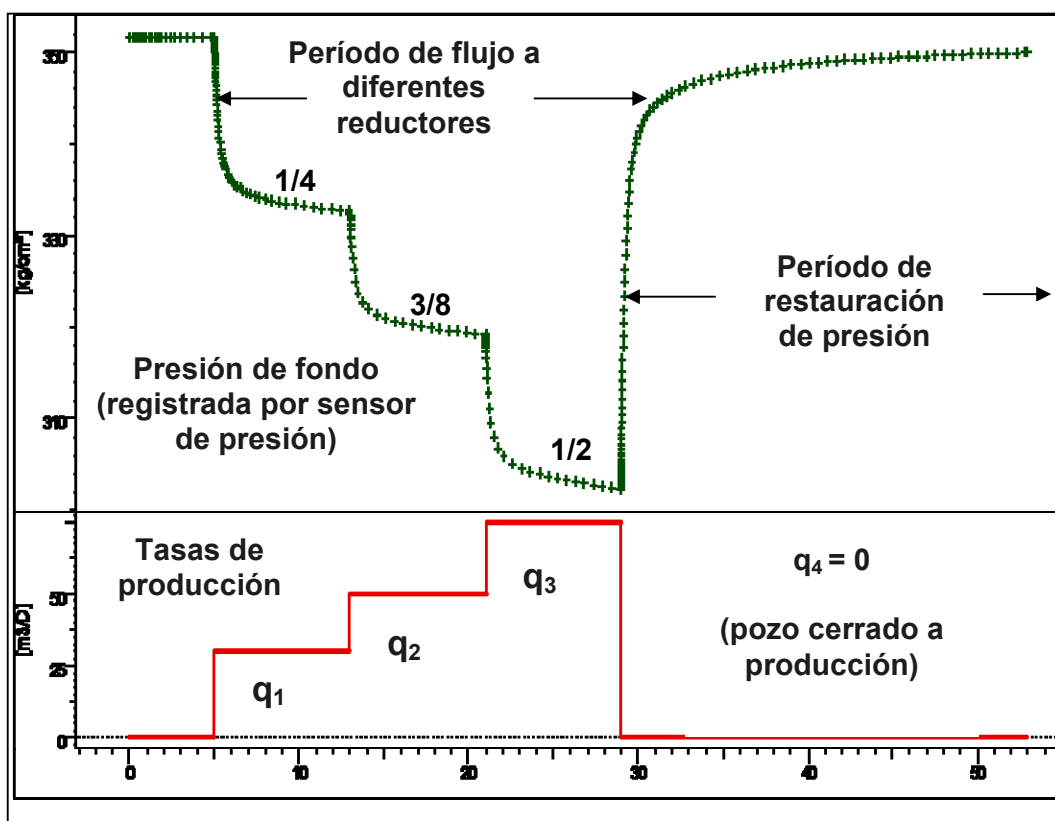


Fig. 1.1. Historia de la prueba

La Fig. 1.1. muestra la historia de una prueba denominada multi-tasa. La misma consiste en fluir el pozo a diferentes tasas (lo que se logra cambiando los reductores de prueba) y se registra la presión de fondo fluyente, como también la de cierre durante el período completo de la prueba. El análisis de los datos de presión y tasas permite obtener el índice de productividad del pozo, el valor de la capacidad de flujo de la formación (producto permeabilidad-espesor), el valor de daño asociado con el pozo y la presión actual del área de drenaje involucrada con la producción del pozo. La duración de los períodos de fluencia y cierre se determinan según el diseño previo de la prueba, como veremos en el Capítulo VI. La información obtenida del análisis de los datos es

de gran utilidad en ingeniería de yacimientos, exploración, producción y gerencia de yacimiento.

Dependiendo de los objetivos específicos de evaluación, varían tanto el equipo a usar como los procedimientos de prueba. Por ejemplo, en el caso de pozos productores y provistos de sensores de presión de fondo permanentes, los datos de presión se obtienen en tiempo real, y el análisis de los mismos se realiza a diario.

En el caso de pozos exploratorios, las pruebas son por lo general de corta duración, y la completación del pozo para la prueba es temporal, de aquí que tanto los procedimientos de prueba como los equipos a usar deben de ajustarse a las condiciones de la completación particular de pozo, tal como veremos en el Capítulo VI.

1.2. Tipo de Pruebas según objetivos de Evaluación

A continuación se presenta un resumen de la información relevante de yacimiento y pozo que se deriva de la interpretación de datos de presión y producción obtenidos de las pruebas de presión:

- Presión actual de la capa o conjunto de capas.
- Permeabilidad efectiva y producto permeabilidad-espesor.
- Daño de pozo. Conectividad hidráulica entre pozos.
- Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje.
- Estrategias de completación óptima del pozo.
- Análisis de productividad del pozo (índice de productividad).
- Comercialidad o no del pozo.
- Presión media actual en patrón de inyectores de agua.
- Evaluación eficiencia de fractura hidráulica.
- Confirmación o validación de los valores de presión a esperar en el pozo según los resultados de simulador numérico de yacimiento.
- Confirmación o validación de modelo geológico y sísmico que caracteriza el área de drenaje asociada con el pozo.

En la tabla siguiente se presenta un resumen del tipo de pruebas, así como la información derivada de la interpretación de los datos de las mismas.

POZO	TIPO DE PRUEBA	INFORMACIÓN QUE SE OBTIENE
Exploratorio	DST (con taladro) Muestreo Prueba sin taladro Probador de Formación	Presión Muestra de fluido para análisis PVT Permeabilidad y daño Potencial del pozo e índice de productividad
Productor	Restauración, multitasa Interferencia Sensores de presión permanentes Gradientes de presión	Permeabilidad y daño Presión actual y promedio Tipo de límites asociados con el área de drenaje Monitoreo continuo de presión de fondo
Inyector	Inyectividad Fall off	Índice de inyectividad por capa Presión actual del área de inyección Distancia al pozo del frente del banco de agua

Tabla 1.1. Tipo de Pruebas

A continuación se explica la importancia de las pruebas y cuándo deberían realizarse las mismas, durante la vida del pozo:

Pozo Exploratorio: definir los parámetros del yacimiento y pozo en el área de drenaje investigada y probar la comercialidad del pozo (de ser posible). La prueba es necesaria en todo pozo exploratorio (ver Capítulo III para el análisis de los datos).

Pozo Productor: obtener el valor de la presión actual del área de drenaje así como evaluar la eficiencia de flujo del pozo. Determinar los límites del área de drenaje. Probar comunicación hidráulica (interferencia) entre pozos. El departamento de ingeniería de yacimientos y producción define la frecuencia con que deben de hacerse las pruebas en estos pozos (ver Capítulo III para el análisis de los datos).

Pozo Inyector: determinación de los parámetros de yacimiento que caracterizan el área de inyección. El valor de la presión media del área de inyección permite monitorear la eficiencia del proceso de inyección. Caracterización dinámica de los bancos de agua y petróleo. Al igual que con el caso de los pozos productores, el departamento de ingeniería de yacimientos y producción define la frecuencia de las pruebas (ver Capítulo VII para el análisis de los datos).

1.3. Determinación de los parámetros de yacimiento y pozo

En muchos casos las pruebas se realizan de acuerdo con determinados objetivos de evaluación por ejemplo: determinar si el pozo está dañado, debido a una caída en su potencial, o determinar cuál es la presión del área de drenaje al momento de realizar la prueba y luego de un acumulado de producción importante. En otros casos como el de los pozos exploratorios, las pruebas forman parte del proceso de evaluación exploratorio; es decir, no sabemos, sino sólo después del cañoneo de la formación, si la misma es productiva o no y de serlo, el análisis de los datos de presión y producción obtenidos de las pruebas permite confirmar las expectativas de exploración.

Las pruebas de presión se aplican también en pozos que forman parte del proceso de recuperación secundaria (inyectores de agua, por ejemplo). Como se detalla en el Capítulo VII, el análisis de los datos de presión registrados en el pozo inyector, durante el período de cierre de la inyección (período denominado fall off), permite determinar el valor de la presión media del patrón de inyección al momento de realizar la prueba; dicho valor resulta muy importante y está asociado con la eficiencia del barrido de petróleo por agua.

En general las pruebas pueden ser de corta duración (segundos, minutos, horas) o de días o meses como el caso de las pruebas tipo extendidas (ver Capítulo V). Podemos decir que la duración de la prueba tiene su impacto en la escala de validez de los parámetros determinados del análisis. Es decir, en algunos casos la escala puede ser de unos cuantos pies alrededor del pozo, mientras que en otros, de metros, o inclusive, abarcar por completo el área de drenaje del pozo incluyendo los límites de la misma. Dependiendo de los objetivos de evaluación, lo ideal es realizar el diseño de la prueba, como veremos en el Capítulo VI, con el fin de asegurar el tiempo de duración de la misma, según la escala de investigación requerida.

La metodología básica usada en el análisis de los datos de presión consiste en comparar la respuesta de los datos de presión en función del tiempo adquiridos en el pozo o pozos durante la prueba, con la esperada, según las soluciones a la ecuación de difusividad, que es la que rige el comportamiento dinámico del flujo de fluidos en el medio poroso con el tiempo, e incorporando efectos asociados con el pozo y con su entorno, como los son el efecto de almacenamiento de pozo y daño, como veremos en los Capítulos II y III.

En el caso de pozos completados en yacimientos de gas, hemos incluido un capítulo aparte (ver Capítulo IV); por cuanto debemos de considerar, a diferencia del caso petróleo, la naturaleza no lineal de la ecuación de difusividad, ya que los parámetros del fluido (compresibilidad y viscosidad por ejemplo) dependen de la presión. De igual manera en el caso de gas debemos esperar régimen de flujo tipo no-darcy (también denominado efecto de turbulencia) a nivel de pozo, el cual incorpora un efecto de daño que depende de la tasa de producción al daño total.

En general, los datos de presión que se usan para el análisis provienen de cambios en las condiciones del régimen de flujo existente o actual del yacimiento y pozo (o pozos). Por ejemplo, los cambios en los valores de las

tasas de producción que se muestran en la Fig. 1.1. inducen cambios en la presión que son dependientes de los parámetros particulares del yacimiento y pozo bajo prueba. Es muy común que se hable de análisis de transientes de presión. Por ejemplo, se puede inducir un cambio temporal en el régimen existente de flujo en el yacimiento simplemente cerrando el pozo o, de estar este cerrado, abriéndolo a producción.

De estar el pozo cerrado y asumiendo una presión uniforme en toda el área de drenaje, al abrirlo sucede una caída de presión que es función del tiempo, la cual es importante en las cercanías del pozo y, como veremos en los distintos capítulos del libro, el cambio de la presión en la formación y en el pozo es función de los parámetros que caracterizan al yacimiento y pozo (permeabilidad, viscosidad del fluido, discontinuidades, límites, almacenamiento de pozo).

Resumiendo, podemos decir que las pruebas por lo general consisten en inducir cambios en la tasa actual de producción del pozo o pozos del campo, lo que perturba o cambia (esta perturbación no es del tipo onda como veremos al presentar las soluciones a la ecuación de difusividad en el Capítulo II) las condiciones dinámicas presentes (presión, flujo) asociadas con el área de drenaje del pozo. El análisis de los cambios de presión y flujo en función del tiempo permite la determinación de los parámetros de yacimiento. Dependiendo de las características dinámicas del yacimiento, es posible el logro de todos los objetivos de evaluación propuestos, siempre y cuando la duración de la prueba y el procedimiento usado en la realización de la misma lo permitan. Por ejemplo, de ser la transmisibilidad (razón: permeabilidad-espesor/viscosidad del fluido) pequeña, es necesario un tiempo de prueba considerable, a fin de lograr una escala de investigación asociada con el área de drenaje que permita caracterizar la misma (determinación de la permeabilidad efectiva, daño del pozo, existencia de discontinuidades y límites).

A continuación y con el fin de ilustrar el concepto de las pruebas y la adquisición de los datos de presión, se presenta diagrama simplificado de sección transversal del yacimiento en donde se muestra el perfil radial de presiones a lo largo del yacimiento y pozo (asumiendo que no hay efecto de daño) existente o válido en el tiempo de producción $t = t_p$. El pozo estaba cerrado y el yacimiento estaba a una presión uniforme de $p = P_i$ antes de la apertura del pozo a producción.

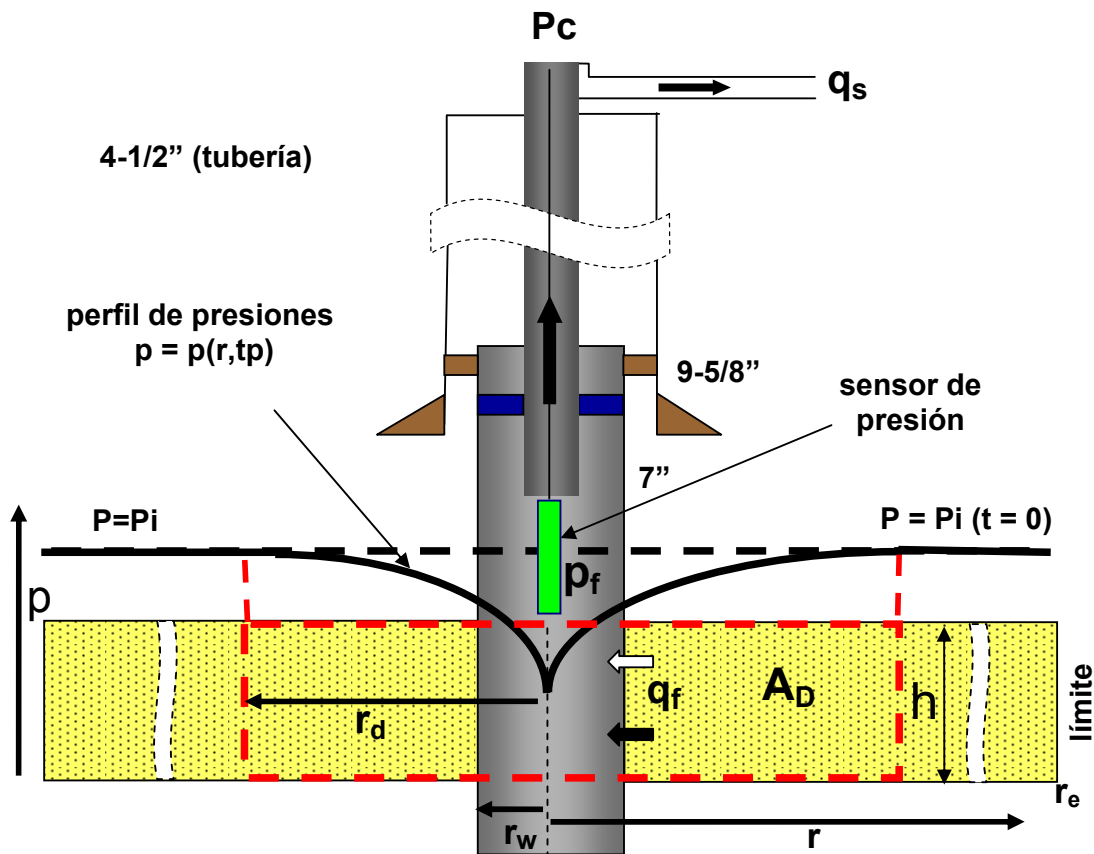


Fig. 1.2. Perfil de presión en el yacimiento. Pozo en producción a una tasa de q_s . P_i es la presión inicial ($t=0$) del yacimiento antes de la apertura del pozo a producción

Se asume un yacimiento o medio poroso de espesor h constante y homogéneo desde el punto de vista dinámico. Es decir, no hay discontinuidades (por ejemplo fallas geológicas en el área de drenaje) y es un medio isotrópico en cuanto a permeabilidad, o sea que ésta es igual en todas las direcciones radiales del yacimiento. Aunque el área de drenaje total asociada con el pozo tiene un radio igual a r_e , puede que el área de drenaje aparente asociada con el tiempo de producción $t = t_p$, sea la mostrada en la figura como A_D .

Esto se deduce con base al perfil de presiones, ya que a partir del valor del radio de drenaje r_d la presión no muestra variación radial apreciable, es decir, es prácticamente constante, por lo tanto no hay gradiente de presión; lo que se traduce en que la tasa es prácticamente igual a cero a partir del radio de drenaje r_d .

A medida que continúa el pozo en producción, el área de drenaje aparente se va incrementando. El yacimiento, como se muestra en la Fig. 1.2. está limitado a la distancia radial r_e . El límite puede ser del tipo sellante o puede ser el contacto o transición con acuífero, que de ser activo (dimensión del acuífero así como permeabilidad es considerable comparada con el área de drenaje) impondría un mantenimiento de presión en el límite. Como veremos en el Capítulo III, al inicio de la producción o cierre del pozo, la tasa de fondo varía

con el tiempo (aunque la tasa en superficie es constante) debido al efecto que se denomina almacenamiento de pozo.

La forma más simple de visualizar una prueba de presión y digamos una cuyos objetivos de evaluación sean los de determinar la permeabilidad efectiva, daño y P_{actual} o la presión del yacimiento luego de un acumulado de producción al tiempo t_p , sería la de registrar las presiones en el fondo del pozo, p_f , así como medir la tasa de producción durante el tiempo de producción y cierre del pozo (durante el cierre la tasa es cero).

Al cerrar el pozo, de acuerdo con las soluciones de la ecuación de difusividad, todos los puntos de presión que definen el perfil de presión tienden a incrementar su valor hasta lograr el valor de $p = P_{\text{actual}}$. Dependiendo del tiempo de prueba, como se mencionó anteriormente, es posible que se logre alcanzar el valor de A_{ctual} y registrar o medir el mismo. Sin embargo, en la práctica por lo general demanda un período de tiempo muy grande (en particular si la permeabilidad del yacimiento es baja y/o la viscosidad del fluido alta). De aquí que este valor normalmente se infiere del análisis de los datos existentes o registrados durante el período de cierre, como veremos en el Capítulo III.

A continuación y sólo con fines de ilustración, se muestra la respuesta esperada de la presión registrada por el sensor de presión de fondo (ver Fig. 1.2.) durante un período de fluencia de 24 horas (t_p), seguido de un período de cierre de 48 horas.

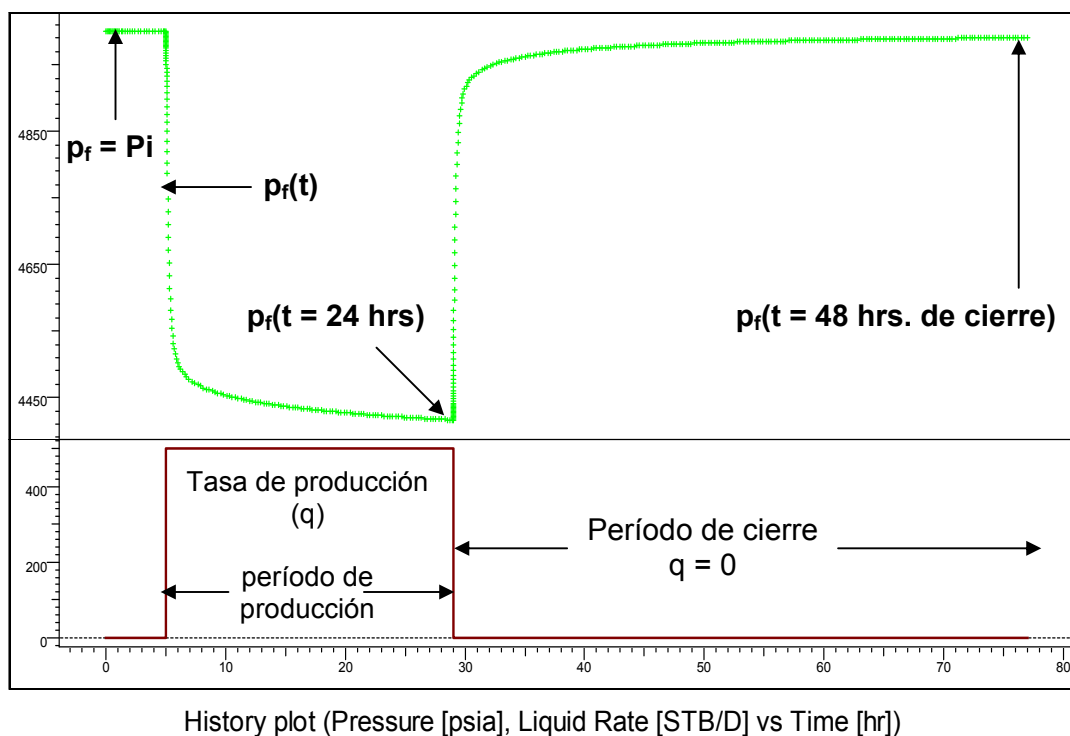


Fig. 1.3. Respuesta de presión registrada por sensor de presión de fondo

Como veremos en el Capítulo III, el cambio de la presión en función del tiempo durante el período de fluencia (producción), así como durante el período de cierre, depende de los parámetros de yacimiento y completación del pozo. Por ejemplo, de tratarse de un yacimiento de una permeabilidad muy baja, el incremento de la presión en función del tiempo durante el período de cierre es menor al mostrado en la Fig. 1.3.

En su concepto más básico, la determinación de parámetros de yacimiento y pozo, que es uno de los objetivos de evaluación, se realiza al comparar los cambios de presión registrados en el pozo con los esperados según los modelos de yacimiento y prueba existentes.

A continuación y a fin de complementar el concepto, se presenta la gráfica de diagnóstico aplicable al período de cierre del cambio de la presión, como también, su derivativa (derivada del cambio de la presión con respecto al logaritmo del tiempo) en escala log-log, la que permite (como veremos en el Capítulo III) identificar el régimen de flujo o regímenes de flujo existentes durante la prueba y, de esta manera, identificar el modelo de yacimiento (de tantos existentes como veremos en este libro) aplicable para el análisis de los datos.

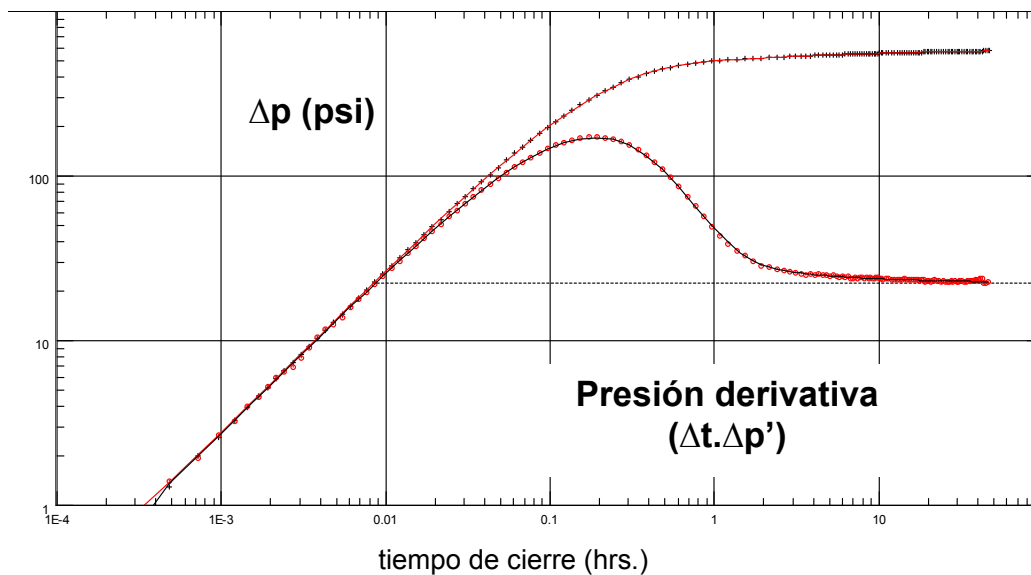


Fig.1.4. Gráfica de diagnóstico del período de cierre y simulación de los datos mediante modelo de yacimiento

Para finalizar y aunque este caso es simulado, la idea es presentar los resultados del análisis de los datos a fin de familiarizarnos con el tipo de información derivada del análisis.

Datos conocidos: petróleo como fluido productor, radio del pozo, $r_w = 0.3$ ft, viscosidad=0.4cp, espesor de la capa (h)=30ft, Factor volumétrico, $(B_o)=1.31$ B/STB, compresibilidad total, $c_t=12.5 \cdot 10^{-6}$ psi⁻¹, Temperatura del yacimiento = 212 °F, $P_i = 5000$ psia, Área de drenaje total = 650 Acres ($r_e = 3000$ ft).

Resultados del análisis de los datos

Modelo de yacimiento usado en el ajuste de los datos de presión registrados durante el período de cierre: homogéneo y de extensión infinita (aunque sabemos que el yacimiento tiene un radio externo de 3000 ft).

Parámetros de yacimiento y pozo

$Kh = 1000 \text{ mD.ft}$, $k = 33.3 \text{ mD}$, factor de daño (S) = 5, $P_{\text{actual}} = 4997 \text{ psia}$.

Caracterización del área de drenaje

No se aprecian discontinuidades ni límites durante el tiempo de cierre (esto implica que en un radio de investigación, que en este caso es de 1470 ft, no se identificaron discontinuidades o límites). De ser el período de cierre mayor que 48 horas, y dado de que es un ejemplo simulado, sabemos que se inicia transición por efecto del límite, como veremos en el Capítulo II, y el modelo de yacimiento aplicable para el análisis de los datos sería el homogéneo, pero no de extensión infinita sino finita como condición de borde externa.

Para finalizar esta sección, debemos mencionar que en la actualidad existen numerosos softwares comerciales, que se pueden usar para el análisis de los datos de presión. Casi todos los softwares están basados en los mismos principios, así como las soluciones que se presentan en los capítulos de este libro. El uso del proceso de automatización en cuanto al análisis de los datos permite aplicar métodos de regresión no lineal, que son de gran ayuda en la identificación de la solución (modelo) y, por lo tanto, realizar el cálculo de los parámetros de yacimiento con un mínimo de error.

1.4. Implementación de las pruebas

Para finalizar este capítulo, tal como se mencionó en la sección anterior, el análisis de los datos es una parte importante en el proceso de evaluación. Sin embargo, para el logro de una implementación exitosa de la prueba, debemos considerar siempre los factores críticos durante la ejecución de las mismas. Algunos se mencionan a continuación:

- Costos y valor de la información.
- Tiempo de prueba y objetivos de evaluación.
- Experticia en pruebas de pozo y análisis de datos.
- Toma de la muestra (superficie o fondo).
- Disponibilidad de tecnología de pruebas en sitio.
- Diseño de la prueba.

Cualquiera de los factores mencionados pueden afectar el resultado de la prueba, sea o no conclusiva la misma con respecto al logro de los objetivos de evaluación.

De aquí la necesidad de contemplar el plan de contingencias al inicio y durante la realización de las prueba. En muchos casos es preferible no realizar la prueba si las condiciones de campo, así como los procedimientos de prueba, no aseguran los resultados de evaluación.

Si bien en el prólogo decimos que el objetivo principal de este libro es capacitar al lector en las técnicas de análisis de los datos de presión, hemos incluido un capítulo sobre diseño de pruebas (ver Capítulo VI), a fin de enfatizar la importancia de cómo adquirir los datos de presión que posean la calidad requerida que permita reducir las incertidumbres en los resultados de evaluación, inherentes a toda interpretación.

Capítulo II

TEORÍA DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

CAPÍTULO II

TEORÍA DE FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

2.1. Desarrollo de la Ecuación de difusividad ^{(1), (2), (3)}

La ecuación de difusividad es el resultado de aplicar la condición de balance de materiales (ecuación de continuidad: Fluido entrante – fluido saliente = acumulado), la ley de Darcy y la ecuación que describe la densidad del fluido en el medio poroso. A continuación se presenta el desarrollo que conlleva a la ecuación de difusividad, considerando flujo tipo radial y compuesto de una sola fase.

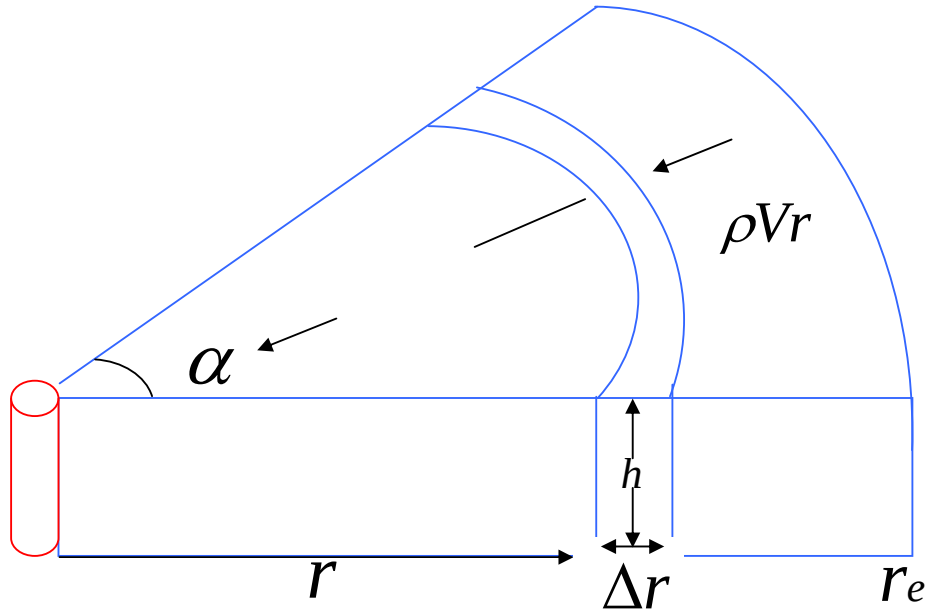


Fig. 2.1. Balance de masa (Flujo radial)

Como se aprecia en la Fig. 2.1., para un elemento de volumen infinitesimal del yacimiento ($\alpha \phi h r \Delta r$), siendo α ángulo que define el elemento, ϕ la porosidad, h el espesor, r distancia radial al pozo, y Δr incremento infinitesimal de radio, se cumple que:

“Cantidad de masa entrante – cantidad de masa saliente = aumento neto en el contenido de masa en el elemento de volumen”

Llamemos a V_r la tasa volumétrica de flujo por unidad de área de sección transversal y a ρ la densidad del fluido. Así, se cumple que:

Tasa de masa entrante durante el intervalo de tiempo Δt :

$$\alpha(r + \Delta r)h\rho V_r \Delta t \quad (1)$$

Tasa de masa saliente durante el intervalo de tiempo Δt :

$$\alpha r h [\rho V_r + \Delta(\rho V_r)] \Delta t \quad (2)$$

En el intervalo de tiempo Δt , el cambio neto de masa en el elemento de volumen es:

$$\alpha \phi \rho h r \Delta r @ (t + \Delta t) - \alpha \phi \rho h r \Delta r @ t \quad (3)$$

Aplicando la ecuación de continuidad tenemos que:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho V_r) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (4)$$

A fin de derivar la ecuación diferencial, debemos aplicar la ley de Darcy, que establece la relación entre la velocidad del flujo y el gradiente de presión:

$$V_r = - \frac{kr}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (5)$$

Substitución de V_r en la EC. 4. Se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r \rho k r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (6)$$

La ecuación diferencial final dependerá de incorporar la ecuación de estado del fluido cuya densidad es ρ en la ecuación.

La densidad del fluido está relacionada con la compresibilidad del mismo. Dos casos son de interés en ingeniería de yacimientos: líquido (petróleo) y gas.

A continuación se presentan los resultados para estos dos casos.

2.1.1. Petróleo (una sola fase)

La densidad viene dada por la ecuación:

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad (7)$$

En la cual “c” es la compresibilidad del fluido y se asume que la misma es pequeña, y ρ_0 es el valor de la densidad a la presión de referencia p_0 .

Substituyendo la densidad en la ecuación se obtiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial^2 r} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (8)$$

Esta ecuación se denomina Difusividad y aplica en el caso de líquidos.

Hipótesis asumidas para la validez de la ecuación:

- Fluido ligeramente compresible y valor de compresibilidad (c) pequeño.
- Permeabilidad constante e isotropita.
- Porosidad constante. Formación de espesor constante y el flujo del yacimiento al pozo es a través de todo el espesor de la formación.
- Viscosidad de fluido constante.
- Gradientes de presión en el yacimiento $\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)$ son pequeños y el cuadrado de los mismos se puede despreciar $\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2 = 0$.
- Fuerza de gravedad es despreciable.
- Condición isotérmica de flujo.
- Flujo tipo laminar (no turbulento).

2.1.2. Gas (una sola fase)

En el caso de que el fluido sea gas, tanto la compresibilidad como otras propiedades del fluido son dependientes de la presión.

La densidad para el caso de un gas real viene dada por:

$$\rho = \left(\frac{M}{RT}\right) \frac{p}{z} \quad (9)$$

En la EC. 9, M es el peso molecular del gas, R es la constante de gases, T es la temperatura absoluta, y z es el factor de desviación del gas.

Substituyendo la densidad en la ecuación se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{p}{\mu(p)z(p)} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z(p)} \right) \quad (10)$$

Esta es la ecuación de difusividad que aplica para el caso de gas. Comparando las dos ecuaciones, la del caso de gas es no lineal, debido a la dependencia de la viscosidad y el factor de compresibilidad con la presión.

La solución o soluciones obtenidas al resolver la ecuación de difusividad sirven de base para la interpretación de los datos de presión obtenidos durante los pruebas de pozo.

2.2. Soluciones a la ecuación de difusividad (líquido)

Con la finalidad de tener una ecuación genérica, o sea, independiente de los parámetros de yacimiento particulares (como lo son la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades del fluido), se introducen variables adimensionales para la presión y el tiempo, como se presenta a continuación:

Presión adimensional:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} [P_i - P(r, t)] \quad (11)$$

Tiempo adimensional, basado en el radio del pozo r_w :

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu cr_w^2} \quad (12)$$

Tiempo adimensional basado en área de drenaje A :

$$t_{DA} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (13)$$

Radio adimensional:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (14)$$

Las unidades para los parámetros involucrados en estas definiciones son las de campo:

c = compresibilidad total, $V/V/\text{psi}$; ϕ = porosidad, fracción; h = espesor efectivo, ft; k = permeabilidad efectiva, mD; μ = viscosidad, cp; p = presión, psi; q = tasa, BPD; r = distancia radial al pozo, ft; t = tiempo, hr.

En término de las variables adimensionales P_D , t_D , y r_D , la ecuación de difusividad se expresa como:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial^2 r_D} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (15)$$

En esta sección se presentan las soluciones para el caso de flujo radial de un líquido (petróleo) ligeramente compresible y de valor pequeño de compresibilidad.

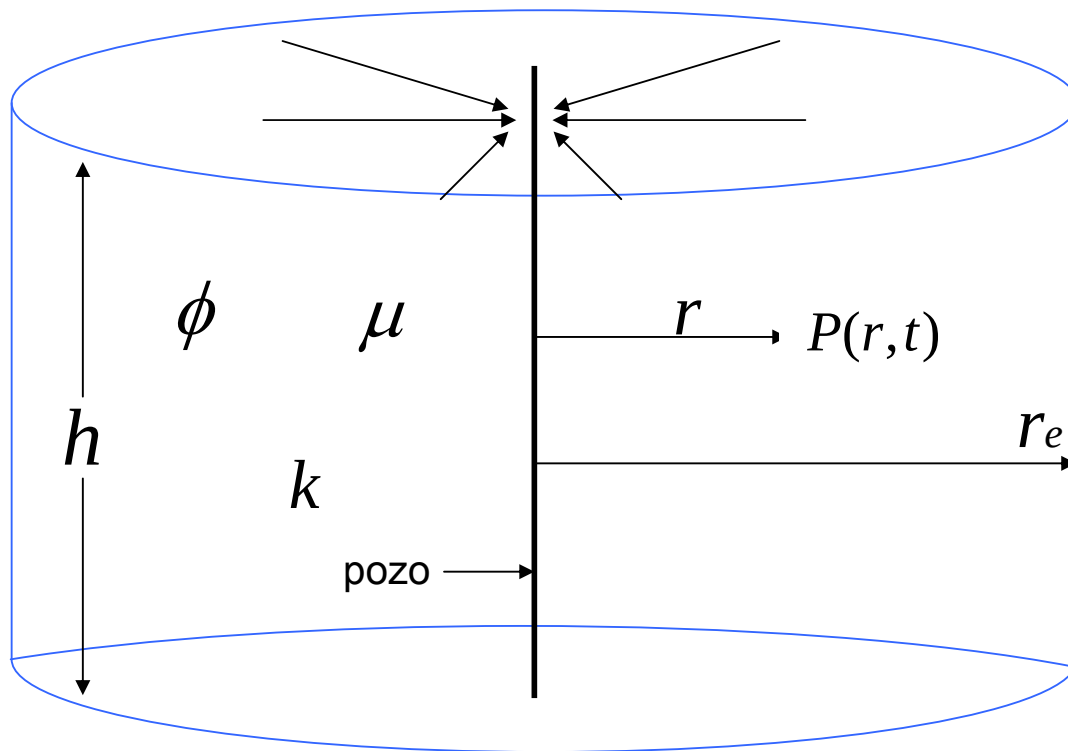


Fig. 2.2. Geometría yacimiento-pozo. Régimen de flujo radial.

El yacimiento se representa como un cilindro de radio externo r_e y radio de pozo r_w . Se asume que todo el flujo converge al pozo de forma radial y que todo el espesor h de la formación contribuye a la producción. El pozo produce a tasa constante q (ver Fig. 2.2.).

La solución a la ecuación de difusividad depende tanto de las condiciones iniciales como de las condiciones internas y de bordes aplicadas. A continuación se presenta la solución según el caso.

2.2.1. Caso A: Yacimiento de infinita extensión

Pozo produce a tasa constante

Presión inicial del yacimiento P_i es constante y uniforme en toda la extensión del yacimiento.

Yacimiento de espesor constante y radio externo $r_e = \infty$

La solución en este caso viene dada por:

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} \text{Ei}\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \quad (16)$$

Esta solución se conoce en la literatura como la solución tipo “Línea Fuente”, en donde Ei es la función exponencial integral, que se define como:

$$\text{Ei}(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (17)$$

La función exponencial integral puede aproximarse mediante la relación:

$$\text{Ei}(-x) = \ln(x) + 0.5772 \quad \text{válido para } x < 0.0025 \quad (18)$$

La solución, se puede aproximar por la expresión:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.80907 \right] \quad (19)$$

Válida para $\frac{t_D}{r_D^2} > 100$. Sin embargo, la diferencia es de sólo un 2% cuando

$\frac{t_D}{r_D^2}$ es mayor que 5. Esta solución define el régimen transiente de flujo denominado tipo infinito (infinite acting), comúnmente también denominado “flujo radial”.

Desde el punto de vista práctico, nos interesa la solución de la presión a nivel de pozo, que es donde comúnmente se mide la misma, es decir en $r = r_w$ ($r_D = 1$). En este caso la EC. 19 se puede expresar como:

$$P_D = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] \quad (20)$$

A fin de ilustrar el concepto de variables adimensionales y de la aplicación de la solución a la ecuación de difusividad, presentamos un ejemplo numérico de cálculo.

Ejemplo1

Cálculo del valor de la presión en el pozo al cabo de 500 horas de producción.

Los parámetros de yacimiento y fluido (petróleo en este caso) son:

$$\phi = 11\%, \mu = 0.8 \text{ cp}, k = 50 \text{ mD}, q = 30 \text{ m}^3/\text{d} (188.7 \text{ BPD}), h = 5 \text{ m} (16.4 \text{ ft}), B = 1.3 \text{ BR/BN}, c = 7 \times 10^{-6}/\text{psi } r_w = 0.25 \text{ ft}, P_i = 3000 \text{ psia}$$

Solución:

Substituyendo las definiciones de tiempo adimensional, presión adimensional y radio adimensional en la EC. 20, se obtiene que la presión en el pozo viene dada por:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu cr_w^2} \right) - 3.2275 \right] \quad (21)$$

Substituyendo los valores para los parámetros, se obtiene que $P_{wf} = 2666 \text{ psia}$.

A continuación se presentan los resultados en forma gráfica generados mediante software comercial, a fin de ilustrar la respuesta de la presión en función del tiempo de fluencia.

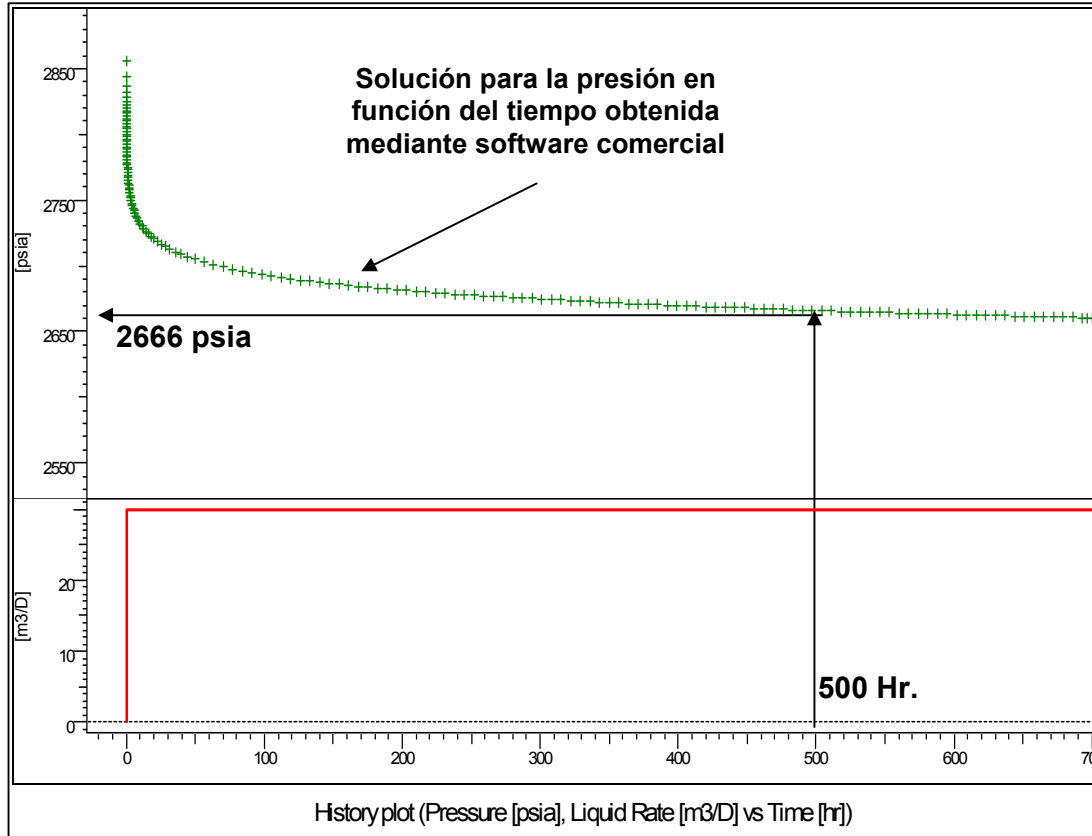


Fig. 2.3. Ejemplo 1. Solución obtenida mediante Software.

El valor obtenido mediante software es igual al calculado mediante fórmula (como debe ser).

El siguiente ejemplo sirve como introducción a las pruebas de interferencia entre pozos.

Ejemplo 2

Cálculo del valor de la presión a 300 metros (984 ft) del pozo.

Se desea saber cuál es la presión a una distancia radial de 300 metros del pozo, al cabo de 500 horas de producción:

Solución:

Substituyendo las definiciones de tiempo adimensional, presión adimensional y radio adimensional en la EC. 19, se obtiene que:

$$P(r,t) = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{t}{r^2}\right) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu crw^2}\right) - 3.2275 \right] \quad (22)$$

El valor de $\frac{t_D}{r_D^2}$ es igual a 11.6. Por lo tanto podemos usar la aproximación logarítmica con un 2% de error. Substituyendo valores, se obtiene que la presión a 300 metros del pozo es de 2945 psia, al cabo de 500 horas de producción.

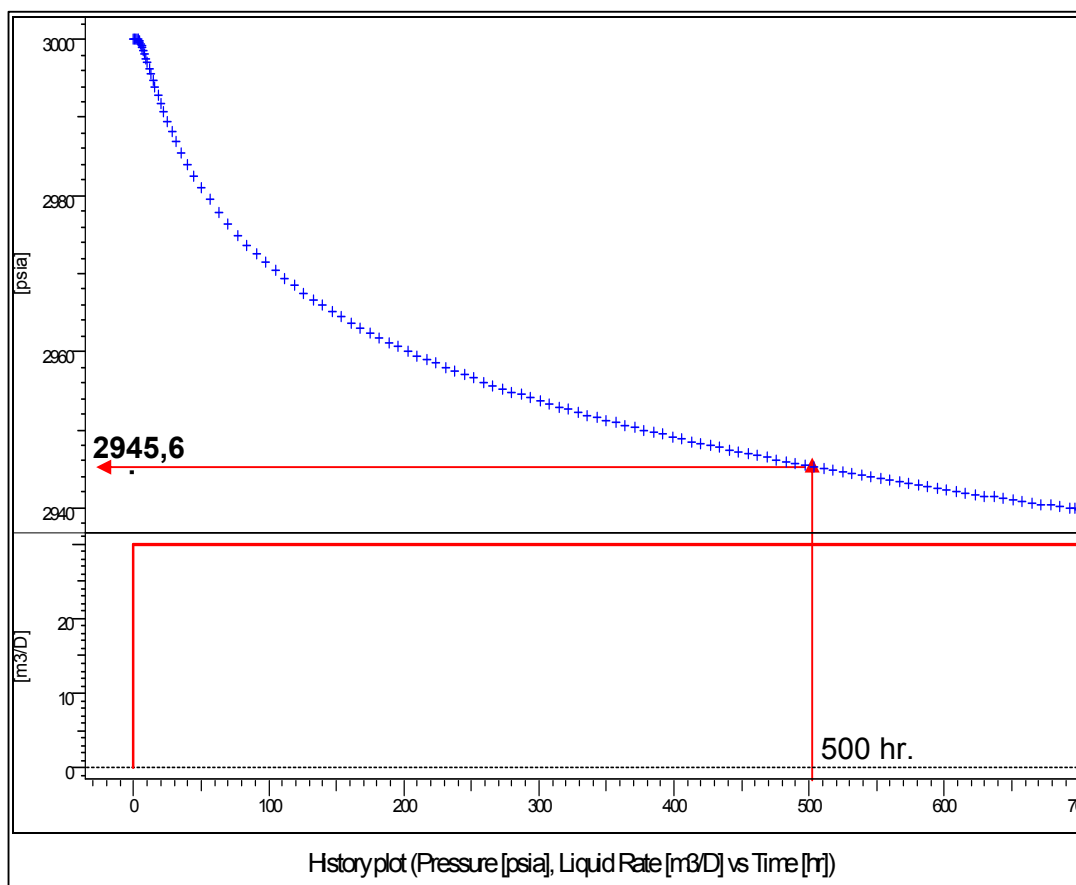


Fig. 2.4. Ejercicio 2. Solución obtenida mediante Software

En la Fig. 2.4., se presenta la solución de la presión en función del tiempo de producción y válida a 300 metros del pozo durante 700 horas de producción del pozo generada mediante software. El valor de la presión al cabo de 500 horas es de 2945.7 psia, que coincide con el obtenido mediante el uso de la fórmula.

Los resultados obtenidos asumen que el pozo no está dañado y que no se presentan efectos de almacenamiento de pozo (efectos cuya importancia se discutirá en el próximo capítulo).

2.2.2. Caso B: Yacimiento limitado o finito

Para el caso de yacimiento finito podemos considerar dos situaciones básicas posibles asociadas con el límite externo re: (1) que no hay flujo a través del

mismo, es decir, límite de cero tasa (gradiente de presión igual a cero en el límite externo), y (2) presión constante.

2.2.2.1. B.1: Límite sellante (no hay aporte de flujo en el límite)

Esta condición es la más representativa desde el punto de vista práctico, es decir, la de un yacimiento limitado y no infinito. A continuación se presentan posibles geometrías en cuanto al área de drenaje (A):

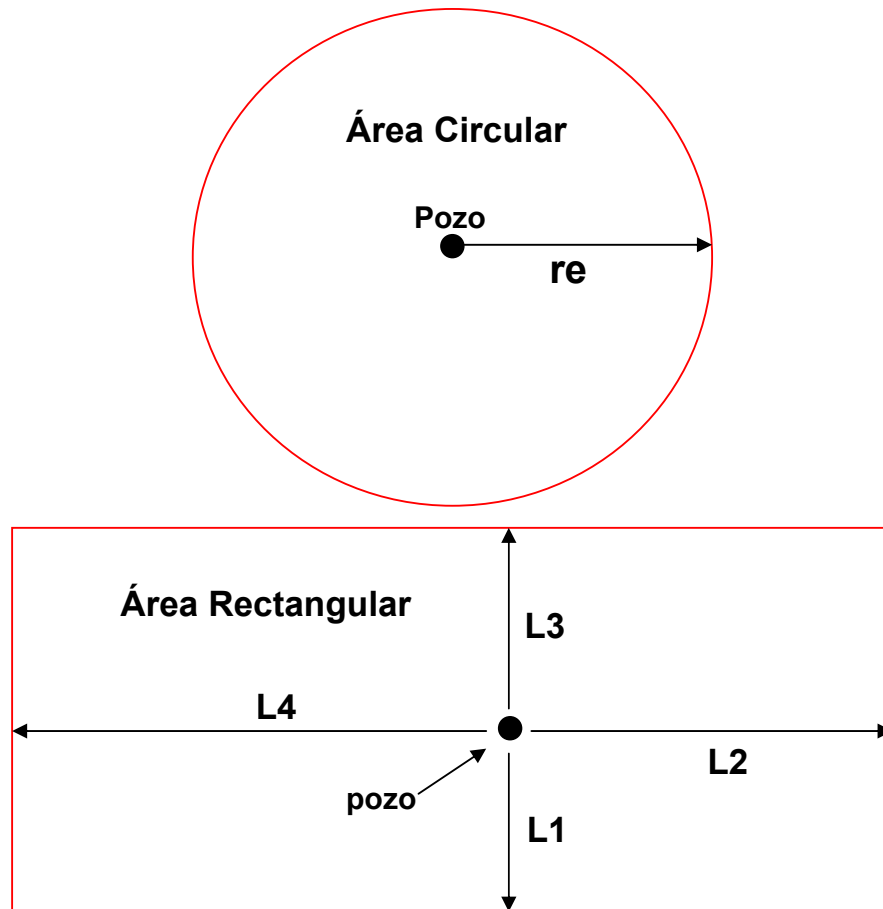


Fig. 2.5. Posibles geometrías de área de drenaje

El área de drenaje A se caracteriza por su magnitud, como veremos más adelante en esta sección, así como por un factor de forma C_A , cuyo valor depende de la forma del área, y la localización del pozo en la misma. Por ejemplo, para el caso de un área tipo circular y estando el pozo ubicado en el centro, el valor de C_A es de 31.62. El valor de C_A es conocido para otras geometrías pozo-yacimiento y su valor se puede obtener de las referencias.

Se puede demostrar que la solución a la ecuación de difusividad, aplicando la condición de sello como límite externo, a diferencia de la solución para el caso de yacimiento de extensión infinita, se caracteriza por mostrar tres regímenes de flujo diferentes: inicialmente, tipo infinito; seguidamente, un período de

transición; y finalmente, un período que se denomina Semi-estacionario (pseudo-steady state).

Durante el período de flujo semi-estacionario, se puede demostrar que la solución a la presión adimensional en el pozo viene dada por:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \quad (23)$$

El tiempo adimensional, para alcanzar el flujo tipo semi-estacionario viene dado por:

$$tp_{ss} = \frac{\phi \mu c A}{0.0002637k} (t_{DA})_{pss} \quad (24)$$

El valor de $(t_{DA})_{pss}$ depende de la geometría del área de drenaje y de la ubicación del pozo. Por Ejercicio, en el caso de un yacimiento circular, y el pozo ubicado en el centro, $t_{DA} = 0.1$ es el tiempo adimensional mínimo, a partir del cual el régimen de flujo es semi-estacionario.

Basados en la solución (EC. 23), durante el período semi-estacionario, la presión sigue tendencia lineal con el tiempo, es decir, $\frac{dp}{dt}$ es constante durante este período.

Substituyendo los términos adimensionales según las definiciones tenemos:

$$P_{wf} = P_i - \frac{0.23395qBt}{\phi chA} - \frac{70.60qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \right] \quad (25)$$

Definiendo m^* como:

$$m^* = -\frac{0.23395qB}{\phi chA}$$

se obtiene que la presión en el pozo viene dada por la siguiente expresión:

$$P_{wf} = P_i + m^* t - \frac{70.60qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \right] \quad (26)$$

Ejemplo 3

Cálculo del valor de la presión en el pozo a 240 horas producción.

Supongamos que el área de drenaje del pozo es circular y de un radio $r_e = 300$ metros (984.3 ft), y que el pozo está ubicado en el centro del círculo ($C_A = 31.62$).

Asumamos los mismos valores para los parámetros de yacimiento y pozo que los dados en el ejercicio 1:

Solución:

Primero debemos asegurarnos que el régimen de flujo es semi-estacionario: el valor de t_{DA} es de 1.68, por lo tanto mayor que 0.1. De aquí que se cumpla la condición requerida en cuanto al tiempo de prueba.

Substituyendo valores en la EC. 26, se obtiene que la presión al cabo de 240 horas es de 2387.3 psia. (menor que para el caso de un pozo en un sistema tipo infinito).

La Fig. 2.6. muestra la solución para la presión en función del tiempo generada mediante software asumiendo los mismos parámetros de diseño en cuanto a yacimiento y pozo:

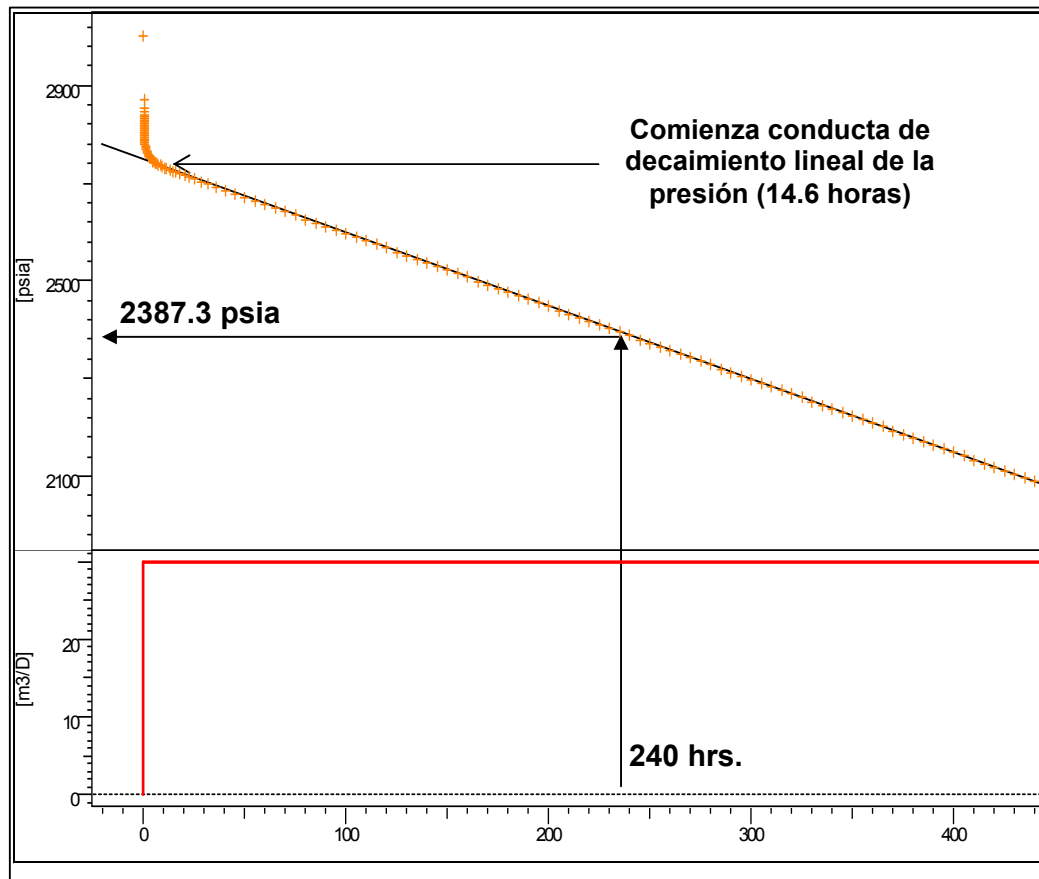


Fig. 2.6. Solución usando software

Como se ilustra en la figura la respuesta tipo tendencia lineal de la presión con el tiempo que representa el estado o régimen de flujo pseudos-estacionario inicia mucho antes de las 240 horas (de hecho a partir de las 14.6 horas). Igualmente, se puede verificar que el valor obtenido mediante cálculo manual de la presión al cabo de 240 horas es igual al que se obtiene mediante software.

Como veremos en este y el resto de los capítulos en el análisis de transientes de presión es muy común presentar las soluciones de la presión en función del tiempo de prueba y, si se quiere, más generalmente, el cambio de la presión (referida a una presión base) en función del tiempo en escalas tipo semi-log y log-log. La idea es poder identificar de forma visual el régimen de flujo asociado con la respuesta de la presión durante el período de tiempo objeto de análisis.

En la próxima sección se presenta el concepto de la presión derivativa que, como veremos, permite igualmente una identificación de alta resolución de los regímenes de flujo.

A continuación se muestra una gráfica tipo semi-log para nuestro ejemplo:

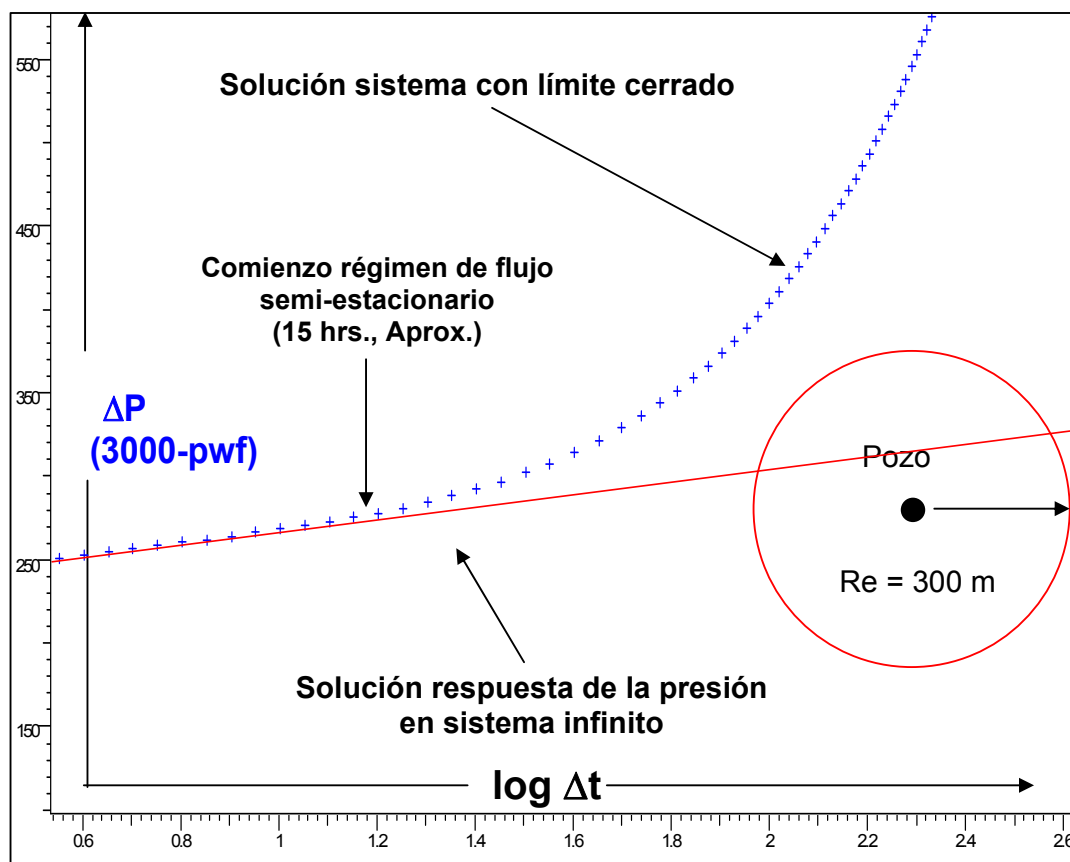


Fig. 2.7. Gráfica tipo Semi-log

Una inspección detallada de los resultados gráficos obtenidos confirma que el tiempo en el que finaliza la solución tipo sistema infinito es a las 6.3 horas,

(puntos de presión inician desvío de la tendencia de línea recta semi-logarítmica, característico de la solución para el estado infinito) luego sigue un período de transición, y finalmente comienza el régimen de flujo tipo semi-estacionario a partir de las 15 horas aproximadamente.

Como veremos en el capítulo de análisis de datos (Capítulo III) si durante una prueba se alcanza el régimen de flujo semi-estacionario y se dispone de datos de presión durante este período, mediante análisis de los mismos se puede calcular el área de drenaje asociada con el pozo. El procedimiento se basa en la definición de m^* :

$$m^* = -\frac{0.23395qB}{\phi chA}$$

El valor de m^* se obtiene de la pendiente de la línea recta mostrada en la Fig. 2.6. De aquí que el volumen de drenaje asociado con el pozo se puede obtener mediante la ecuación:

$$\phi hA = -\frac{0.23395qB}{c_t m^*}$$

En la práctica el uso de pruebas denominadas extendidas o límites (ver Capítulo VI) se basan en este concepto.

Como se mencionó anteriormente, el uso de escalas tipo log-log es muy común en el análisis de los datos. A fin de complementar el ejercicio presentamos a continuación la solución a la presión que se presenta en la Fig. 2.7. pero en escala Log-Log, a fin de familiarizarnos con los resultados en esta escala:

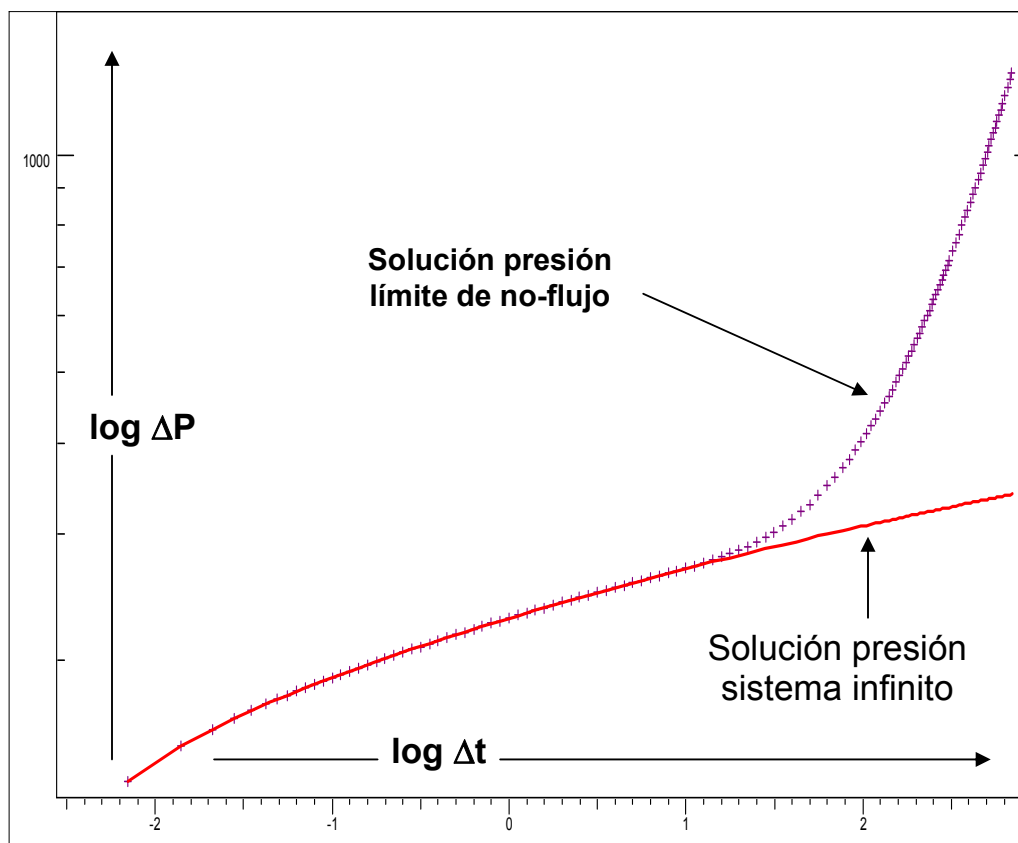


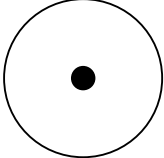
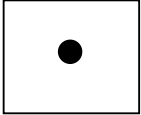
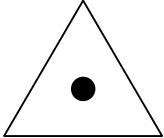
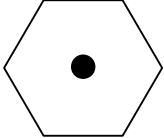
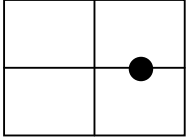
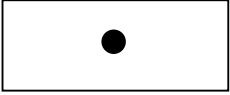
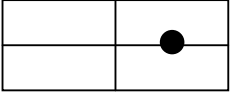
Fig. 2.8. Gráfica tipo Log-Log

Los valores del cambio de presión usados para elaborar la Fig. 2.8. son los mismos que los usados en la Fig. 2.7., sólo se cambiaron las escalas de las gráficas. Esto es con la finalidad de visualizar la respuesta en esta escala.

Hemos usado un ejemplo simple a fin de demostrar el concepto de flujo semi-estacionario. Cabe mencionar que, dependiendo de la ubicación del pozo en un área de drenaje particular, el inicio del régimen de flujo pseudo estacionario puede ser diferente, es decir, no es lo mismo que el pozo esté ubicado en el centro de un cuadrado (geometría del área de drenaje) que cerca de uno de los lados del cuadrado.

Como se mencionó anteriormente el área de drenaje se caracteriza por su magnitud así como por un factor de forma C_A , cuyo valor depende tanto de la forma del área (circular, cuadrada, rectangular) así como de la ubicación geométrica del pozo en la misma, tal como se muestra en la Fig. 2.5. y en la Tabla 2.1.

A continuación se presentan ejemplos de geometría de área (más casos se presentan en las referencias) y ubicación del pozo en la misma y la incidencia que esto tiene en el valor del tiempo de inicio del régimen de flujo tipo pseudo estacionario.

Geometría de drenaje (idealizadas) y ubicación del pozo en la misma	C_A (factor de forma)	t_{DA} (tiempo mínimo adimensional) para el inicio del flujo pseudo estacionario
 Circular. Pozo en el centro	31.62	0.1
 Cuadrada. Pozo en el centro	30.8828	0.1
 Triangular. Pozo en el centro	27.6	0.2
 Hexagonal. Pozo en el centro	31.6	0.1
 Cuadrada	12.9851	0.7
 Rectangular 1:2. Pozo en centro	21.8369	0.3
 Rectangular 1:2	4.5141	1.5

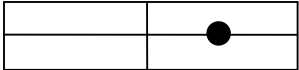
Geometría de drenaje (idealizadas) y ubicación del pozo en la misma	C_A (factor de forma)	t_{DA} (tiempo mínimo adimensional) para el inicio del flujo pseudo estacionario
 Rectangular. 1:4. Pozo en el centro	5.3790	0.8
 Rectangular: 1:4	0.2318	4

Tabla 2.1. Geometrías de área de drenaje y ubicación del pozo

Como se puede apreciar en la Tabla 2.1., según el tipo de área de drenaje es diferente el tiempo de inicio del período de flujo pseudos estacionario. Es igualmente importante señalar que para el caso de una misma área de drenaje, el tiempo de inicio del régimen de flujo pseudo-estacionario es diferente según la ubicación del pozo dentro de la misma. Por ejemplo, en el caso de estar el pozo ubicado en el centro de un rectángulo con una relación de lados de 4 a 1, el valor de t_{DA} es de 0.8. Sin embargo, de estar el pozo desplazado 1/2 del valor del lado corto, hacia la derecha, el valor de t_{DA} es de 4 (5 veces mayor).

En la práctica, un objetivo importante del análisis de los datos de presión es la determinación del área o volumen de drenaje asociada con el pozo, debido a que su valor está directamente relacionado con las reservas. Para este fin y sobre la base de lo expuesto anteriormente, es necesario que la duración de la prueba sea tal que se alcance el régimen de flujo pseudo estacionario, caracterizado por la tendencia de cambio lineal de la presión en el tiempo.

Como veremos en el capítulo de análisis de datos, se puede determinar tanto el área de drenaje como el factor de forma relacionado con al misma del análisis de los datos.

A continuación y para finalizar esta sección, mostramos la solución de la presión en función del tiempo de prueba (fluencia) a esperar en un área de drenaje inspirada en la configuración geometría-pozo, que se presenta en la Fig. 2.9.

Asumamos los mismos valores para los parámetros de yacimiento y pozo que los del ejemplo anterior. En este caso el pozo se encuentra ubicado en un área de drenaje mayor, tal como se presenta a continuación:

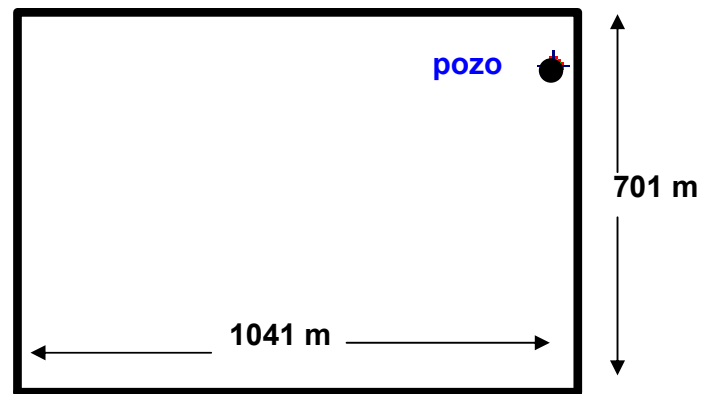


Fig. 2.9. Geometría de área de drenaje y ubicación del pozo

La simulación de la respuesta de la presión a esperar en este caso se presenta en la siguiente figura.

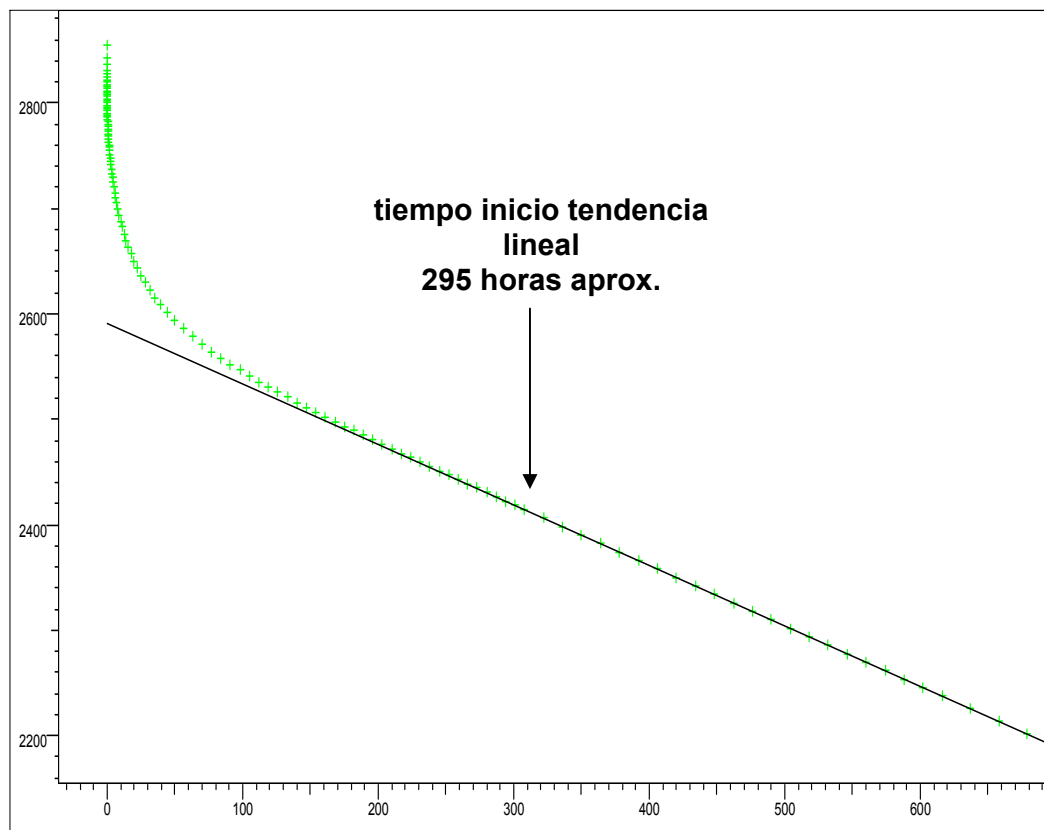


Fig. 2.10. Simulación respuesta de la presión en función del tiempo

En este caso el inicio del régimen de flujo pseudo estacionario se obtuvo mediante inspección visual usando otras gráficas especializadas, como la presión derivativa cuyo concepto y aplicación veremos en la próxima sección.

Aunque el tiempo de inicio del régimen de flujo semi-estacionario es a partir de las 295 horas, vale mencionar que a partir de 180 horas los datos de presión difieren en menos del 1% del valor a esperar, según tendencia en línea recta. Sin embargo, deben usarse los puntos a partir del inicio de la línea recta, a fin de definir la pendiente de la misma, de cuyo valor se extrae la información de reservas, como se mencionó anteriormente.

2.2.2.2. B.2 Límite de mantenimiento de presión

Se puede demostrar que la solución a la ecuación de difusividad, aplicando la condición de mantenimiento de presión como límite externo, se caracteriza por mostrar tres regímenes de flujo diferentes: inicialmente, tipo infinito; seguidamente, un período de transición; y finalmente, un período que se denomina estacionario (Steady State).

Se puede demostrar (ver Referencias) que el tiempo adimensional mínimo, necesario para alcanzar la condición de presión constante, cumple con la siguiente relación:

$$t_D \geq 1.25 \left(\frac{r_e^2}{r_w^2} \right) \text{ ó } t_{DA} \geq 0.40$$

El valor de la presión adimensional, en este caso, viene dado por:

$$P_D = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (27)$$

Al sustituir P_D por su definición y despejando la tasa q del pozo se obtiene la siguiente relación:

$$q = \frac{kh(P_i - P_w)}{141.2\mu B \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (28)$$

Esta es la Ley de Darcy que aplica para el caso de flujo tipo estacionario.

Ejemplo 4

Cálculo de la presión en el pozo al cabo de 240 horas de producción.

Usando los mismos datos del ejemplo 3, tenemos que $t_{DA} = 1.68$ (mayor que 0.40). De aquí que se cumpla que el estado de flujo es estacionario.

Queremos saber cuál es el valor de la presión al cabo de 240 horas. Despejando la presión de la fórmula anterior (ley de Darcy), tenemos que:

$$P_w = P_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (29)$$

Substituyendo valores se obtiene que el valor de la presión es de 2719.8 psia.

A continuación se presenta la solución obtenida para la presión en función del tiempo de fluencia generada mediante software.

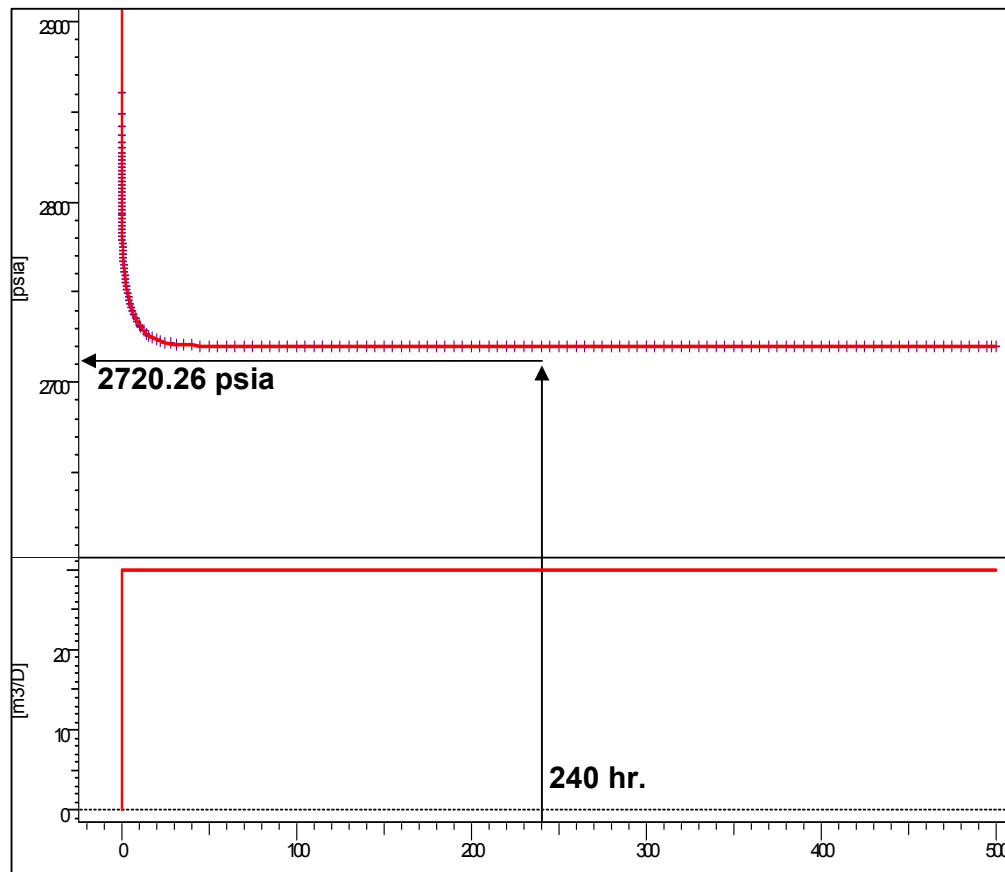


Fig. 2.11. Solución gráfica generada usando software (Límite de Presión constante)

Como se puede apreciar en la Fig. 2.11., la solución obtenida para la presión al tiempo requerido en el ejemplo mediante el software es prácticamente idéntica (como debe de ser) a la dada según la ecuación de estado estacionario (Ley de Darcy), una vez que el sistema alcanza este régimen de flujo.

A continuación, mediante el uso de software, se puede generar una gráfica del cambio de presión en función del logaritmo del tiempo, por lo que se puede identificar visualmente los diferentes regímenes de flujo que preceden al estacionario (en nuestro caso solo el radial y transición):

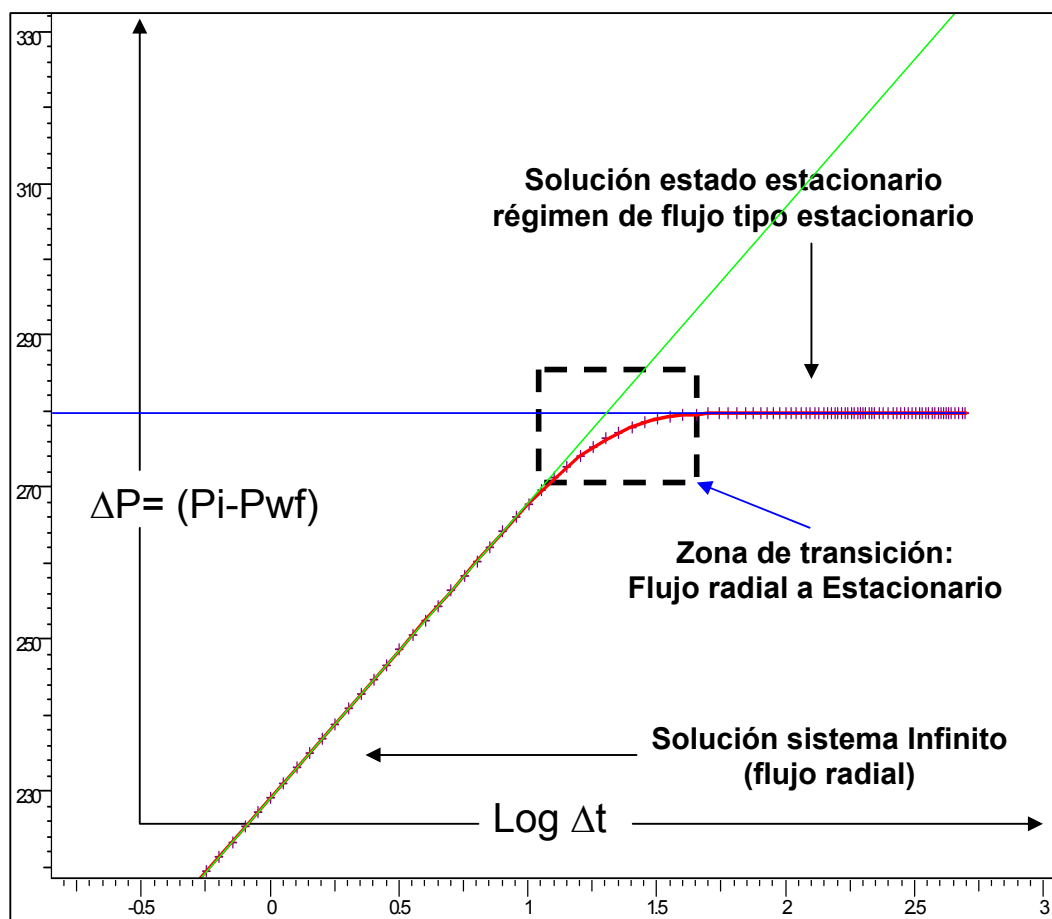


Fig. 2.12. Solución generada usando Software

2.3. Estados de flujo: Transiente, estacionario y semi-estacionario

A manera de resumen y basados en los conceptos que se explicaron en la sección anterior se presentan las definiciones de los regímenes de flujo por cuanto su uso es muy común en el análisis de los datos de presión:

Transiente: todo estado que no sea estacionario (infinito, transición, y semi-estacionario).

Estacionario: se caracteriza por ser la presión constante en todos los puntos del yacimiento. Se puede aplicar la Ley de Darcy a nivel de área de drenaje en el caso de requerir análisis de los datos.

Semi-estacionario: estado transiente caracterizado por la tendencia tipo lineal de la presión con el tiempo. Es decir, se cumple que $\frac{dp}{dt}$ es constante en todos los puntos del yacimiento. Este estado de flujo se presenta sólo en sistemas de límite cerrado (drenaje volumétrico).

2.4. Presión y Presión Derivativa ⁽⁴⁾

Las soluciones particulares de la ecuación de difusividad, muchas de las cuales se derivaron en la sección previa se presentaron originalmente como gráficas de presión adimensional versus tiempo adimensional en escala Log-Log, también denominadas “Curvas Tipo”.

A partir del año 1983 se introduce en el mercado la aplicación de la presión derivativa, concepto que logró un impacto considerable, sobre todo su uso a nivel de campo, en la identificación de regímenes de flujo y en análisis de datos.

En su concepto más simple para obtener la presión derivativa de cualquier solución, se calcula la derivada de la presión adimensional con respecto al logaritmo del tiempo adimensional en el caso de pruebas de fluencia y el resultado se grafica en conjunto con la presión adimensional.

Tomemos como ejemplo la solución adimensional, para el caso de flujo radial de un sistema homogéneo sin límites, y apliquemos el concepto de presión derivativa a fin de ilustrar su aplicación y beneficios. Como vimos en secciones anteriores, la solución para la presión adimensional a nivel de pozo viene dada por:

$$P_D = \frac{1}{2} [\ln tD + 0.80907] \quad (30)$$

Tenemos que:

$$\frac{dP_D}{d \ln t_D} = t_D \frac{dP_D}{dt_D} \quad (31)$$

Por lo tanto resulta:

$$t_D \frac{dP_D}{dt_D} = \frac{1}{2}, \text{ para todo } t_D \quad (32)$$

Es decir, aunque la presión adimensional varía de forma logarítmica con el tiempo, durante el régimen de flujo transiente infinito, la presión derivativa es una constante e igual a 1/2 en este caso.

Otro ejemplo es el caso de la solución adimensional a la ecuación de difusividad, para el caso de régimen de flujo semi-estacionario la cual viene dada por:

$$P_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \quad (33)$$

Aplicando la definición de presión derivativa se obtiene que:

$$t_{DA} \frac{dP_D}{dt_{DA}} = 2\pi t_{DA} \quad (34)$$

Es decir, durante el régimen de flujo semi-estacionario tanto la presión como la presión derivativa se aproximan asintóticamente a una pendiente unitaria en un gráfico tipo log-log.

Otro ejemplo importante son los casos donde tenemos límites tipo mantenimiento de presión. Es decir, de tener régimen de flujo en estado estacionario durante una prueba, la presión adimensional viene dada por

$$P_D = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \text{ y, por lo tanto, la presión derivativa es igual a cero.}$$

Ejemplo 5

Calcular el valor de la presión derivativa en estado de sistema infinito.

Podemos usar los datos que se presentan en el ejercicio 1:

Tenemos la relación: $t_D \frac{dP_D}{dt_D} = \frac{1}{2}$

Substituyendo las expresiones adimensionales se obtiene:

$$t \frac{d(\Delta P)}{dt} = \frac{1}{2} \left(\frac{141.2 q B \mu}{kh} \right) \quad (35)$$

Substituyendo valores tenemos que $t \frac{d(\Delta P)}{dt} = 16.92 \text{ psia}$

Mediante software podemos generar la solución para la presión en función del tiempo y su correspondiente derivativa a fin de ilustrar el concepto usando datos de yacimiento de los ejemplos anteriores.

A continuación, se presentan varias soluciones para el cambio de presión y su correspondiente derivativa en escala tipo Log-Log.

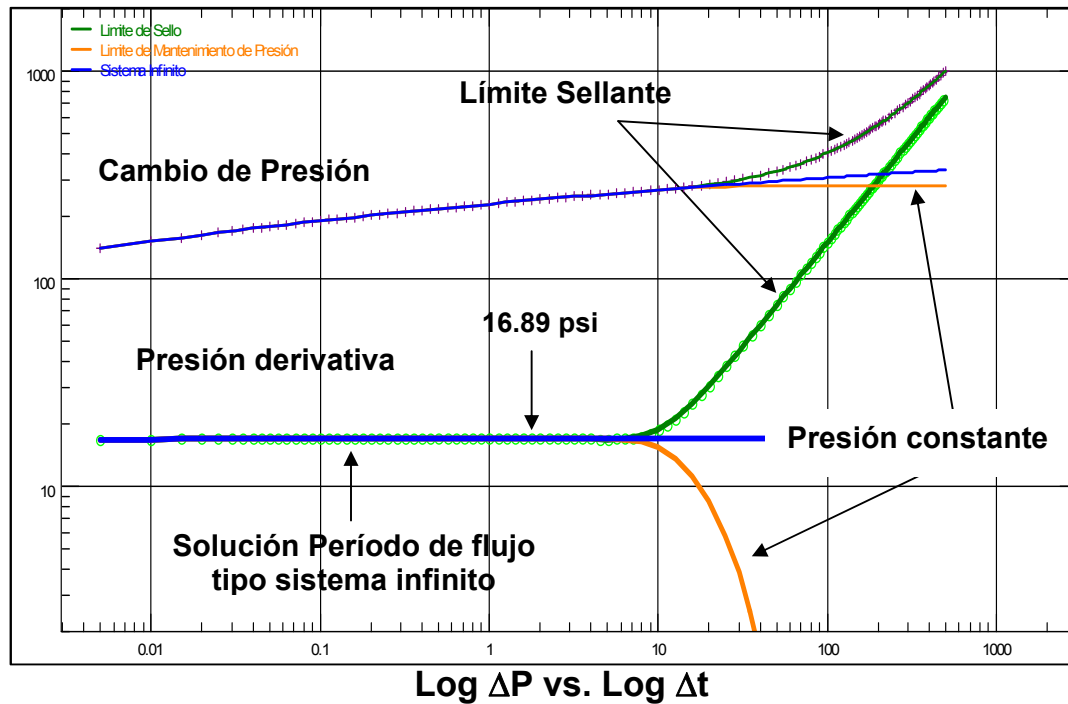


Fig. 2.13. Soluciones generadas usando software

Como se aprecia en la Fig. 2.13., la identificación visual de los distintos regímenes de flujo es más resolutive mediante la presión derivativa. Por ejemplo, en el caso de límite de mantenimiento de presión o límite sellante se puede apreciar el efecto de la existencia de estos límites antes de las 10 horas de flujo. Se presenta en la gráfica la solución para el valor de la presión derivativa obtenida vía cálculo manual para el caso de nuestro ejemplo.

2.5. Radio de investigación ⁽¹⁾

El radio de investigación durante una prueba de fluencia, y asumiendo un sólo período de flujo a tasa constante, viene dado por la siguiente expresión:

$$r_{inv} = 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c}} \quad (36)$$

En la EC. 36, t es el tiempo de producción del pozo, durante la prueba, y la ecuación es válida sólo durante el período de flujo radial, asumiendo un sólo período de fluencia, a tasa constante.

Esta definición se basa en la difusión radial de la solución tipo integral exponencial en un sistema en donde no se detectan límites. Es decir, es válida su aplicación, sólo en el período durante el cual el pozo actúa como en un sistema infinito, siendo el régimen de flujo tipo radial. Como se aprecia en la definición dada por la EC. 36, el radio de investigación no depende de la magnitud de la tasa a la cual fluye el pozo.

En principio, una vez puesto el pozo en producción, todo el yacimiento es afectado. Sin embargo, sabemos que a partir de cierta distancia del pozo (radio de investigación) hasta el límite del yacimiento, el efecto en la caída de presión es mínimo, y de aquí que no sea práctico el considerar el área de drenaje como todo el yacimiento, sino, más bien, un área de drenaje efectiva, la cual estaría definida por el valor del radio de drenaje o investigación al tiempo particular de producción. Se recomienda al lector interesado ver el Capítulo IV, donde se presenta el concepto de radio de investigación o drenaje con más detalles.

Ejemplo 7

Cálculo del radio de investigación al cabo de 100 horas de flujo.

Para el caso presentado en el ejemplo 1, se desea saber cuál es el radio de investigación en metros al cabo de 100 horas de flujo.

Substituyendo valores en la fórmula anterior (EC. 36), se obtiene que $r_{inv} = 796.6$ m.

Con el fin de enfatizar el hecho de que la EC 36 usada para el cálculo del radio de investigación es válida sólo durante el régimen de flujo radial y que no existen efectos de límites, presentamos a continuación un ejemplo de ilustración.

Supongamos que el yacimiento tiene un límite tipo sellante localizado a 200 metros del pozo, el valor del radio de investigación calculado mediante EC. 36 sigue siendo el mismo que en el caso anterior (794 m), por cuanto el tiempo de prueba y demás parámetros son iguales, lo que representa una inconsistencia, ya que el yacimiento no tiene una extensión mayor de 200 metros.

Esto es debido a que al cabo de 100 horas, el estado de flujo es del tipo semi-estacionario y el concepto de radio de investigación ya no aplica. La conducta de presiones y su derivativa en función del tiempo de fluencias generadas mediante software se muestran a continuación:

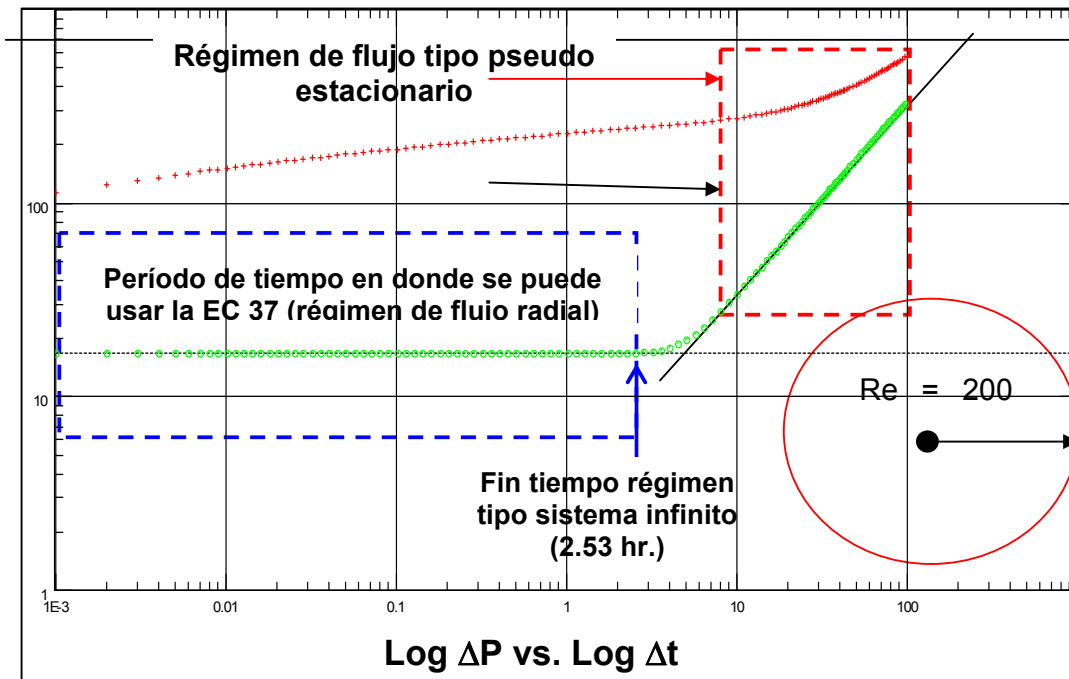


Fig. 2.14. Solución generada mediante Software

En este caso y basados en los resultados obtenidos y que se presentan en la Fig. 2.14., el régimen de flujo tipo radial de sistema infinito finaliza a aprox. 2.53 horas de iniciada la prueba.

El radio de investigación calculado a este tiempo ya que se puede aplicar el concepto, es de 127 metros. Como se aprecia en la Fig. 2.24., al cabo de 100 horas el régimen de flujo es del tipo pseudos-estacionario. De hecho, este régimen de flujo inicia mucho antes que las 100 horas (menos de 10 horas) según se puede apreciar en la Fig. 2.14.

A fin de ilustrar mediante ejemplos la no-dependencia del radio de investigación con el valor de la tasa, se generaron varias soluciones para la presión en el pozo, considerando tasas de producción diferentes y manteniendo el mismo radio de investigación. La Fig. 2.15. muestra los resultados obtenidos para el valor de la presión en función del tiempo, considerando tres tasas de producción: 1 m³/d., 10 m³/d, y 100 m³/d.

Claro que la caída de presión medida en el pozo es diferente según sea la tasa de producción, como se aprecia en la siguiente gráfica:

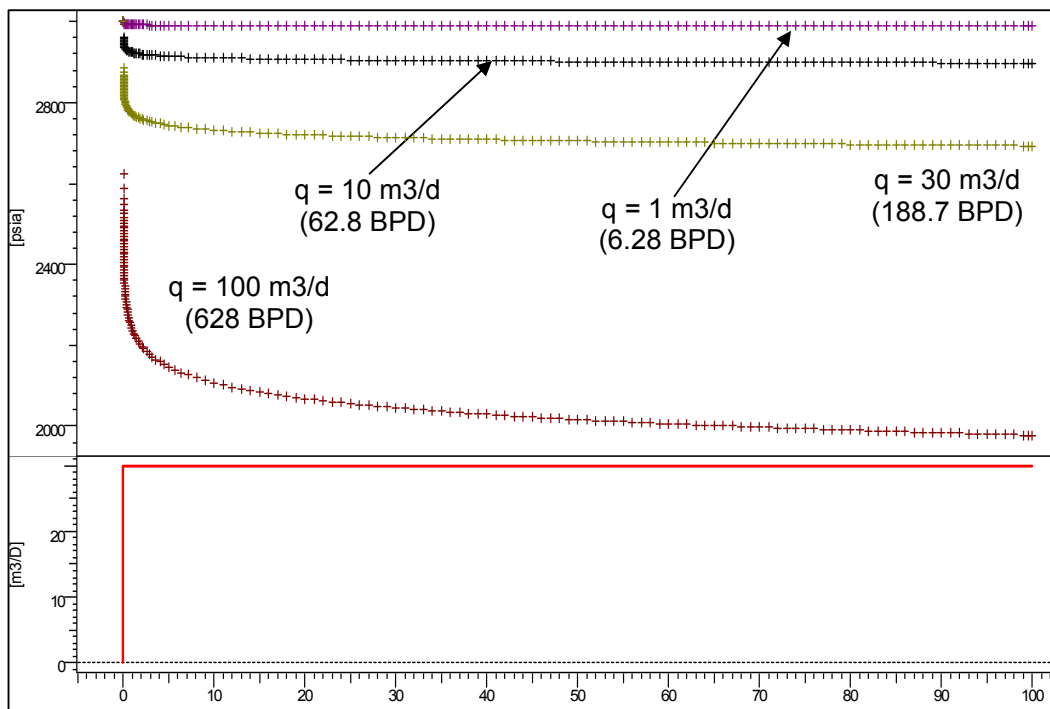


Fig. 2.15. Solución para la presión de pozo considerando varias tasas de producción

2.6. Modelos de Yacimiento y fluido existentes ^{(5), (6), (7)}

En las anteriores secciones se presentaron las soluciones a la presión que se obtuvieron de resolver la ecuación de difusividad considerando varias condiciones iniciales y de límites. Se consideró que la producción es a tasa constante y proviene de un solo pozo. La solución o soluciones obtenidas para la presión corresponden a una configuración básica como Modelo de Yacimiento y pozo, y se asume que la presión se registra o mide en la cara de la arena (es decir no hay físicamente un pozo).

En la práctica, por lo general, el yacimiento se drena de varios pozos. Igualmente puede haber pozos inyectores. El pozo puede ser vertical, desviado u horizontal y puede estar fracturado hidráulicamente a fin de incrementar su producción. Como se verá con más detalles en el próximo capítulo, el pozo puede presentar efectos de daño y almacenamiento de pozo, que debemos considerar su efecto en las soluciones a la ecuación de difusividad que aquí se presentaron. Así mismo, la historia de producción del pozo contempla períodos de producción a tasas diferentes cierres. El fluido puede ser monofásico a nivel de yacimiento o multifásico.

El yacimiento puede no ser continuo en toda su extensión, es decir, puede haber discontinuidades, tales como fallas geológicas, y varias capas pueden producir a través de un solo pozo.

Las pruebas de presión, por lo general se efectúan en este medio, de aquí que debemos generar soluciones o modelos que consideren estos factores, que son comunes en la mayoría de los yacimientos.

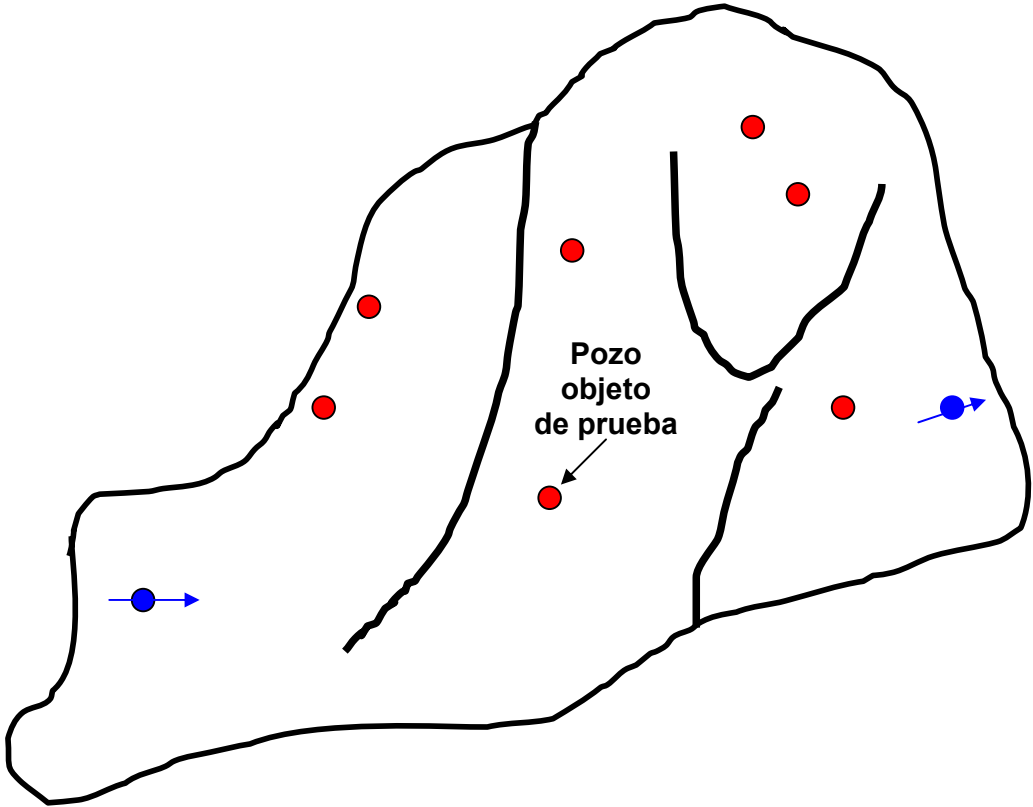


Fig. 2.16. Yacimiento-pozos

Las soluciones generadas, considerando los factores antes mencionados, forman parte del banco de datos (Modelos de Yacimiento y Pozo) de la mayoría de los softwares usados en el análisis de pruebas.

A manera de ejemplo, a continuación se presentan las diferentes soluciones que se pueden construir, considerando diversas condiciones de borde internas así como la naturaleza del área de drenaje y límites. Vale mencionar que durante el análisis de una prueba puede que se observen o no todas las características postulados por los modelos, ya que depende entre otros factores de la duración de la prueba, así como de los procedimientos de prueba, tal como veremos en el Capítulo VI de diseño.

CONDICIONES DE POZO	NATURALEZA DEL YACIMIENTO	GEOLOGÍA DEL ÁREA DE DRENAJE ASOCIADA CON EL POZO
Almacenamiento de pozo y daño	Homogéneo	Infinito
Horizontal	Doble porosidad	Una falla
Vertical	Doble permeabilidad	Circulo
Hidráulicamente fracturado	Radial compuesto	Fallas paralelas
Penetración Parcial	Linear compuesto	Fallas intersectantes
		Rectángulo

Tabla 2.2. Modelos de yacimiento y pozo

A continuación presentamos la solución en forma gráfica de la presión y su derivativa durante el período de fluencia esperada, según algunos de los modelos de yacimiento y pozo publicados (se asume que no hay efecto de daño ni almacenamiento de pozo presentes).

En el Apéndice A se presentan las soluciones para varios modelos de yacimiento que incluyen la respuesta de la presión en función de los parámetros de yacimiento y pozo característicos de cada modelo.

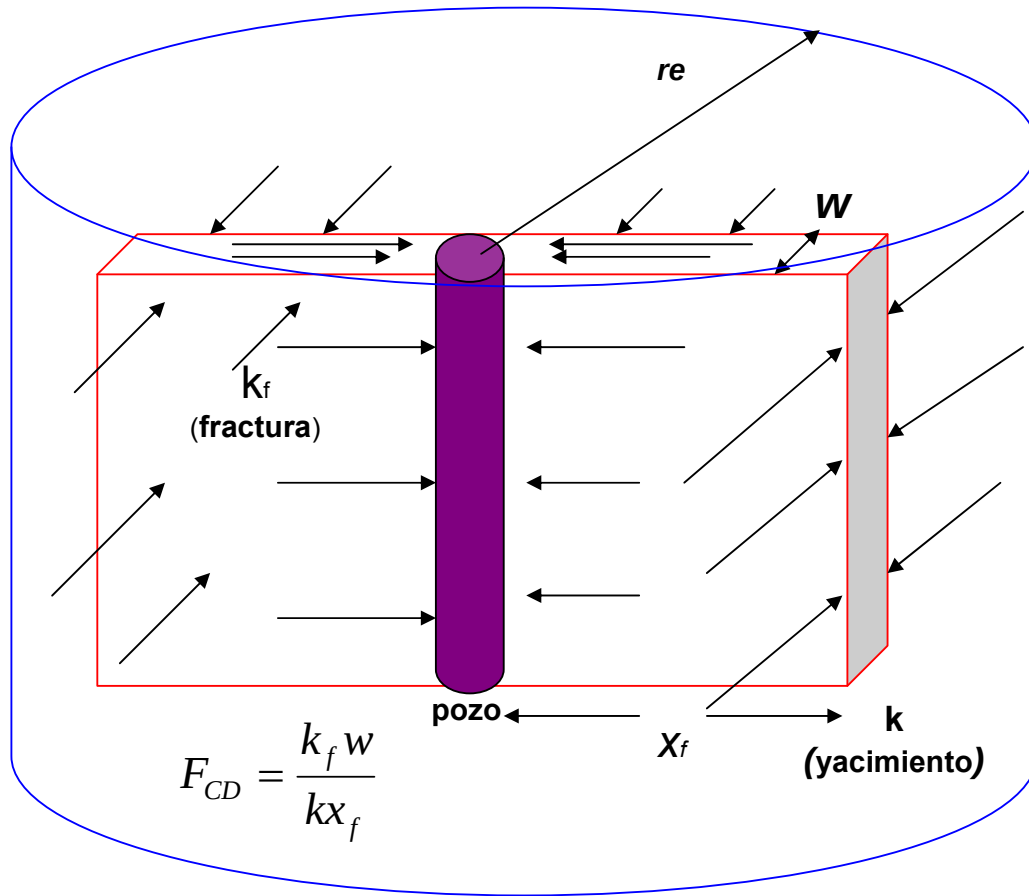


Fig. 2.17. Modelo de pozo hidráulicamente fracturado (idealización)

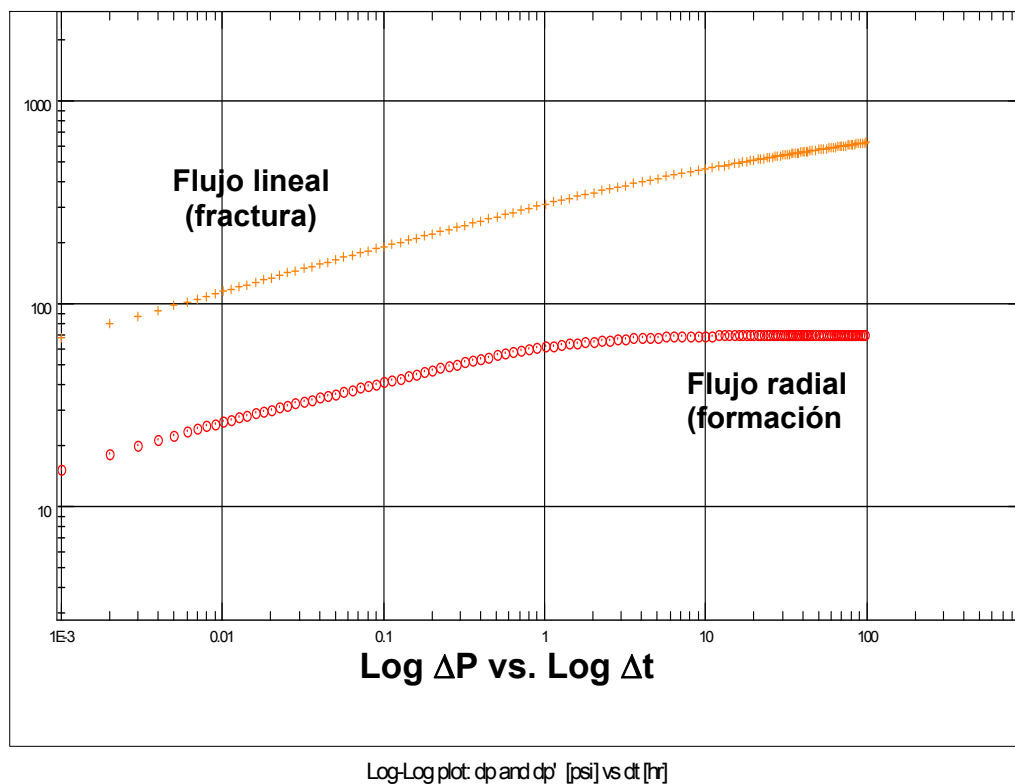


Fig. 2.18. Respuesta de la presión transiente en pozo hidráulicamente fracturado (ver modelo Fig. 2.17.)

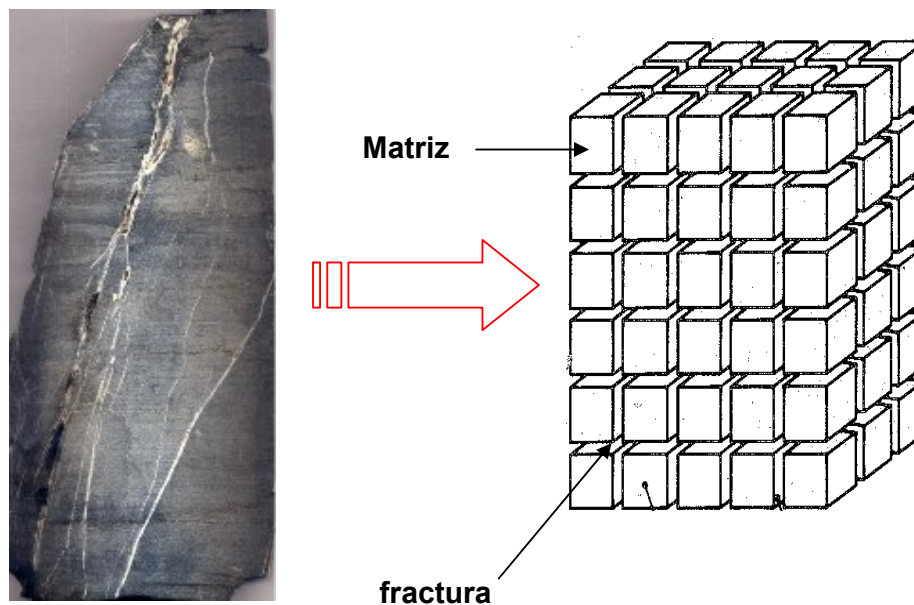


Fig. 2.19. Representación de un yacimiento naturalmente fracturado

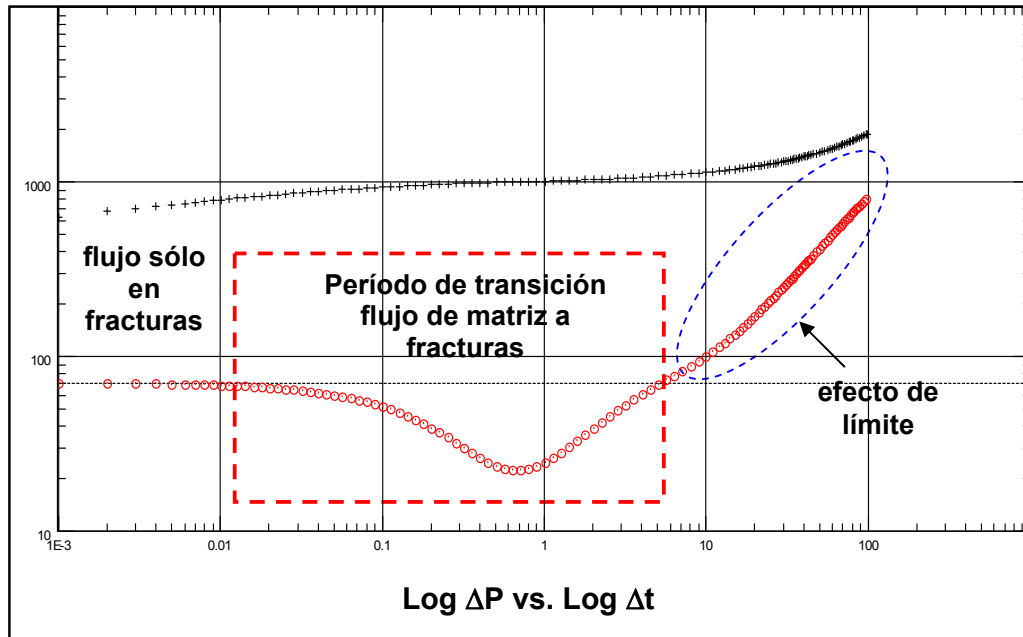


Fig. 2.20. Respuesta de la presión transiente en yacimiento naturalmente fracturado (doble porosidad) y con efecto de límite sellante (ver Fig. 2.19.)

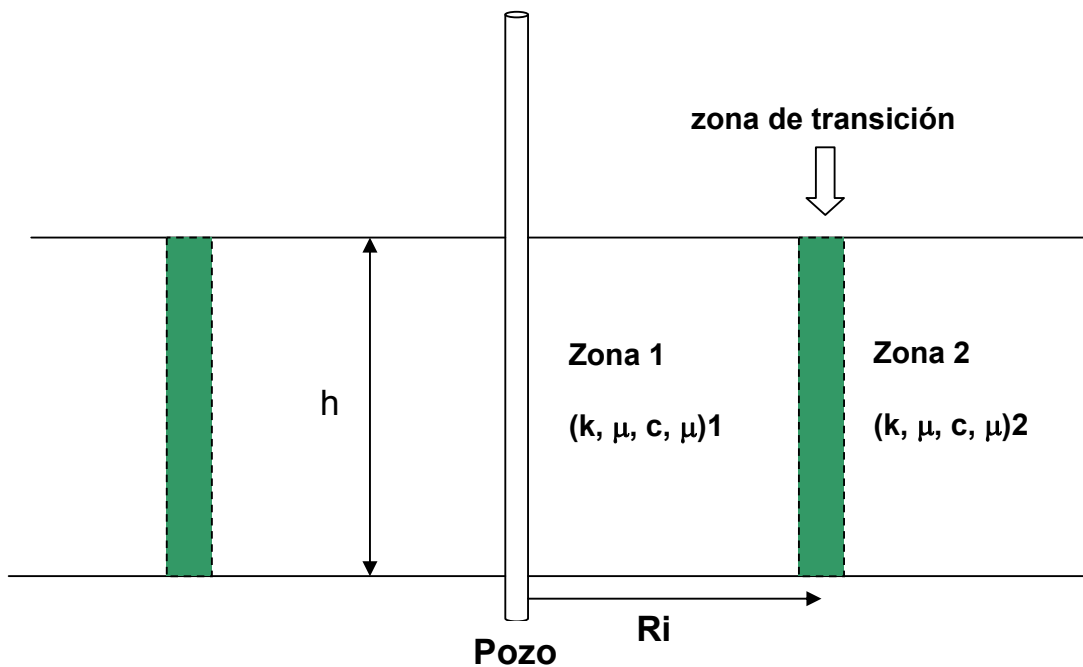


Fig. 2.21. Geometría sistema radial compuesto. Ejemplo: zona 1 gas, zona 2 agua.

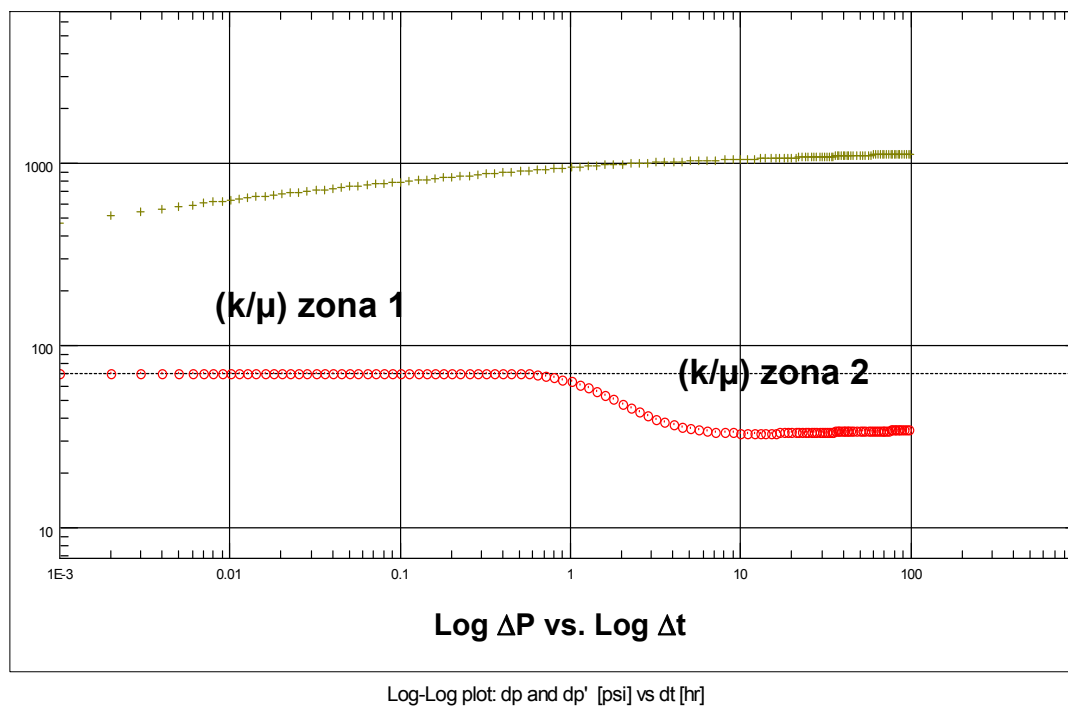


Fig. 2.22. Respuesta de presión en yacimiento tipo radial compuesto (movilidad cambia lateralmente, ver Fig. 2.21.)

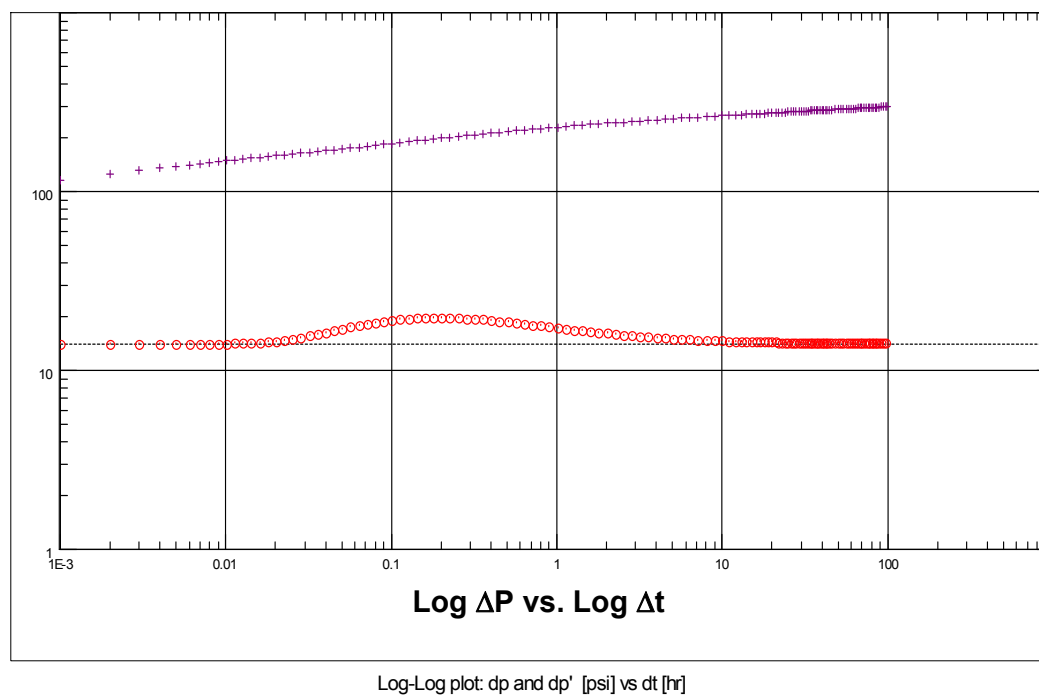


Fig. 2.23. Falla no sellante cercana al pozo

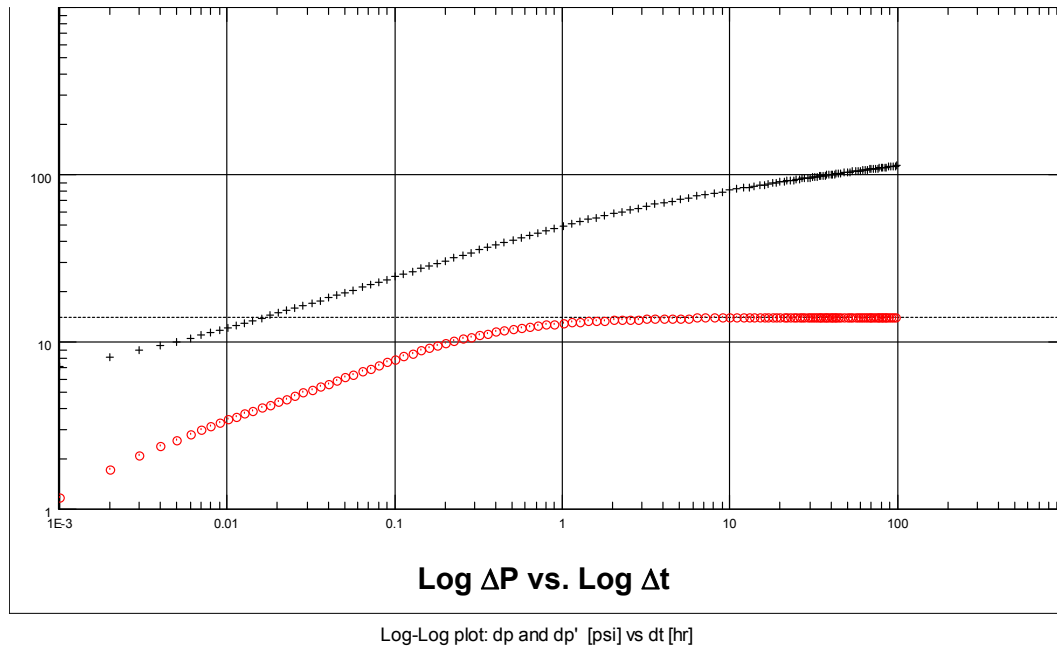


Fig. 2.24. Pozo horizontal en un yacimiento homogéneo

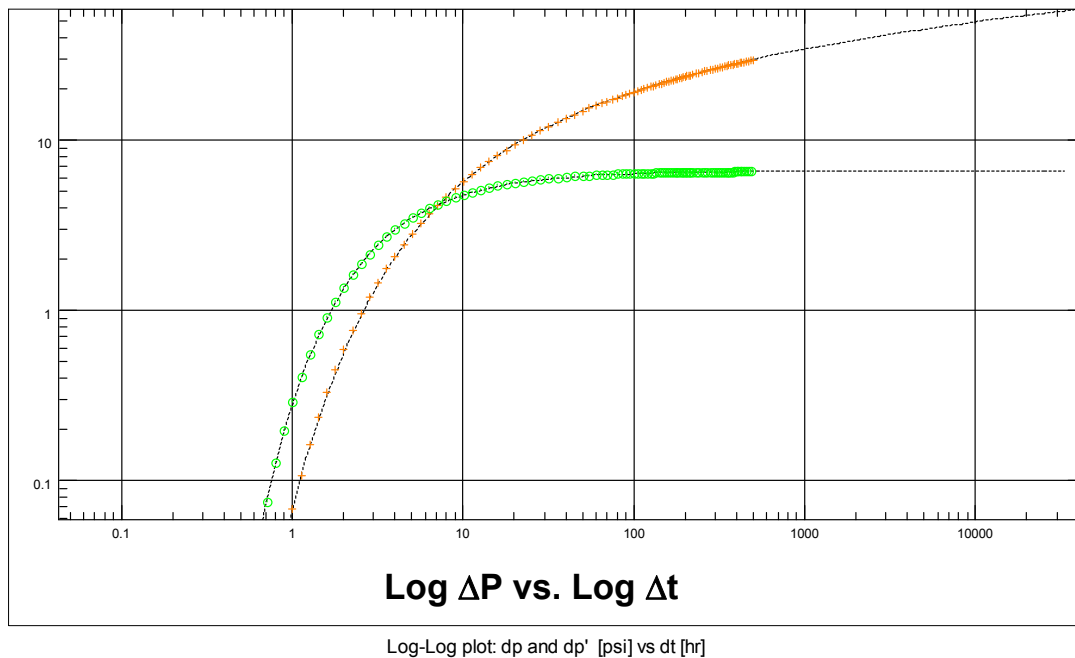


Fig. 2.25. Interferencia entre Pozos. Respuesta del cambio de la presión en pozo observador.

Para finalizar, se puede generar mediante software la solución a variadas condiciones dinámicas que se presentan en el campo, a fin de efectuar análisis de la prueba. A manera de ejemplo, se presenta la solución esperada para la presión en función del tiempo, en el caso de estar el pozo (objeto de prueba)

ubicado entre discontinuidades, tales como fallas, y de presentarse una situación de mantenimiento de presión, debido en este caso a la presencia de un pozo inyector en el área de drenaje.

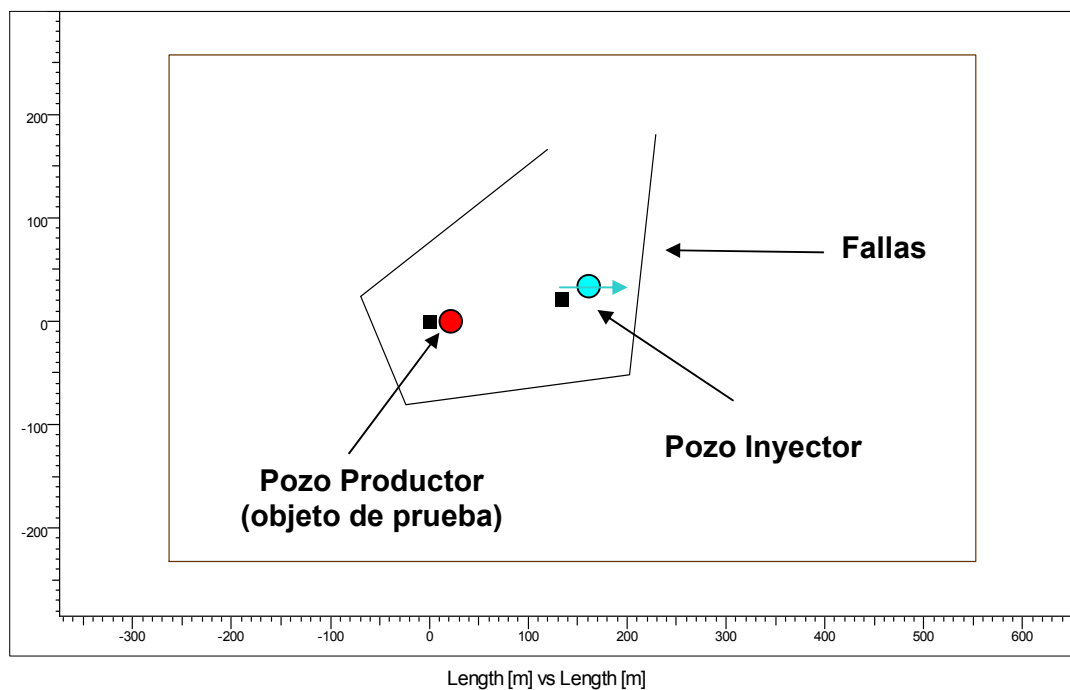


Fig. 2.26. Pozo productor e inyector y existencia de fallas geológicas

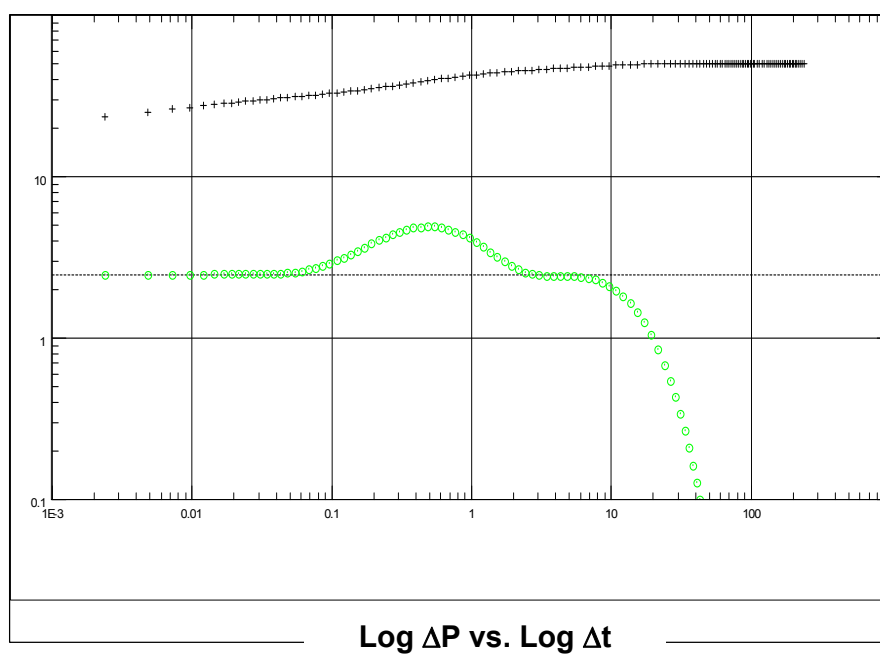


Fig. 2.27. Solución pozo Productor (arreglo mostrado en Fig. 2.26.)

Bibliografía

1. SPE Monografía N° 5: Advances in Well Test Analysis. R. Earlougher (1977).
2. SPE Monografía N° 1: Pressure Buildup and Flow Test in wells. Matthews and Russell (1967).
3. Craft and Hawkins: Applied Petroleum Reservoir Engineering. Prentice – Hall (1959).
4. Bourdet, et al: Use of Pressure derivative in well test interpretation. SPE 12777 (1984).
5. Software Saphir: Manual de usuario. Kappa engineering (kappaeng.com) (2005).
6. Well Test Interpretation. Schlumberger (slb.com).
7. Well test analysis for fractured reservoir evaluation. Giovanni Da Prat. Development in petroleum science 27. Elsevier (1990).

Capítulo III

ANÁLISIS DE DATOS DE PRESIÓN

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE DATOS DE PRESIÓN

3.1. Introducción

El objetivo de este capítulo es presentar los métodos básicos que permiten el análisis de los datos de presión adquiridos durante las pruebas de pozo. Dado que las presiones se adquieren en el pozo y que durante el proceso de perforación y completación del mismo pueden alterarse las propiedades del yacimiento en la zona cercana al pozo (por ejemplo, la permeabilidad efectiva), es necesario incorporar las condiciones del pozo en las soluciones obtenidas a la ecuación de difusividad, presentadas en el capítulo anterior.

En el Capítulo II vimos los principios físicos de la teoría del flujo de fluidos en un medio poroso. Con el fin de lograr el entendimiento básico de las soluciones a la ecuación de difusividad, para la presión en función del tiempo, no se consideró el hecho físico de la existencia del pozo mismo (profundidad y almacenamiento). En este sentido las tasas de flujo, así como las presiones asociadas con el pozo, son válidas en la cara de la arena (a un valor del radio igual a r_w), como si no existiera el pozo. Así mismo, se considera que la permeabilidad es una constante válida para cualquier radio e igual a la del yacimiento.

En la práctica las presiones se miden en el fondo del pozo mediante un registrador de presión localizado cerca de las perforaciones y, por lo general, las tasas de producción se miden en superficie mediante un separador (ver Capítulo VI referido al diseño de pruebas).

Durante la perforación del pozo y debido a la invasión del lodo de perforación (partículas sólidas componentes del mismo), puede que se afecte (disminuya) la permeabilidad efectiva en la zona cercana al pozo, efecto que se denomina daño. También puede verse estimulada la zona cercana al pozo a fin de inducir producción, mediante acidificación matricial o fractura hidráulica, lo que induce a una permeabilidad de fractura cuyo valor es órdenes de magnitud mayor a la permeabilidad efectiva del yacimiento.

Debido a la compresibilidad del fluido presente en el pozo, así como a las diferentes fases que coexisten en el pozo por la caída de presión y temperatura, en el camino a superficie se induce otro efecto importante que se denomina almacenamiento de pozo. Estos efectos (daño y almacenamiento de pozo) deben incorporarse al resolver la ecuación de difusividad, a fin de obtener la solución correspondiente que permita efectuar el análisis de los datos de campo bajo las condiciones prácticas mencionadas.

Antes de presentar los métodos existentes para el análisis de los datos de presión obtenidos durante una prueba de pozo, es importante familiarizarnos con las distintas caídas de presión a las que está sometido el fluido en su

recorrido desde el área de drenaje del yacimiento, hasta que finalmente llega al separador de prueba.

A continuación, se presenta diagrama simplificado del entorno involucrado con el sistema de producción de un pozo.

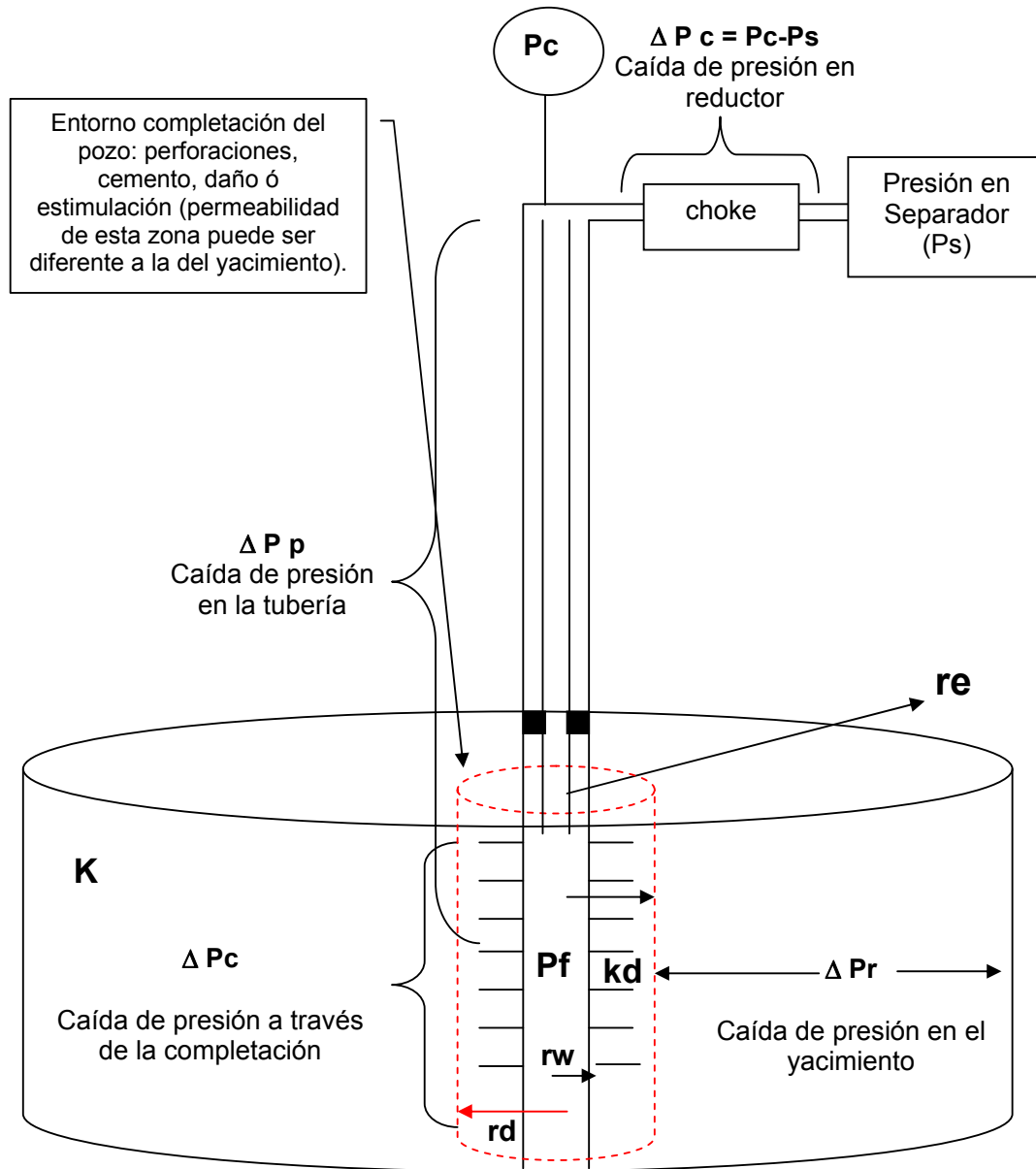


Fig. 3.1. Sistema de producción y área de drenaje

La evaluación del sistema de producción se orienta al diagnóstico de la eficiencia de los componentes que lo integran. En este sentido el análisis de los datos de presión es importante por cuanto del mismo se deriva información que permite optimizar el sistema de producción. Por ejemplo, el saber que no todo

el intervalo perforado contribuya al flujo, esto puede crear un efecto de entrada de fluido limitada y por ende afectar el valor de la tasa esperada.

Estos efectos son de importancia, y no deben atribuirse al yacimiento, sino a la completación del pozo y a la zona vecina al mismo (el radio de esta zona (r_d) por lo general se desconoce, pero sí se puede determinar la caída de presión asociada con la completación).

En las siguientes secciones se presentan los conceptos de almacenamiento de pozo y daño y la solución a la ecuación de difusividad considerando estos efectos. A continuación, y dado que lo que queremos es concentrarnos en los efectos que influyen en el análisis de las pruebas, presentaremos los conceptos de daño y almacenamiento de pozo.

3.2. Daño

En esta sección la intención no es cubrir los aspectos relacionados con el origen del daño, ni su tratamiento en el sentido de reducirlo, sólo mencionaremos que, durante la perforación, es posible que se alteren las propiedades de la formación, sobre todo la permeabilidad, en la zona cercana al pozo, lo que puede repercutir en la obtención de una tasa de producción menor a la esperada, según el diseño o las expectativas.

Una forma clásica de visualizar el daño, es considerar una zona cercana al pozo, que presenta una permeabilidad efectiva (k_d) diferente (mayor o menor) que la del resto del yacimiento (k_r):

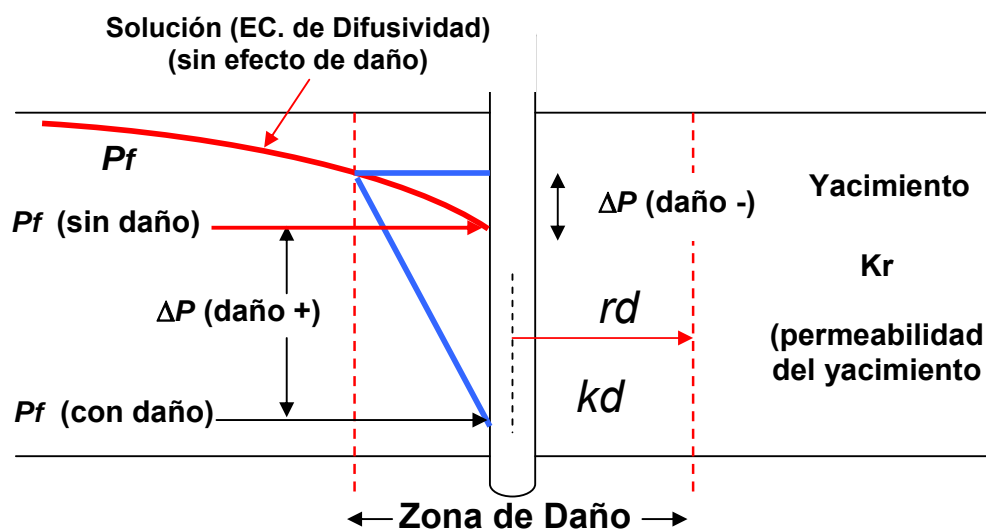


Fig. 3.2. Idealización del concepto de daño

La zona de daño induce una caída de presión en el pozo, adicional a la esperada, según la solución a la ecuación de difusividad.

Para el tratamiento del cálculo de la caída de presión asociada con el daño, se utiliza la Ley de Darcy considerando el flujo tipo estacionario en la zona de daño. De aquí que la incorporación del factor de daño se basa en incorporar esta caída de presión adicional (la cual es constante) a la solución de la ecuación de difusividad que no considera el daño:

$$p_D + s = \frac{kh}{141.2qB\mu} (p_i - p_{wf}) \quad (1)$$

En términos de la caída de presión asociada con el daño S , tenemos que:

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \quad (2)$$

Basados en la geometría que se presenta en la Fig. 3.2., se puede demostrar que el término adimensional de daño “ s ” se puede expresar de la siguiente manera:

$$s = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad (3)$$

Otra manera de visualizar el efecto de daño, es mediante el concepto de radio de pozo aparente, definido como:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (4)$$

Basados en este concepto tenemos que si el daño s es positivo, el radio del pozo aparente es menor que el actual y de ser s negativo el radio de pozo aparente es mayor que el actual.

En conclusión, para incluir el factor de daño en los modelos de yacimiento, se añade una constante (el valor del daño) a la solución existente (sin daño). En el caso que tengamos un régimen de flujo tipo estacionario y por lo tanto aplique la ley de Darcy (EC. 28, Capítulo II, la expresión de la misma, que considera el daño, viene dada por:

$$q = \frac{kh(P_i - P_w)}{141.2\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Con el fin de ilustrar el efecto de daño en las soluciones a la ecuación de difusividad, presentamos a continuación algunos ejemplos de las soluciones con daño incorporado y su comparación con la solución que no contempla efecto de daño para el caso de un pozo en un yacimiento infinito:

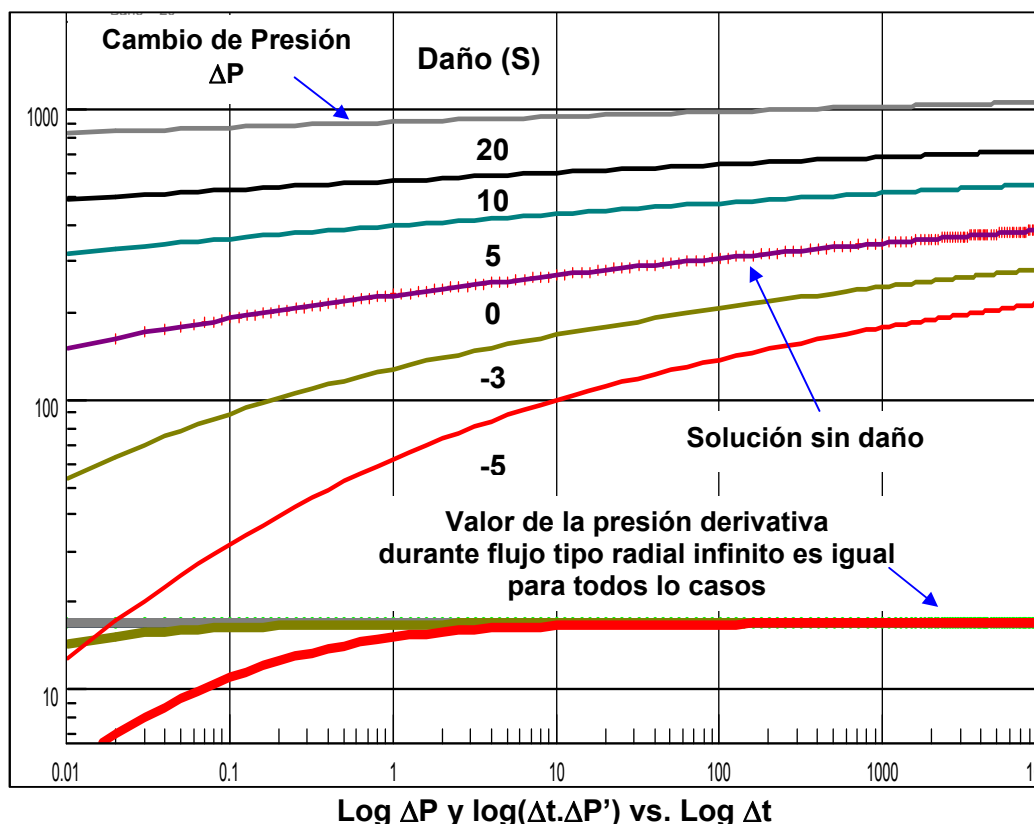


Fig. 3.3. Efecto de daño

Como veremos en este capítulo, el valor del factor de daño (S) se obtiene del análisis de los datos de presión. Cabe mencionar que hay varios factores que inducen al daño, no sólo la alteración de la permeabilidad en la zona cercana al pozo. Por ejemplo, el hecho que el pozo atraviese la formación de forma desviada (slant well) induce un daño negativo. Sin embargo, el valor del daño que se obtiene del análisis de los datos de presión es el daño total, resultado de la suma de varios daños parciales.

Por ejemplo, para el caso de yacimientos de gas-condensado, en adición al daño, llamémosle “mecánico” (debido a la alteración de permeabilidad en la zona cercana al pozo), se presentan efecto de daño asociado con régimen de flujo tipo no laminar, cuyo valor depende de la tasa de producción (como se verá en el capítulo siguiente). Igualmente la existencia de condensado no movable, cercano a la zona del pozo, también induce efectos de daño.

Podemos representar el daño total como la sumatoria de todos los daños parciales (S_i) y de naturaleza diferente que pueden afectar la productividad del pozo:

$$S = \sum_{i=1}^N S_i$$

A manera de ejemplo, se presentan componentes del daño total, los cuales pueden o no estar presentes en el pozo, y el rango de los valores esperados.

- ⇒ Daño mecánico: los valores oscilan en el rango de -4 (pozo estimulado) a $+20$ (pozo dañado)
- ⇒ Daño tipo non Darcy (flujo turbulento) entre 5 y 50
- ⇒ Daño debido a varias fases (condensado en la vecindad de un pozo de gas): entre 5 y 15
- ⇒ Daño por efecto de anisotropía: entre -2 y 0
- ⇒ Daño debido a la completación: entre -5 (fractura hidráulica o pozo horizontal) a 300 (exposición parcial)

El daño es uno de los parámetros que se obtiene del análisis de los datos de la prueba y cuyo valor permite tomar acciones que pueden conducir al mejoramiento de la productividad del pozo.

Es muy común basarse en el valor de S para referirse al hecho de que el pozo esté dañado (S positivo) o estimulado (S negativo). Sin embargo, S , que representa un factor en la EC. 2, es adimensional. De aquí que, y a fin de conocer el efecto que tiene un valor particular de S en la productividad del pozo, se presenta un concepto indicador de la eficiencia de flujo (EF) del pozo, definido como:

$$EF = \frac{p - p_{wf} - \Delta p_s}{p - p_{wf}} \quad (5)$$

siendo p la presión actual del yacimiento, y p_{wf} la presión de fondo. Por ejemplo, si tenemos una EF de un 100% , ($\Delta p_s = 0$) es indicativo de que el pozo no presenta daño.

3.3. Efecto de almacenamiento de pozo

Como se presentó en el Capítulo II, la solución (aproximación logarítmica) en términos de la presión de pozo adimensional para la ecuación de difusividad durante el régimen de flujo radial viene dada por la expresión:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] \quad (7)$$

En la sección anterior se presentó el concepto de daño, representado por un factor de daño S , adimensional. La incorporación de este efecto en la solución de la ecuación de difusividad se hace añadiendo la caída de presión ocasionada por el daño a la caída de presión sin efecto de daño. Es decir, la solución considerando daño viene dada por:

$$p_D + S = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907 + 2S]$$

Sin embargo esta solución considera que el flujo del yacimiento es hasta la cara de la arena, es decir, no incluye el hecho práctico de que existe un pozo, el cual almacena un volumen del fluido y que sirve para la conducción del mismo hasta la superficie. Igualmente se asume que la tasa es constante a partir del inicio y durante todo el período de fluencia.

En la práctica al abrir el pozo en superficie, la producción inicial proviene del pozo mismo debido a la compresibilidad del fluido, el aporte del yacimiento en el fondo del pozo es mínimo durante los instantes iniciales de producción. Así mismo, cuando cerramos el pozo en superficie, en el fondo continúa durante un tiempo el aporte de fluido del yacimiento al pozo. Este efecto, denominado almacenamiento de pozo, es temporal y su duración puede ser de segundos, minutos, horas o días.

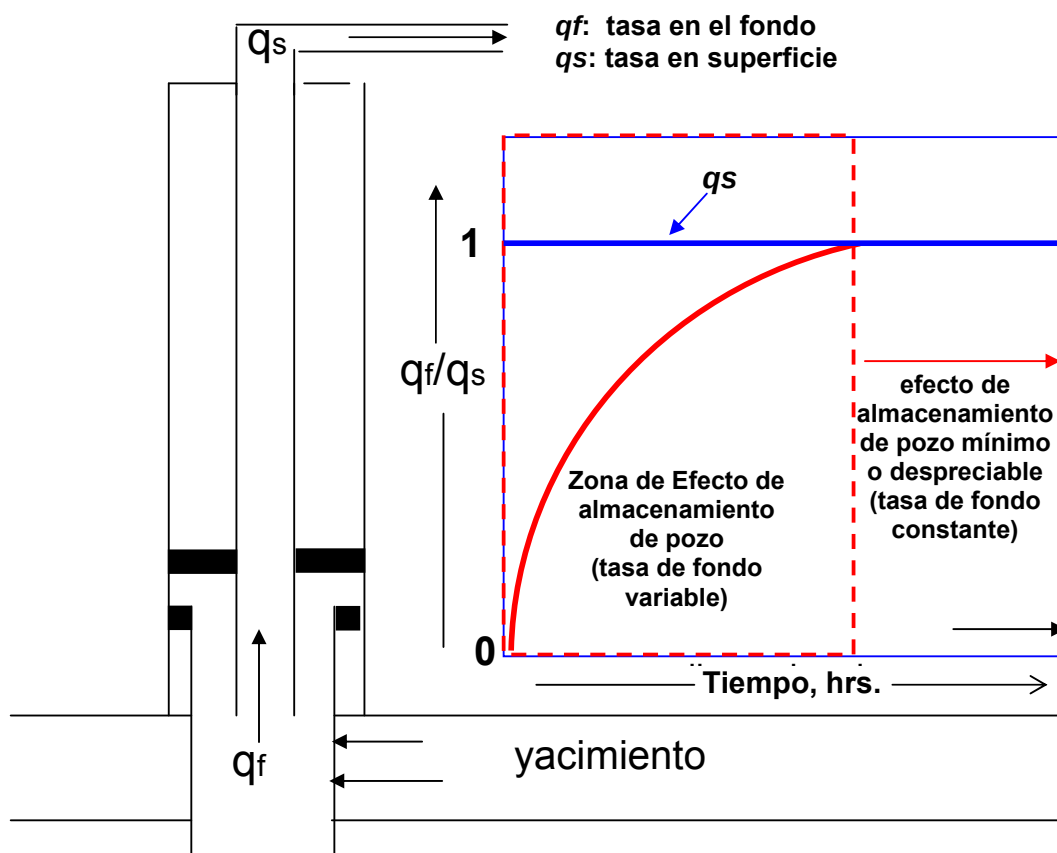


Fig. 3.4. Efecto de almacenamiento de pozo (idealización)

La Fig. 3.4. es una idealización, a fin de ilustrar el concepto de que la tasa de fondo puede ser variable. Como se aprecia en la Fig. 3.4., al abrir el pozo en superficie a producción, la tasa en el fondo (q_f) no es constante (a diferencia de la tasa en superficie), sino luego de pasado un tiempo, el cual depende tanto del volumen y compresibilidad del fluido existente en el pozo, en el momento de efectuar la prueba, como de otros parámetros, entre ellos la permeabilidad del yacimiento, como veremos a continuación.

El efecto de almacenamiento de pozo se puede cuantificar mediante el valor del coeficiente de almacenamiento de pozo definido como:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (8)$$

En donde:

C : coeficiente de almacenamiento de pozo, Bbl/psi

ΔV : cambio del volumen del fluido en el pozo, Bbl, a condiciones de pozo

ΔP : Cambio en la presión de fondo, psi

Dos casos son de interés:

- a) Volumen del pozo completamente lleno y de un solo fluido, tenemos que:

$$C = V_w c \quad (9)$$

En donde V_w es el volumen del pozo en Barriles y c es la compresibilidad del fluido en el pozo y a condiciones de pozo en el momento de la prueba.

- b) Nivel de fluido variable durante la prueba, tenemos que:

$$C = \frac{V_u}{\left(\frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c} \right)} \quad (10)$$

En donde V_u es el volumen del pozo por unidad de longitud, medido en Bbl/ft. Al igual que con otros parámetros, se define un coeficiente de almacenamiento de pozo adimensional C_D , que viene dado por:

$$C_D = \frac{5.6146C}{2\pi\phi c h r_w^2} \quad (11)$$

Se puede demostrar que durante el período de almacenamiento puro (no hay prácticamente ningún aporte de fluido proveniente de la formación), la presión adimensional viene dada por:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (12)$$

La presión derivativa durante este período viene dada por:

$$\frac{dp_D}{d(\ln \frac{t_D}{C_D})} = \frac{t_D}{C_D} \quad (13)$$

Se concluye que durante el período de almacenamiento puro, la tendencia de la presión adimensional y su derivativa es igual.

En gráfica tipo Log-Log, el efecto de almacenamiento de pozo puro se caracteriza por exhibir, tanto la presión como su derivativa, una tendencia lineal y de pendiente unitaria. De no ser este efecto muy severo, sigue un período de transición y finalmente se puede observar régimen de flujo radial asociado con la respuesta del yacimiento. Es decir, el efecto de almacenamiento de pozo se minimiza hasta hacerse despreciable una vez que se alcance el régimen de flujo radial.

La duración total del efecto de almacenamiento de pozo (puro más período de transición a flujo radial) depende tanto del daño como del valor del coeficiente de almacenamiento de pozo C . Se puede usar la siguiente relación de requerir determinar cual es el tiempo mínimo a partir del cual el efecto de almacenamiento de pozo es despreciable:

$$t_D > (60 + 3.5 s) C_D \quad (14)$$

o en términos de variables dimensionales tenemos:

$$t > \frac{(200000 + 12000 S) C}{\frac{kh}{\mu}} \quad (15)$$

Se puede decir que es equivalente a un período de tiempo de 1 ciclo y medio (1 ½) logarítmico, medido a partir del tiempo en que los datos de presión se desvían del comportamiento o tendencia tipo pendiente unitaria.

Es importante señalar que los datos de presión adquiridos durante el período de almacenamiento de pozo puro no son de utilidad para el análisis de la prueba, por cuanto no aportan información del yacimiento, sino solo del pozo.

A continuación se presentan a manera de ejemplo las soluciones para la presión medida en el pozo, usando diferentes valores para el coeficiente de almacenamiento de pozo C (yacimiento homogéneo y de infinita extensión, no hay efecto de daño).

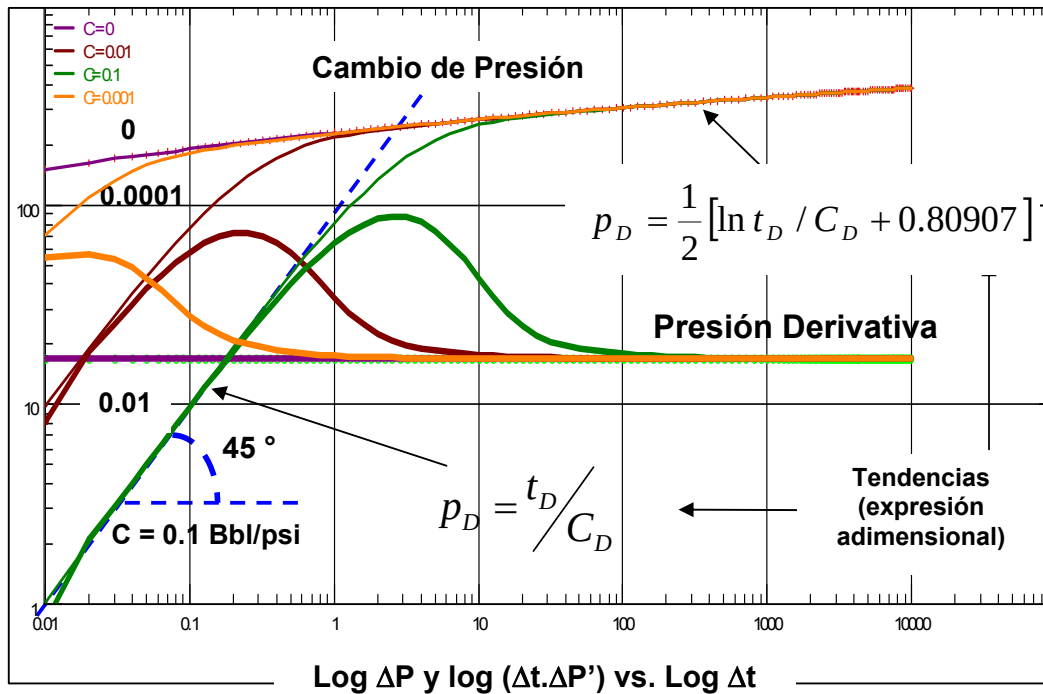


Fig. 3.5. Efecto de almacenamiento de pozo. No hay factor de daño (S) presente

Como se aprecia en la Fig. 3.5., la presión derivativa es constante durante el período de flujo radial.

El hecho de tener tanto efecto de daño como de almacenamiento de pozo contamina aún más la conducta de los datos de presión y, dependiendo de la magnitud de cada uno de estos efectos, puede que no se logre identificar el régimen de flujo radial mediante inspección visual.

Como se dijo anteriormente, el efecto de almacenamiento de pozo puede ser variable, como en el caso de tener nivel de líquido cambiante en el pozo durante la prueba o segregación de fases, es decir, líquido y gas durante el período de fluencia y de cierre.

Durante el cierre de un pozo, y de ser este en superficie, la fase de gas, por acción de la gravedad, tiende a ir a la superficie y el líquido al fondo, y esto puede ocurrir durante la etapa inicial de la prueba. De no ser el tiempo del

cierre de la suficiente duración, puede que no se logre la identificación visual del régimen de flujo tipo radial.

A continuación se presentan, a manera de ejemplo, soluciones para la presión en función del tiempo considerando efecto de almacenamiento de pozo variable.

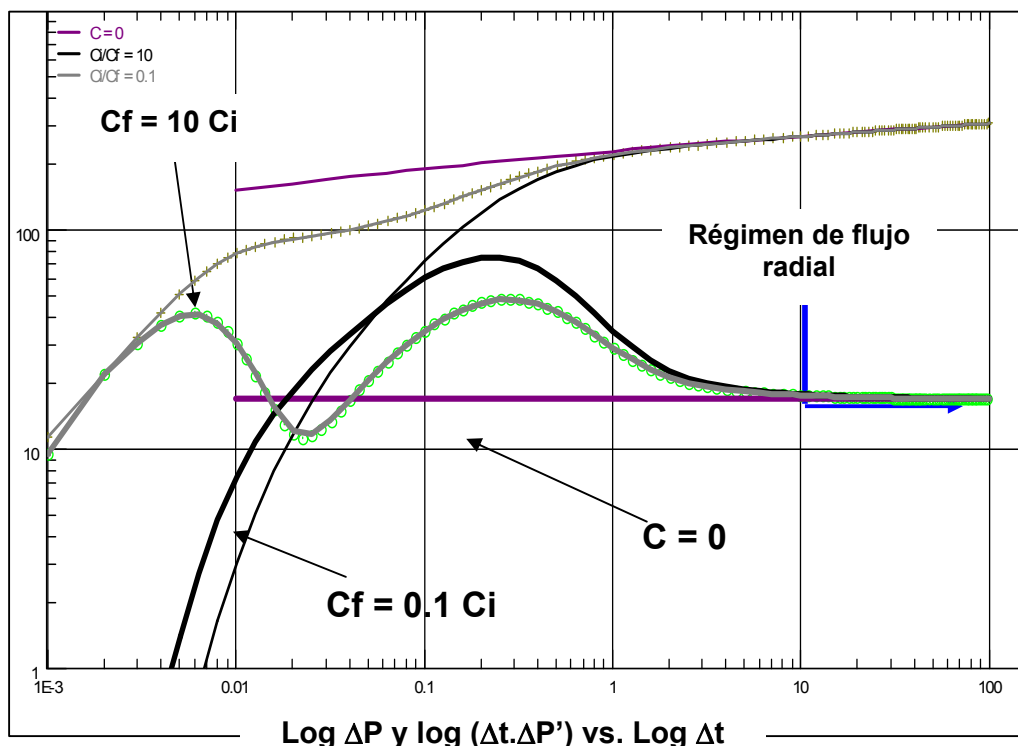


Fig. 3.6. Efecto de almacenamiento de pozo variable durante la prueba. No hay efecto de daño (f: valor final, i: valor inicial)

Como se aprecia en la Fig. 3.6., en el caso de ser el valor del coeficiente de almacenamiento final diez veces mayor que el valor inicial son necesarios que transcurran en tiempo (logaritmo) más de tres ciclos a fin de visualizar el inicio del flujo radial. En la práctica, se puede dar esta situación si el fluido en el pozo es multifásico, si el yacimiento presenta una muy baja permeabilidad y si el cierre del pozo se realiza en superficie.

Ejemplo 1

Duración del período de almacenamiento de pozo.

Supongamos que $C = 0.01$ Bbl/psi, $k = 50$ mD, $h = 5$ m, $q = 30$ m³/d, $c = 7(10^{-6})$, $\phi = 11\%$, $B = 1.3$ BR/BS, $\mu = 0.8$ cp. $r_w = 0.25$ ft. $P = 3000$ psia.

El pozo presenta un factor de daño adimensional S de 5. Asuma una duración de la prueba de fluencia en este caso de 100 horas, y que el régimen de flujo es del tipo yacimiento homogéneo infinito durante todo el período de prueba.

Se desea saber el tiempo a partir del cual el efecto de almacenamiento de pozo es despreciable.

Solución:

Substituyendo valores en la EC. 15, tenemos que el tiempo de fluencia a partir del cual el efecto es despreciable es de 2.54 hrs.

A continuación y con la finalidad de ilustrar la solución para la presión durante todo el período de tiempo se generó la misma mediante software.

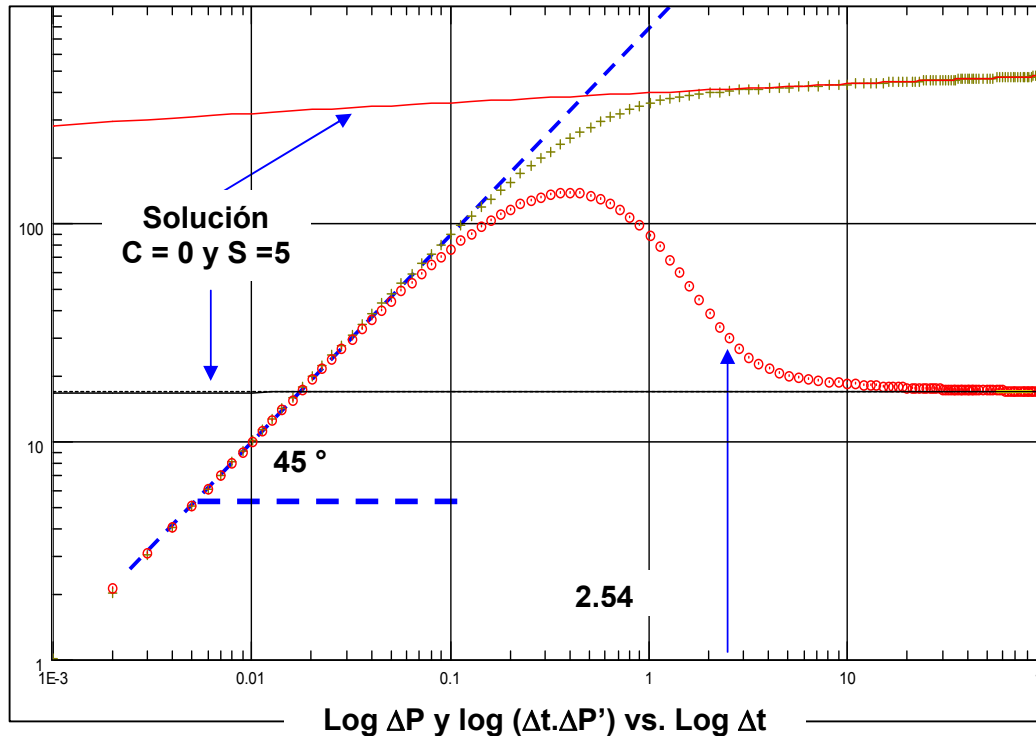


Fig. 3.7. Efecto de almacenamiento de pozo. Ejemplo 1.

Mediante inspección visual en la Fig. 3.7., se infiere que el régimen de flujo radial se muestra a partir de las 10 horas a efectos prácticos. La fórmula de cálculo (regla del ciclo y medio) indica que a partir de las 2.54 horas de transcurrida la prueba el efecto de almacenamiento de pozo ya no es significativo. De hecho el valor de la presión para el tiempo de 2.54 horas es de 2594 psi; de no existir efecto de almacenamiento de pozo (sólo daño), el valor de la presión a este tiempo es de 2586 psia. Es decir, hay una diferencia de tan solo 8 psi, comparado por ejemplo con la diferencia obtenida al cabo de 0.1 horas, que es de 270 psi. A medida que transcurre el tiempo disminuye la diferencia. Al cabo de 10 horas la diferencia es de 2 psi y al cabo de 100 horas la diferencia es de 0.2 psi.

En la práctica, la duración de la prueba debe ser tal que se logre la identificación del régimen de flujo radial. En la Fig. 3.7. se presenta también la solución a fines de comparación para el caso que no tengamos efecto de almacenamiento de pozo (vale decir, que es una situación que nunca se

presenta en la práctica), sólo daño. En este caso, el régimen de flujo radial se presenta prácticamente al inicio de la prueba.

Aunque la duración de la prueba depende de los objetivos específicos, cabe mencionar que el efecto de almacenamiento de pozo es un efecto no deseado, y, como se verá en el capítulo de diseño, la duración de la prueba debe ser tal que se contemple este efecto. Según la literatura de los últimos 20 años, se publicaron varios artículos dedicados a suprimir o minimizar el efecto de almacenamiento de pozo.

Dos métodos, que se presentan en las referencias, el de Convolución y Deconvolución, se basan en extraer información de yacimiento de los datos de presión afectados por almacenamiento de pozo, es decir, eliminar la componente debida a almacenamiento de pozo del valor registrado para la presión y, de esta manera, obtener el valor de la presión asociado a la formación (Convolución).

El método de Deconvolución se basa en la medición tanto de la presión de fondo como de las tasas transientes durante el período de almacenamiento de pozo (lo cual involucra el uso de herramienta de medición de tasas de fondo). La aplicación de estos métodos es, sin embargo, limitada y en la mayoría de las pruebas se efectúa el análisis de los datos considerando el efecto de almacenamiento de pozo y asegurando que la duración de la prueba permita la identificación de los regímenes de flujo asociados con el área de drenaje asociada con el pozo durante la duración de la prueba.

3.4. Pruebas de Fluencia. Análisis tipo Semi-Logarítmico.

En su forma más simple, una prueba de tipo fluencia consiste en fluir el pozo y registrar la presión de fondo durante un período de tiempo, cuya duración depende del objetivo de la prueba y, basados en la experiencia, puede ser de segundos, minutos, horas, días o como en el caso de pruebas tipo límite como veremos en el Capítulo V.

A continuación, se presenta a manera de ejemplo la solución para la presión de fondo generada mediante software, asumiendo datos de yacimiento y pozo representativos de campo:

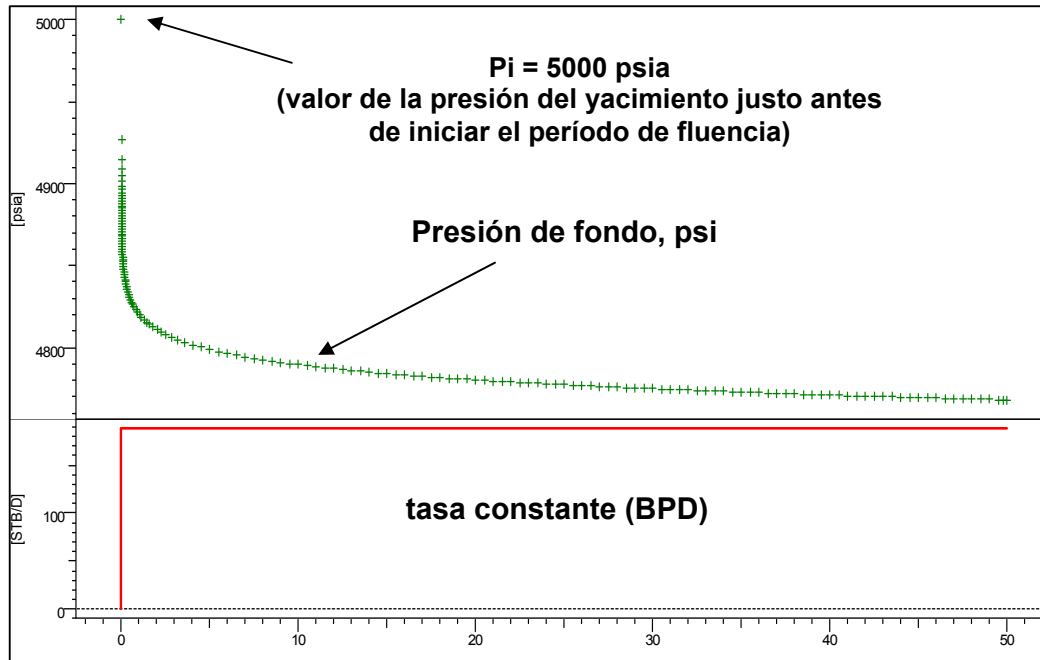


Fig. 3.8. Prueba tipo fluencia

La prueba tiene una duración de 50 horas, durante las cuales el pozo se mantuvo a una tasa constante y se registró su presión de fondo de forma continua. Aunque los datos de presión obtenidos durante una prueba tipo fluencia en muchos casos no se analizan, debido a las fluctuaciones o el ruido que presentan, y se prefiere el análisis de los datos obtenidos durante el período de cierre (como se verá mas adelante en este capítulo).

El análisis de los datos de presión obtenidos durante la prueba de fluencia se puede realizar mediante varios métodos como veremos en este capítulo. Con el fin de introducir el método tipo semi-log, el cual se considera básico, presentaremos en esta sección los principios en que se fundamenta el mismo así como sus limitaciones.

La presión adimensional de pozo durante un período de fluencia a tasa constante y para el caso del régimen de flujo tipo radial viene dada por la EC. 7.

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907]$$

Tal como se vio en el capítulo anterior la presión derivativa viene dada por:

$$\frac{dp_D}{d \ln t_D} = t_D \frac{dp_D}{dt_D}$$

La incorporación el efecto de daño s es un término aditivo a la presión adimensional, como se presentó anteriormente (EC. 1):

$$p_D + s = \frac{kh}{141.2qB\mu} (p_i - p_{wf})$$

El daño representado por el factor de daño S , en esta ecuación no es un factor que depende del tiempo, por lo tanto se cumple que la derivativa es una constante e igual a $\frac{1}{2}$.

$$t_D \frac{dp_D}{dt_D} = \frac{1}{2}$$

El tiempo y radio de pozo expresados adimensionalmente vienen dados por:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu cr_w^2} \quad (16)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (17)$$

Substituyendo la definición de la presión y tiempo adimensional y usando logaritmo base decimal y no neperiano tenemos que la presión en el pozo viene dada por:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu cr_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (18)$$

En términos del cambio de presión $\Delta p = (P_i - P_{wf})$ tenemos:

$$\Delta p = - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu cr_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (19)$$

La EC. 19 es válida para el cálculo de la presión, y se asume que no hay efectos de almacenamiento de pozo.

Definiendo m y P_{1hr} de la siguiente manera:

$$m = - \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (20)$$

$$p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (21)$$

La EC. 18 se puede expresar como:

$$p_{wf} = m \log t + p_{1hr} \quad (22)$$

La EC. 22 es la solución asumiendo que no hay efectos de almacenamiento de pozo pero sí considera efecto de daño. Como se vio en la sección anterior el efecto de almacenamiento de pozo siempre está presente y la solución para la presión y la presión derivativa al inicio de la prueba, y considerando solo efecto de almacenamiento de pozo, viene dada por la expresión adimensional:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D}$$

Substituyendo por las definiciones de presión y tiempo adimensional tenemos que esta relación, en términos de parámetros dimensionales, viene dada por:

$$\Delta p = \frac{1}{24} \frac{qB}{C} t = t \Delta p'$$

Aplicando la definición de presión derivativa durante el período de flujo radial tenemos que se cumple:

$$t \frac{d(\Delta p)}{dt} = 0.434m$$

Con base a esta expresión se infiere que la presión derivativa es una constante y no depende del factor de daño durante el período de flujo radial.

Podemos resumir diciendo que la presión de fluencia al inicio de la prueba presenta una dependencia lineal y de pendiente unitaria en gráfica tipo Log-Log, y que, durante este período, la producción proviene del fluido presente en el pozo. A medida que avanza la prueba o tiempo de prueba, se sucede una transición, período en el que se súper imponen los efectos de almacenamiento de pozo y respuesta de la formación y, finalmente, la presión muestra tendencia de línea recta en escala semi-logarítmica y la derivativa se hace constante en escala tipo Log-Log, indicativo de régimen de flujo radial.

Se asume en este caso, y a efectos de simplicidad, que durante todo el período de fluencia no hay otros efectos tales como discontinuidades (fallas) o límites (volumétrico o mantenimiento de presión) que influyan en la conducta de la presión, es decir, sólo se consideran el efecto de almacenamiento de pozo y daño.

La EC. 22, sugiere que si se grafica la presión fluyente en función del logaritmo del tiempo de fluencia (gráfica comúnmente denominada tipo Semi-log), debemos observar una tendencia tipo línea recta para la respuesta de los datos de la presión. De aquí que, en la práctica, se puede elaborar una gráfica con los datos de presión registrados durante la prueba de fluencia, y se pueden determinar los parámetros de yacimiento así como el valor del daño del pozo. Usando la EC. 20 y el valor obtenido para la pendiente m de los datos de campo se puede calcular el valor del producto kh :

$$kh = -\frac{162.6qB\mu}{m} \quad (23)$$

La EC. 21 se puede usar para el cálculo del daño S :

$$s = 1.1513 \left[\frac{(p_{1hr} - p_i)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (24)$$

En las siguientes figuras se presenta la solución para la presión de fluencia en una gráfica tipo Log-Log y Semi-log. Se usaron valores para parámetros de yacimiento y pozo (almacenamiento de pozo y factor daño) basados en casos de campo.

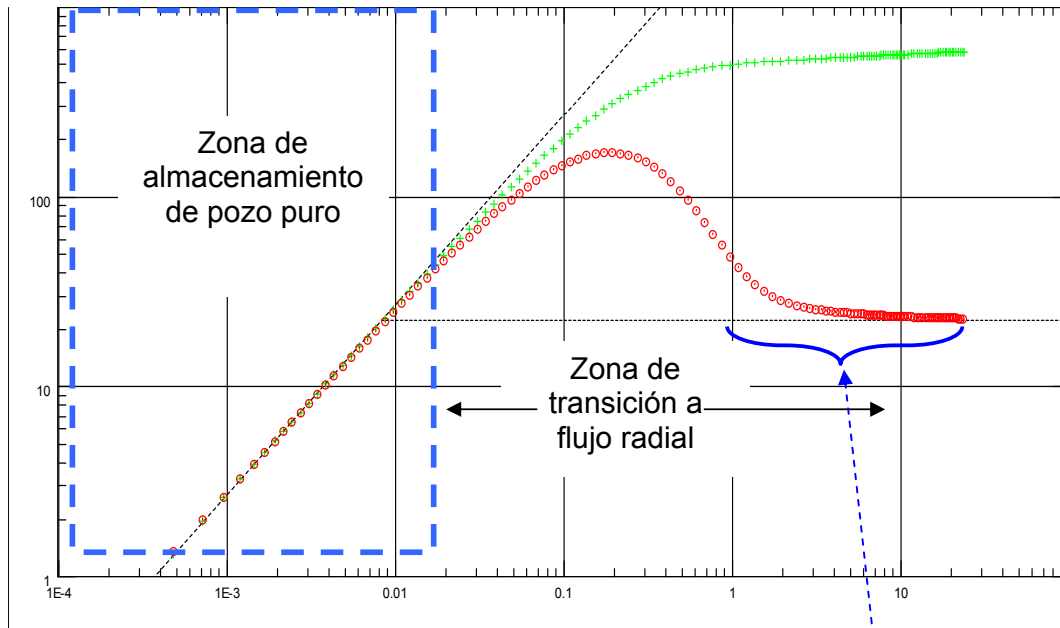


Fig. 3.9. Gráfica tipo Log-Log. Presión y presión derivativa. Ejemplo simulado prueba de fluencia.

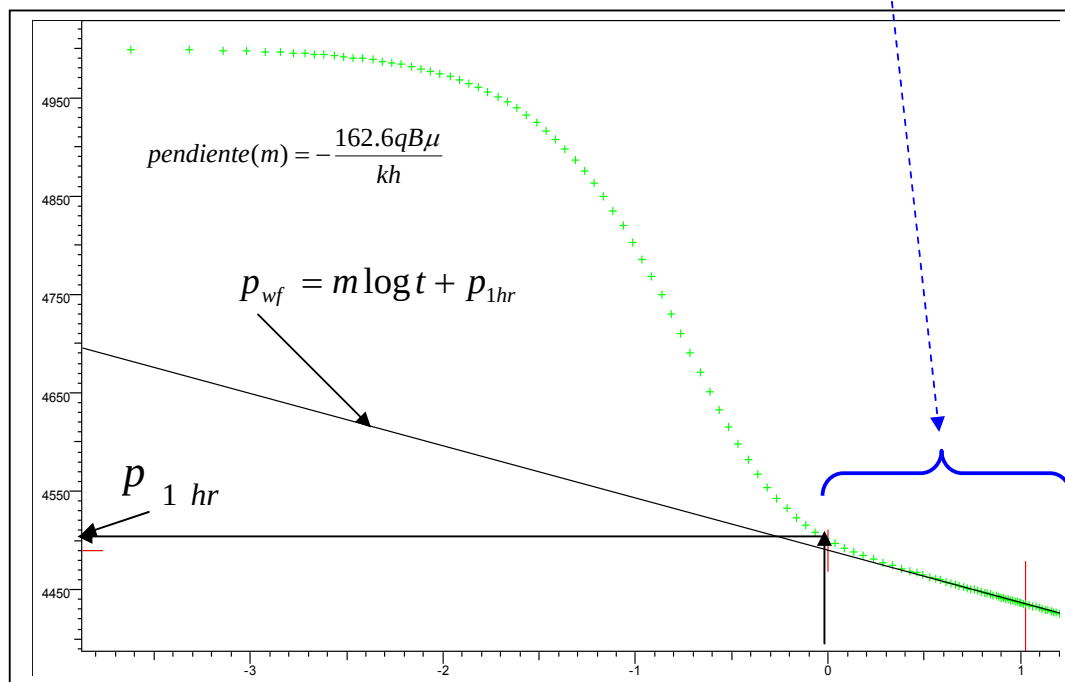


Fig. 3.10. Gráfica tipo Semi-log. Presión de fluencia. Ejemplo simulado.

Ejemplo 2

Los valores para los parámetros de yacimiento y pozo que se usaron a fin de generar la solución para la presión de fluencia mediante software, y cuyos resultados en forma gráfica se presentan en las Figs. 3.9. y 3.10. son los siguientes:

$P = 5000$ psi, $k = 33.3$ mD, $h = 30$ ft, $B = 1.31$ BY/BN, $\phi = 10\%$, $r_w = 0.3$ ft, $\mu = 0.48$ cp, Factor de daño, $S = 5$. $C = 0.01$ bbl/psi, constante durante toda la prueba. El período de fluencia tiene una duración de 24 horas y la tasa de producción es de 500 BPD.

Aunque en este caso ya se conocen los parámetros de yacimiento que en la práctica son el objetivo del análisis, se procede al cálculo de los mismos a fin de ilustrar el uso de las ecuaciones pertinentes:

Cálculo del coeficiente de almacenamiento de pozo C :

Sabemos que $\Delta p = \frac{1}{24} \frac{qB}{C} t$, en donde el valor de Δp correspondiente a t se lee sobre la línea recta que define el efecto de almacenamiento de pozo (45°) en escala Log-Log.

De aquí que:

$$\begin{aligned} C &= \frac{qB}{24} \frac{\Delta t}{\Delta p} \\ &= \frac{(500)(1.31)(0.003841)}{(24)(10.3066)} \\ &= 0.010 \text{ Bbl/psi} \end{aligned}$$

Cálculo de la permeabilidad y el producto $k.h$:

El valor de la pendiente de la línea recta (m) es igual a: -53.29 psi/ciclo.
De aquí que podemos usar la fórmula 23 para el cálculo del producto kh :

$$kh = -\frac{162.6qB\mu}{m} = \frac{162.6(500)(1.31)(.48)}{53.29} = 959 \text{ mD.ft}$$

De aquí que el valor de la permeabilidad es...

$$k = \frac{kh}{h} = \frac{959}{30} = 32 \text{ mD}$$

Obtenido el valor de la permeabilidad k , podemos obtener el valor del factor de daño substituyendo valores en la EC. 24. El valor de P_{1hr} se lee de la gráfica y es un valor asociado con dato ubicado sobre la línea recta, es decir, puede ser o no ser un dato adquirido durante la prueba.

$$s = 1.1513 \left[\frac{(4489.78 - 5000)}{-53.29} - \log \left(\frac{32}{(.10)(.48)(1.2510^{-5}(.3)^2)} \right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 1.1513[9.57 - 8.77 + 3.2275] = 4.64$$

Los valores obtenidos, tanto para la permeabilidad como para el daño, no son exactamente iguales a los usados en el diseño de la prueba ($k = 33.3$ mD) y $S = 5$. Sin embargo están dentro de un error menor del 10%, lo cual es aceptable desde el punto de vista práctico, como veremos en la próxima sección. En la obtención de los valores de estos parámetros juega, sin duda, un papel crítico la elección de la correcta línea recta, puesto que esta define el valor de la pendiente m y el valor de la intersección P_{1hr} . Lo ideal es elegir la línea recta, considerando para su trazado los puntos que estén menos afectados por efecto de almacenamiento de pozo, en nuestro caso, a partir de las 10 horas. Para concluir el análisis, y si se quiere, como un proceso de control de calidad, es necesario simular toda la historia de presiones de la prueba usando los valores obtenidos de los parámetros de yacimiento y pozo.

A continuación se presenta la simulación de la historia de la prueba:

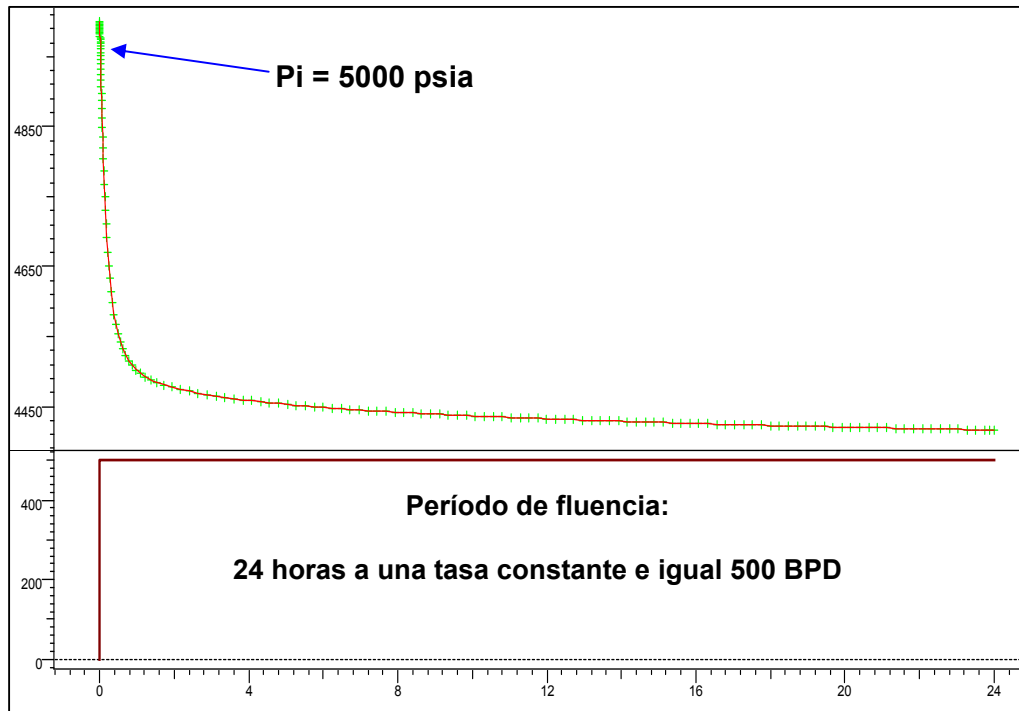


Fig. 3.11. Simulación historia de presiones de fluencia durante toda la prueba

Ejemplo 3

Definición de la correcta línea recta. Tiempo insuficiente de prueba.

Como se mencionó en la sección anterior, el almacenamiento de pozo y el daño, dependiendo de su magnitud, pueden afectar de forma severa los valores de los datos de presión y, por lo tanto, se torna ambigua la identificación de la línea recta en gráfica Semi-log y, en particular, si el tiempo de la prueba no fue tal que permitió una identificación resolutive.

A continuación, y con la finalidad de ilustrar este punto, se simuló la conducta de los datos de presión, considerando tanto un factor de daño igual a 20 adimensional como un almacenamiento de pozo tipo variable durante la prueba $C = 0.1$ bbl/psi, y $C_i/C_f = 0.01$.

En las siguientes figuras se comparan las dos soluciones (con y sin efecto de almacenamiento de pozo y daño), a fin de ilustrar estos efectos.

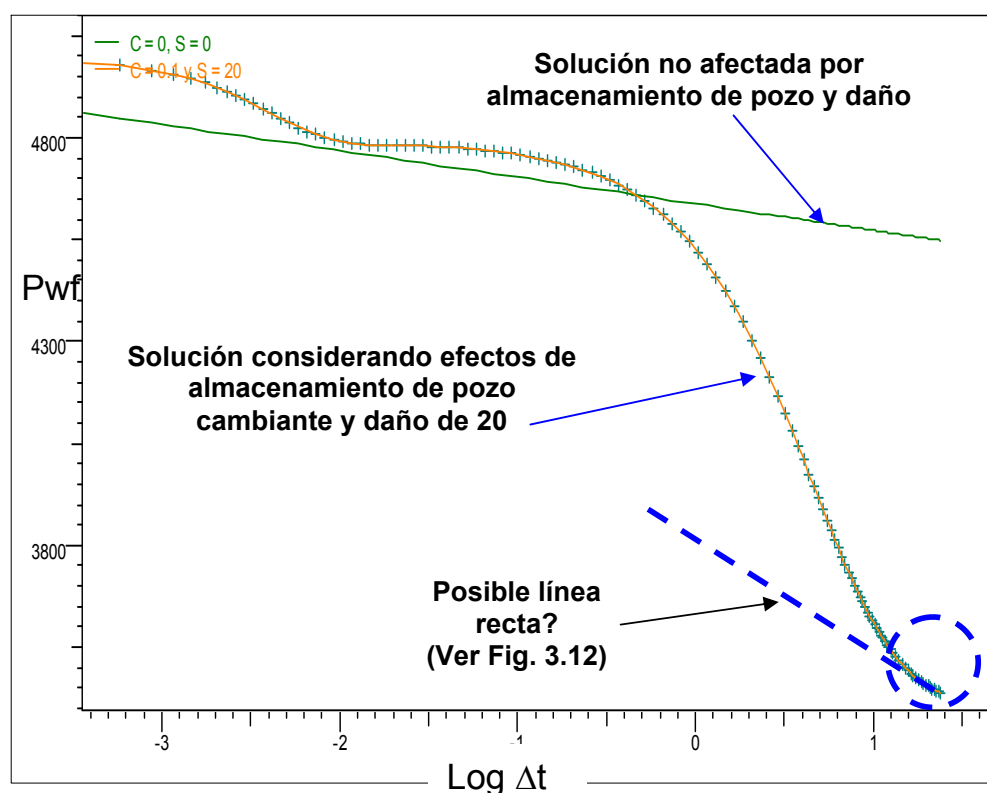


Fig. 3.12. Comparación de soluciones

Basados en la conducta que se muestra, en el caso de estar la prueba severamente afectada por daño y almacenamiento de pozo, como se aprecia en la Fig. 3.12., la identificación de la verdadera línea recta, no es del todo claro. Cabe mencionar que usamos valores altos para el factor de daño, así como el coeficiente de almacenamiento de pozo, a fin de ilustrar con claridad este punto.

De no disponer de un método de identificación complementario como las técnicas de curvas tipo, la tendencia sería definir la línea recta considerando los datos de presión cercanos del final de la prueba, los cuales muestran tendencia

de línea recta. Sin embargo, y aunque los valores de presión pueden corresponder a tendencia de línea recta, la obtención de la pendiente considerando sólo estos puntos podría estar en error.

Cabe mencionar que aunque en este caso se trata de una prueba de fluencia, la importancia de la identificación de la correcta línea recta se presenta en las pruebas de restauración de presión, en donde un objetivo importante es la determinación de la presión media del área de drenaje (que se obtiene del valor de la presión al extrapolar la línea recta hasta tiempo infinito) como veremos más adelante.

En la siguiente figura se muestran los valores de los datos de presión y la derivativa correspondiente de nuestro ejemplo (cambio de presión) en gráfica tipo Log-Log.

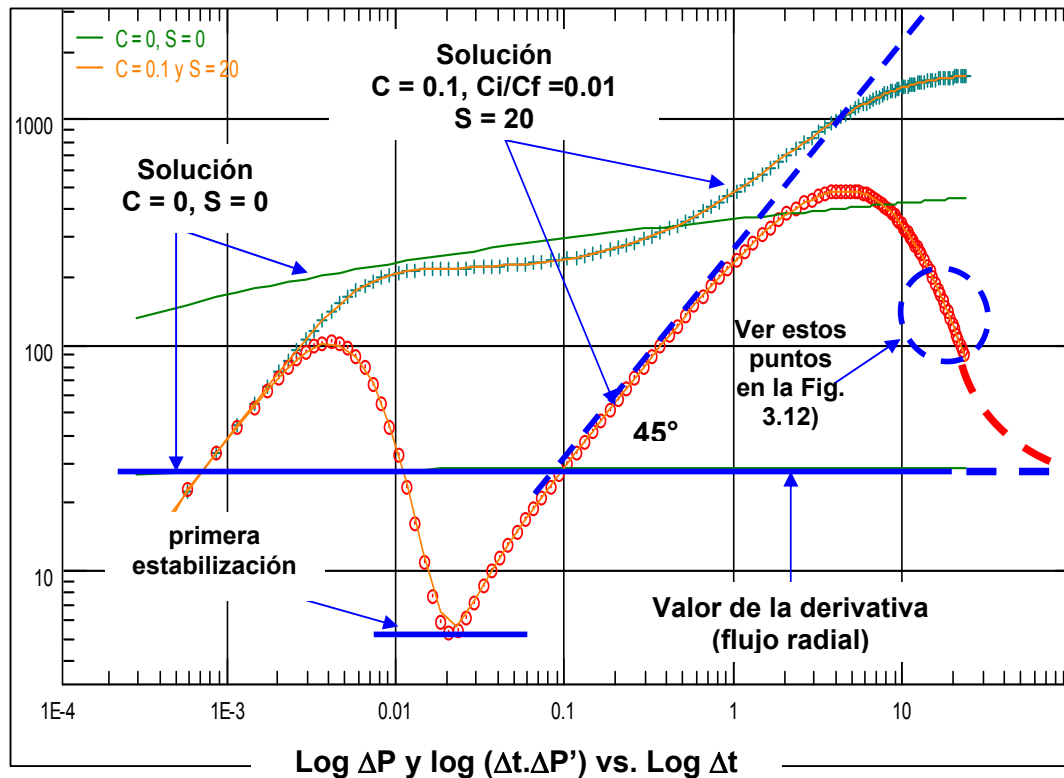


Fig. 3.13. Uso de la presión derivativa en la identificación del régimen de flujo

Como se aprecia en la Fig. 3.13., el efecto de almacenamiento de pozo variable así como el alto valor del factor de daño muestran su efecto en la presión derivativa que amerita algunos comentarios. En este caso o ejemplo vale mencionar que la regla del ciclo medio debe de aplicarse a partir de la pendiente unitaria asociada con el valor final (C_f) del coeficiente de almacenamiento de pozo. La primera estabilización (aunque sólo se presentan dos puntos) de la derivativa no debe de considerarse para el cálculo de los parámetros de yacimiento y pozo mediante técnica de análisis semi-logarítmico debido a que corresponde a datos de presión cuyos valores están

distorsionados por el efecto de almacenamiento de pozo variable. Se puede apreciar igualmente que de aplicar la regla del ciclo y medio a partir de la primera pendiente unitaria el inicio del régimen de flujo radial no se corresponde con la primera estabilización. De considerar el valor asociado con la primera estabilización de la presión derivativa, el valor obtenido para el producto permeabilidad-espesor (aplicando la EC. 23) estaría sobre estimado en varios ordenes de magnitud. A efectos prácticos podemos concluir que los puntos de presión elegidos cercanos al final de la prueba en gráfica semi-log (ver Fig. 3.12.) inician tendencia a línea recta según el diagnóstico de la presión derivativa. Sin embargo de sólo considerar estos puntos la pendiente puede estar sujeta a error.

Este ejemplo sirve también para ilustrar que de ser una prueba monitoreada en tiempo real, que significa que la presión se registra y analiza a medida que se desarrolla la prueba (ver Capítulo VI) se extendería su duración hasta 100 horas de fluencia con base a la tendencia a esperar a partir de unas 25 horas de fluencia para la presión en función del tiempo según inspección visual de la Fig. 3.13., a fin de lograr la definición de la estabilización en la presión derivativa y, por consiguiente, una mejor definición en cuanto al cálculo de la pendiente de la línea recta.

Para finalizar esta sección vale mencionar que las técnicas de análisis de datos de presión basadas en el uso de curvas tipo como veremos en la próxima sección, permiten la obtención de los parámetros de yacimiento aún considerando efectos de almacenamiento de pozo y daño que podrían ser una limitante en la aplicación del método tipo semi-logarítmico presentado en esta sección.

3.5. Obtención de parámetros de yacimiento y pozo mediante técnica de ajuste de datos mediante “curvas tipo”

El método de obtención de parámetros de yacimiento, mediante la técnica de ajuste de datos por curva tipo, es la más utilizada en la actualidad. Los programas comerciales de análisis de datos realizan el ajuste de los datos en forma automática y es el método, como veremos, que permite la identificación de los posibles modelos de yacimiento aplicables. El éxito se debe, en parte, a poder disponer de la presión derivativa en el proceso, así como la solución o curva tipo (Modelo de ajuste), que se elabora y adecua según las diversas condiciones dinámicas que se sucedan durante la prueba particular.

A continuación se presentan las bases de este método:

La presión y tiempo adimensional vienen dadas por:

$$P_D = A \Delta P \quad t_D = B \Delta t \quad (25)$$

En donde A y B son las expresiones que convierten en adimensional a la presión y al tiempo respectivamente.

De aquí que tomando logaritmo en ambos miembros tengamos:

$$\log P_D = \log A + \log \Delta P$$

$$\log D = \log B + \log \Delta t$$

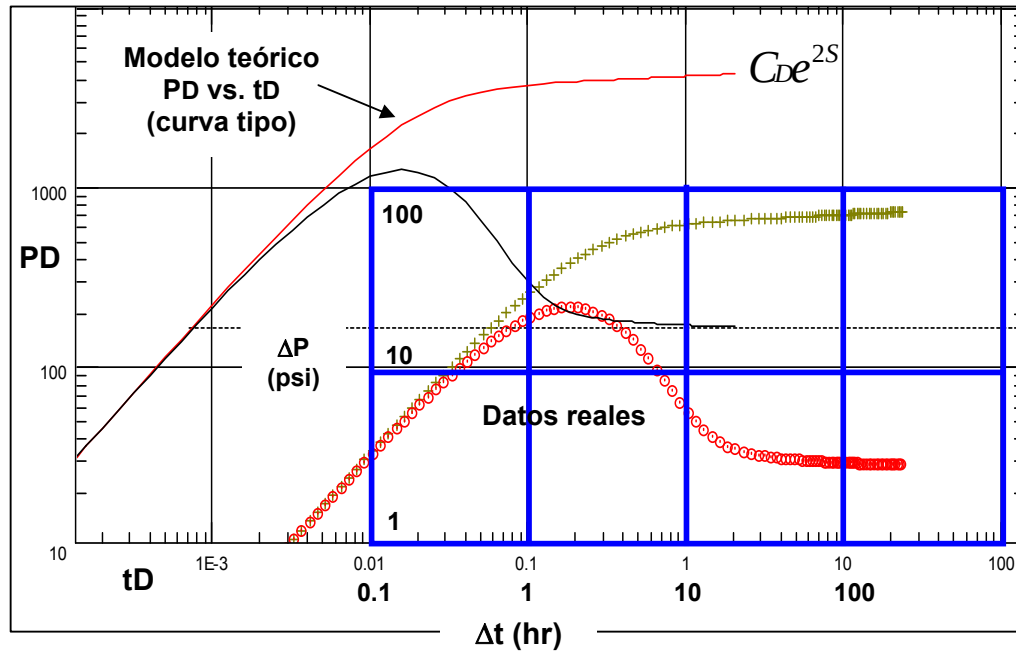


Fig. 3.14. Ilustración método de ajuste mediante curva tipo

De aquí que, y asumiendo que los datos de presión obtenidos durante la prueba (ΔP vs. Δt) se corresponden con el modelo, representado por la curva tipo expresada en forma adimensional (P_D vs. t_D), en una gráfica tipo log-log, se deduce que la curva de datos reales debe de ser igual en tendencia a la curva del modelo teórico particular, pero desplazada en los ejes vertical y horizontal, usando la misma escala logarítmica, como se ilustra en al Fig. 3.14.

En el Capítulo II se presentaron varias soluciones o modelos teóricos, como radial compuesto, fracturas naturales, pozo hidráulicamente fracturado y otros que serían un ejemplo de “curvas tipo” (ver Figs. 2.17. a 2.27.). En el Apéndice A se presentan ejemplos de curvas tipo o modelos con más detalles.

El proceso de ajuste consiste en hacer coincidir la curva elaborada con los datos de presión obtenidos durante la prueba (ΔP vs. Δt) (desplazándola horizontal y verticalmente) con la curva modelo (P_D vs. t_D). Una vez lograda la coincidencia, se elige un punto cualquiera en la gráfica o el más conveniente para leer si el proceso es manual, denominado “punto de ajuste”. Se lee el valor de tiempo adimensional que se superpone con el tiempo real y, de la misma manera, se lee el valor del cambio de presión que se superpone con la presión adimensional.

Los valores obtenidos, y que definen el punto de ajuste o “match”, se usan para el cálculo de los parámetros de yacimiento y pozo, así como parámetros asociados con la geología del área de drenaje afectada al pozo durante la prueba.

Por ejemplo, considerando las definiciones ya dadas para la presión adimensional y tiempo adimensional, tenemos que:

$$A = \frac{kh}{141.2qB\mu}$$

$$B = \frac{0.000264k}{\phi\mu cr_w^2}$$

Basados en esta definición, podemos obtener los parámetros de yacimiento kh , y $\phi\mu ct$, mediante los valores obtenidos en el ajuste.

$$kh = 141.2qB\mu \left(\frac{P_D}{\Delta p} \right)_M \quad \phi\mu c = \frac{0.000264k}{r_w^2} \left(\frac{t}{t_D} \right)_M$$

El proceso de ajuste se hace de forma automática en los softwares existentes en el mercado. La construcción de curvas tipo (definición de las variables adimensionales usadas para el ajuste) permite la obtención de la mayoría de los parámetros de yacimiento y pozo.

Como veremos, no sólo existen curvas tipo para pruebas de fluencia y de un solo período de flujo y a tasa constante, sino que también se elaboran para el caso de pruebas a varias tasas (multitasa) y curvas tipo aplicadas durante el período de cierre.

A continuación, se presentan las definiciones de las variables adimensionales de las curvas tipo más usadas en el mercado:

$$PD = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p$$

$$t_D = \frac{0.000264k}{\phi\mu cr_w^2} \Delta t$$

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{kh}{\mu C} \Delta t$$

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi chr_w^2}$$

$$C_{De}^{2S} = \frac{0.8936}{\phi chr_w^2} C e^{2S}$$

Basado en la construcción de la curva tipo particular, del proceso de ajuste se pueden inferir los parámetros de yacimiento y pozo. Por ejemplo, usando las definiciones de los términos adimensionales, se puede determinar: kh , C , y factor de daño (S) del pozo, en el caso simple de un yacimiento del tipo homogéneo. Igualmente y según el tipo de yacimiento del proceso de ajuste, se logran obtener los parámetros adicionales que caracterizan o identifican el yacimiento.

Es decir, además del producto kh , C , y S podemos, a manera de ejemplo, derivar los parámetros ω y λ , para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado (doble porosidad), o la movilidad (M) para el caso de un sistema tipo radial compuesto (ver Apéndice A):

$$\omega = \frac{(V\Phi c_i)_f}{(V\Phi c_i)_m + (V\Phi c_i)_f} \quad M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2} \quad \lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

Dado que el proceso involucra la totalidad de los datos, igualmente se puede obtener el valor de la presión del yacimiento al momento de la prueba, así como la descripción geológica del área de drenaje o la investigada durante la prueba.

Los datos de presión obtenidos de la prueba se grafican en escala tipo Log-Log, a fin de identificar, mediante inspección visual, los posibles regímenes de flujo y su inicio y, por lo tanto, definir los mismos en una gráfica tipo Semi-log, y de esta manera validar el proceso de cálculo basado en técnicas semi-logarítmicas. La diferencia entre los valores de los parámetros de yacimiento obtenidos, usando ambos métodos, debe ser, como máximo, del 10%.

Ejercicio 4

A continuación, con el fin de ilustrar el proceso de análisis de datos mediante ajuste por curvas tipo, se presenta un ejemplo simulado, pero que representa situaciones de campo.

Se trata de una prueba de fluencia de una duración de 72 horas. Los parámetros básicos de yacimiento y pozo son (estos parámetros se conocen del análisis petrofísico y de la información del probador de formación -presión inicial- y propiedades de la composición del fluido del análisis PVT):

$B = 1.31$ RB/STB, $\phi = 15\%$, c (compresibilidad total) = 0.0000125342 psi⁻¹, $r_w = 0.30$ ft, $h = 50$ ft, $q = 188.8$ BPD, duración del prueba = 72 horas, $P_i = 5000$ psi, $\mu = 0.487$ cp.

La siguiente figura presenta los resultados de los valores de datos de presión adquiridos graficados en escala Log-Log:

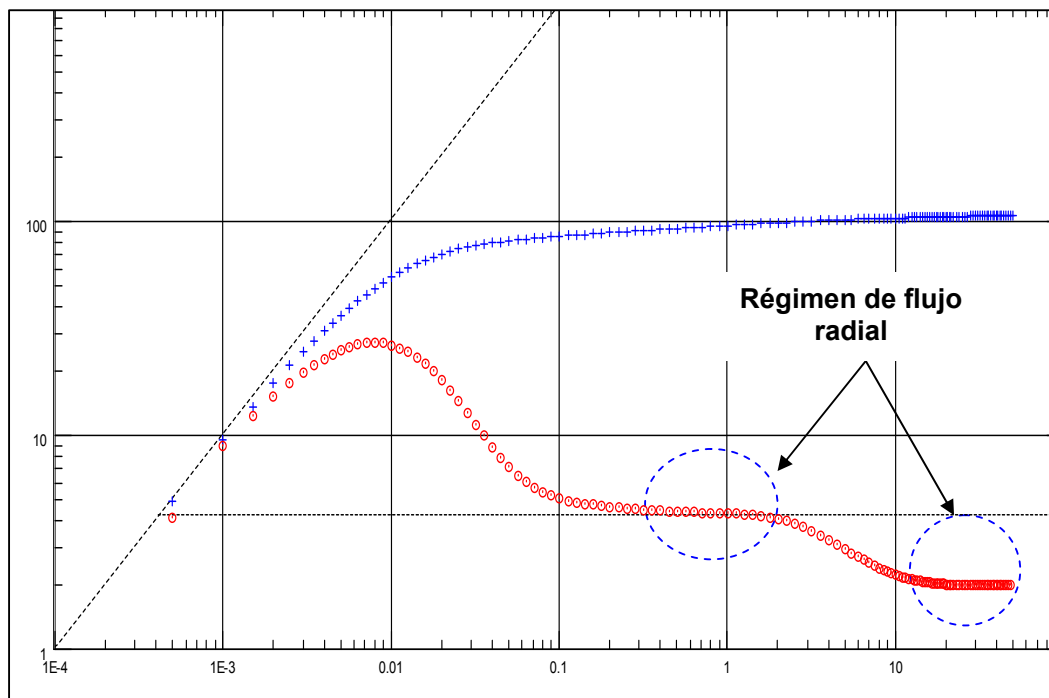


Fig. 3.15. Ejemplo de aplicación de análisis vía curva tipo. Gráfica de diagnóstico Log-Log.

Como se aprecia en la Fig. 3.15., la inspección visual permite inferir efectos de almacenamiento de pozo, los cuales se minimizan a partir de las 0.1 horas, y dos regímenes de flujo radial que se inferen por la estabilización de la presión derivativa en el entorno de 1 hora y pasadas las 20 horas de prueba.

El objetivo del análisis es obtener los parámetros básicos del yacimiento, como identificar que tipo de modelo o curva tipo puede aplicarse para el ajuste de los datos.

Una vez completada esta tarea, que puede involucrar el probar con diferentes modelos existentes y que presenten soluciones teóricas similares en cuanto al comportamiento de la presión y su derivativa, se procede con el ajuste. Es decir: obtener los valores para el punto de ajuste, y con esta información obtener los parámetros de yacimiento como el producto permeabilidad espesor, el factor de daño y la descripción geológica del área de drenaje afectada durante la prueba.

A continuación se presenta una gráfica tipo semi-log:

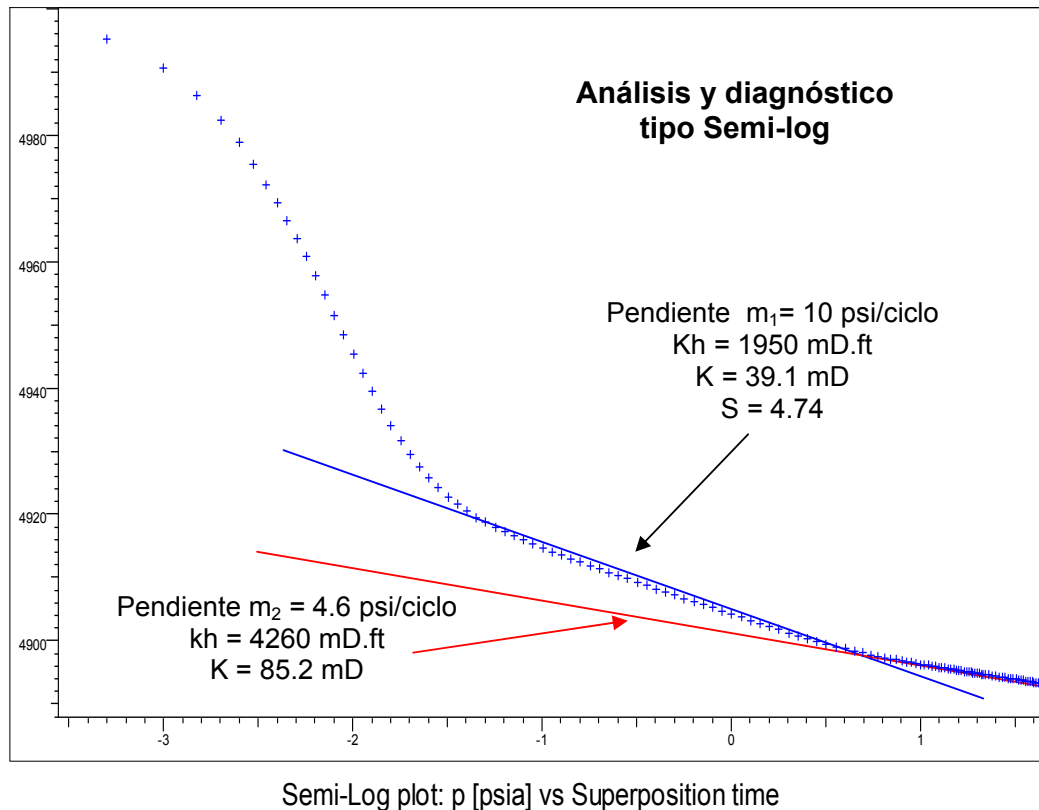


Fig. 3.16. Gráfica de diagnóstico tipo Semi-log

En la Fig. 3.16. se puede apreciar la existencia de dos líneas rectas, como era de esperarse según el diagnóstico tipo Log-log. El valor de la pendiente m_1 es cercano al doble del valor de la pendiente m_2 . Basados en la ecuación que relaciona el valor de la pendiente con el producto permeabilidad espesor, (EC. 23) podemos concluir que hay una discontinuidad lateral en la permeabilidad. Dado que en este caso m_1 es mayor que m_2 , se deduce que la permeabilidad lateral incrementa a más del doble a partir de cierta distancia radial (a determinar del análisis) del pozo.

Vale mencionar en este punto que la elección del posible modelo de análisis se basa sólo en la inspección visual de las gráficas de diagnóstico, y que, si bien el diagnóstico ayuda en la elección del modelo, pueden igualmente existir otras posibilidades o modelos de ajuste. En la práctica debemos de integrar información tanto la geología sísmica como la completación del pozo a fin de realizar interpretación de calidad y consistente con la realidad.

El siguiente paso es cuantificar los valores de los parámetros. Debemos primero identificar, como se mencionó anteriormente, qué tipo de Modelo que mejor ajusta los datos obtenidos que se muestran en la Fig. 3.15. y aplicar la metodología explicada anteriormente. Es de gran ayuda poder disponer de un banco de datos sobre los modelos existentes o curvas tipo.

Estos modelos han sido publicados en la literatura y las Figs. 2.17. a 2.27. son ejemplos de algunos de los más comunes. Los softwares comerciales disponen de la mayoría de los modelos publicados a la fecha. Dado que nuestro ejemplo es simulado a fines de ilustrar el proceso de ajuste, sabemos que el modelo tipo radial compuesto es el que se adecua a la respuesta de los datos de presión.

Elegido el modelo se procede a efectuar el ajuste tal como se explicó anteriormente (ver Fig. 3.14.). En este caso es necesario de disponer del software que permite un ajuste de alta resolución y con el menor grado de error. A continuación se presentan los resultados del ajuste obtenido:

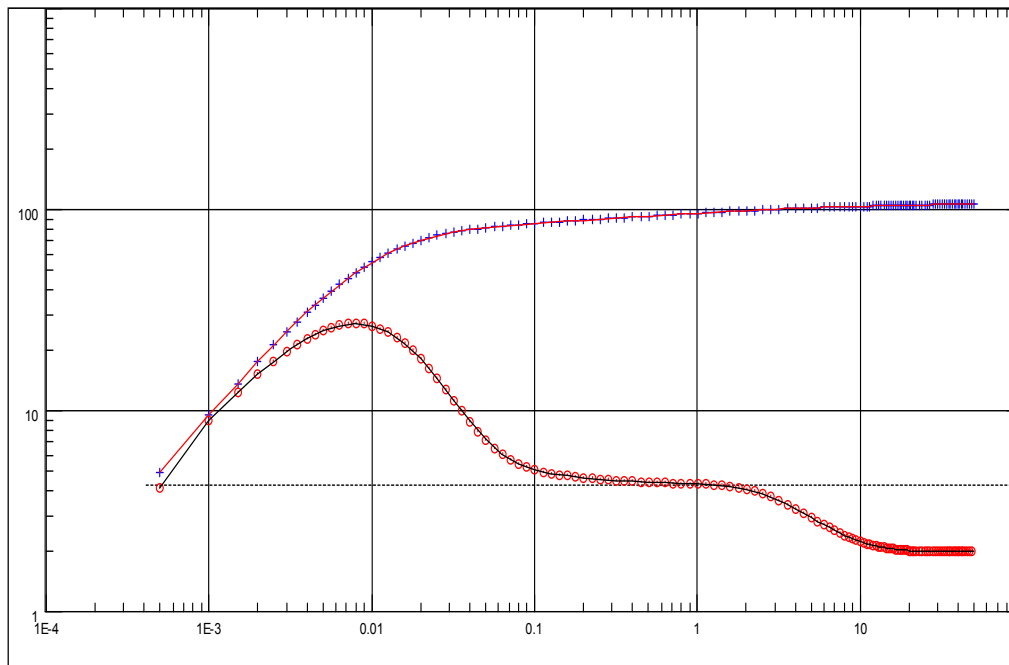


Fig. 3.17. Ajuste de los datos mediante modelo tipo radial compuesto

Los resultados obtenidos del ajuste se presentan a continuación:

Modelo: radial compuesto. No se presentan límites (sistema infinito) (ver Fig. 2.22.).

Resultados:

El software efectúa en forma automática mediante regresión el ajuste de las curvas real y teórica y provee el punto de ajuste: para $t = 1$ hora, $tD = 1210$ y para $\Delta P = 1$ psia, $PD = 0.118$.

Con los valores obtenidos para el punto de ajuste se procede con el cálculo de los parámetros y los resultados se muestran a continuación:

Coeficiente de almacenamiento de pozo $C = 0.001 \text{ bbl/psi}$
Factor de daño = 5 Delta P asociado al daño = 42.4682 psi

$P_i = 5000$ psia $k.h = 2000$ mD.ft $k = 40$ mD $R_i = 300$ ft

$M = 0.5$ $D = 1$

R_i , es la distancia radial del pozo a la discontinuidad en permeabilidad (asumiendo que el espesor es constante)

M es la razón de movibilidades entre zonas: $(k/\mu)_1/(k/\mu)_2$

D es el cociente de difusividades $(k/\phi \mu c)_1/(k/\phi \mu c)_2$

El valor obtenido para M de 0.5 confirma que la permeabilidad lateral se incrementa al doble a partir de 300 ft de distancia radial al pozo.

A fin de revisar los conceptos y fórmulas presentadas, calculemos el valor de kh y almacenamiento de pozo, mediante las definiciones inherentes en esta curva tipo:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p \quad \frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{kh}{\mu C} \Delta t$$

De aquí que con los valores definidos para el punto de ajuste:

$$kh = 141.2qB\mu \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_M = 141.2(188.8)(1.30689)(0.487563)(.118) = 2004 \text{ mD ft}$$

$$C = \frac{0.000295kh}{\mu} \left(\frac{\frac{\Delta t}{t_D}}{\frac{CD}{CD}} \right)_M = \frac{0.000295(2004)}{0.487563} (0.0008264) = 0.001 \frac{\text{Bbl}}{\text{psi}}$$

Del análisis tipo semi-log podemos efectuar el cálculo del factor de daño y la movibilidad M , puesto que se definieron con resolución las líneas rectas:

$M = (k/\mu)_1/(k/\mu)_2 = 39.1/85.2 = 0.46$

Factor de daño, $S = 4.74$

Comparando el valor obtenido para las permeabilidades y el factor de daño, se concluye que los mismos difieren en menos del 10% al comparar ambos métodos de cálculo (Log-Log y Semi-Log).

3.6. Principio de superposición

En las secciones y capítulos anteriores se presentaron las técnicas de análisis de datos, considerando un sólo período de fluencia, a fin de ilustrar la metodología básica. En la práctica, por lo general las pruebas son del tipo multitasa, es decir, tenemos una historia de tasas diferentes, y toca considerar el efecto de la misma en el análisis del período de fluencia particular sobre todo si es el último de un tren de tasas. Como veremos en esta sección, es

importante saber que no considerar la historia de tasas puede igualmente afectar la identificación de la verdadera línea recta o la estabilización de la presión derivativa.

A continuación se muestra una prueba tipo multitasa simulada y la respuesta de la presión:

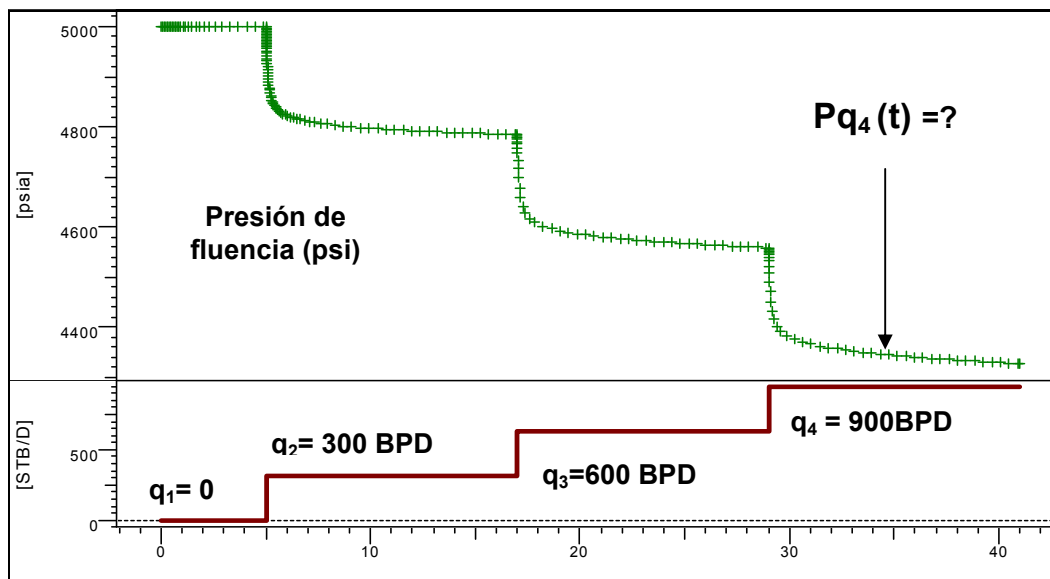


Fig. 3.18. Prueba tipo Multitasa

La historia de tasas previa al período objeto de análisis debe considerarse en el análisis de los datos; caso contrario, se pueden inducir errores en los cálculos de los parámetros de yacimiento ya que puede afectar la identificación de la correcta línea recta a usar para los cálculos de los parámetros de yacimiento y afectar el cálculo de la presión derivativa.

La solución para la presión en función del tiempo en el caso de una prueba efectuada a diferentes tasas se deriva aplicando el principio de superposición, el cual establece que si tenemos una ecuación diferencial lineal, como lo es la ecuación de difusividad para líquidos, la suma de soluciones es también una solución.

A manera de visualizar el principio de superposición, consideremos la siguiente situación:

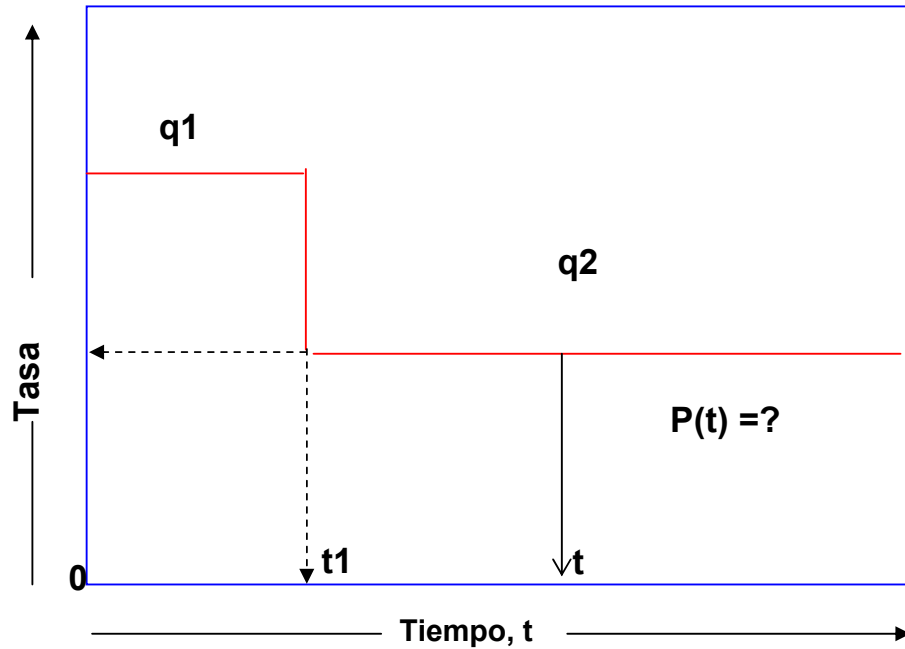


Fig. 3.19. Principio de Superposición

Si queremos calcular el cambio de presión o la presión durante el período de flujo a tasa q_2 , y al tiempo t , podemos añadir dos soluciones conocidas:

(1) solución para el caso en que el pozo que produce a un tasa q_1 desde tiempo 0 hasta el tiempo t , y (2) solución que corresponde a un segundo pozo, que produce a un tasa de $(q_2 - q_1)$ a partir del tiempo t_1 y hasta el tiempo t , de esta manera la tasa neta es de $q_1 + (q_2 - q_1) = q_2$.

Se puede demostrar que en el caso de N tasas de flujo, y que cambien en $t = t_j$, $j = 1, 2, 3, \dots, N$ y asumiendo que la solución de la ecuación de difusividad tipo logarítmica se mantiene, el valor de la presión p_{wf} en función del tiempo durante el período de tiempo t_N viene dado por:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_N} = m' \sum \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log (t - t_{j-1}) \right] + b' \quad (26)$$

El término b' viene dado por la expresión:

$$b' = m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859 S \right] \quad (27)$$

m' se define como:

$$m' = \frac{162.6B\mu}{kh} \quad (28)$$

Con base a estas ecuaciones, se infiere que en una gráfica de:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_N} \text{ versus } \sum \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right] \quad (29)$$

Los datos de presión deben de exhibir una tendencia lineal. Se asume que el efecto de almacenamiento de pozo no causa distorsión. El producto kh y el factor de daño se pueden determinar usando la expresión que involucra la pendiente m' así como la intersección de la línea recta definida por b' .

Ejemplo 5

A continuación se presenta ejemplo simulado de una prueba multitasa a fin de ilustrar el método de cálculo usado en el análisis de los datos.

Consideremos los siguientes parámetros de yacimiento y pozo:

$r_w = 0.3$ ft, $h = 30$ ft, $\phi = 10\%$, $B = 1.31$ RB/STB, $\mu = 0.487$ cp, $c = 1.25$ (10⁻⁵) psi⁻¹

$kh = 1000$ md.ft, $k = 33.3$ mD, $skin = 0$, $C = 0$, $P_i = 5000$ psi. $C = 0.01$ bbl/psi

Se efectuó prueba tipo multitasa con el objetivo de determinar el índice de productividad del pozo. A continuación se presenta la historia de tasas de producción (duración y valor).

DURACIÓN (HRS.)	TASA (BPD)	COMENTARIOS
5	0	Obtener Presión inicial
12	314.5	IPR
12	628.9	IPR
12	943.5	IPR

La duración total de la prueba multitasa fue de 36 horas. Deseamos saber cuál es la presión en el pozo al cabo de 30 horas de apertura. Se asume régimen de flujo tipo radial infinito durante la duración de los períodos de flujo.

Aunque éste es un ejemplo simulado, conocemos todos los parámetros de yacimiento y pozo, que es de hecho el objetivo que se busca con el análisis de los pruebas, de aquí que la idea del ejemplo es la de sólo familiarizarnos con el uso de las ecuaciones usadas en el cálculo.

La ecuación que permite el cálculo de la presión en función del tiempo durante el período cuya tasa de producción es $q_3 = 943.5 \text{ BPD} = q_N$, asumiendo que la historia de tasa variable previa a este período viene dada por:

$$\frac{p_i - p_{wf}(t)}{q_N} = m' \sum_{j=1}^3 \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right] + b'$$

El valor de N es igual a 3 y $t = 30$ horas (o 35 horas a partir del tiempo 0).
 Substituyendo valores tenemos:

$$\frac{1}{943.5} \sum_{j=1}^3 [(q_j - q_{j-1}) \log(t - t_{j-1})] = 1.158$$

$$b' = m' \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2}\right) - 3.2275 + 0 \right] = 0.576$$

$$m' = \frac{162.6 B \mu}{k h} = 0.1037$$

De aquí que p_{wf} al cabo de 30 horas es de 4358.6 psi.

A continuación se presenta la solución generada mediante software:

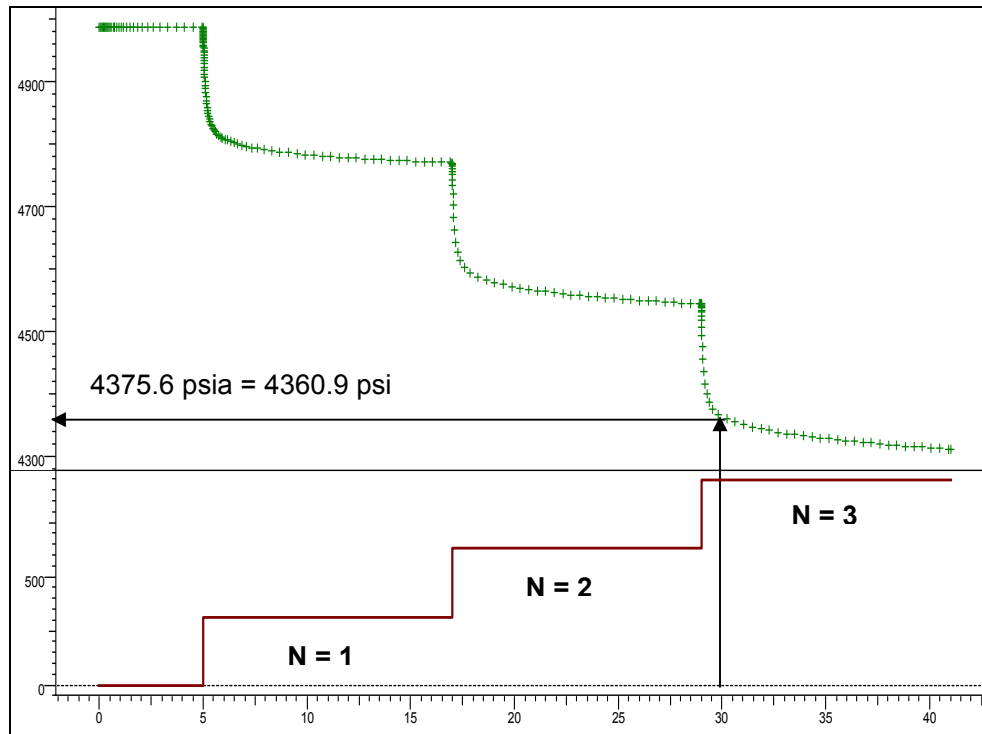


Fig. 3.20. Solución para la presión de pozo generada mediante software

A manera de resumen, podemos decir que el análisis de los datos de una prueba tipo multitasa o de un período particular de flujo, considerando que existen otros períodos de flujo previos, debe hacerse incorporando la historia previa de tasas de producción, su valor y la duración de cada período.

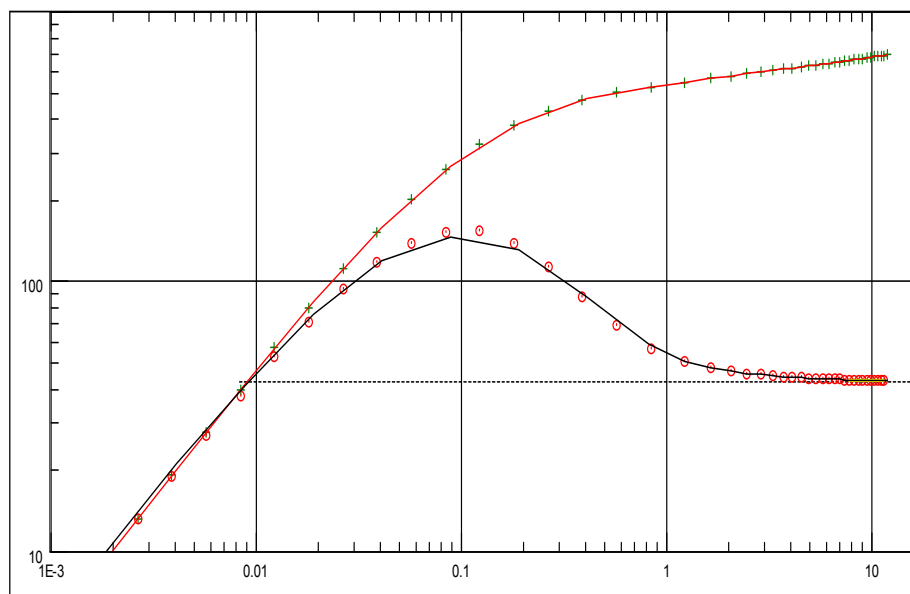
Así como tenemos curva tipo o solución en términos de la presión y tiempo adimensional, para un solo período de fluencia, en el caso de pruebas tipo multitasa también se genera la curva tipo correspondiente y su derivativa, considerando la historia de tasas previas, a fin de lograr el ajuste teniendo en cuenta tasas variables.

De esta manera, el diagnóstico de la conducta de los datos de la presión, obtenidos de una prueba tipo multitasa, se comparan con la solución o curva tipo generada, considerando la historia de tasas.

Sobre la base de la EC. 29, se infiere que, en el caso de prueba multitasa y de querer efectuar análisis de los datos, por ejemplo, correspondientes al último período de flujo (q_3) que se muestran en la Fig. 3.19., en la construcción de la gráfica tipo Semi-logarítmica debemos graficar el cambio de presión o la presión registrada durante este período de flujo versus una sumatoria, que se denomina tiempo de superposición ("superposition time"). Los datos de presión deben presentar tendencia de línea recta (asumiendo, claro está, que no hay efectos pronunciados de almacenamiento de pozo) y cuya pendiente está relacionada con el producto kh .

Básicamente, el procedimiento de análisis es el mismo que se aplica considerando sólo un período de fluencia, debido a que debemos identificar la existencia de la verdadera línea recta.

A continuación se presenta el análisis de los datos válido para el último período de flujo q_3 , generado mediante software a fin de completar el ejemplo:



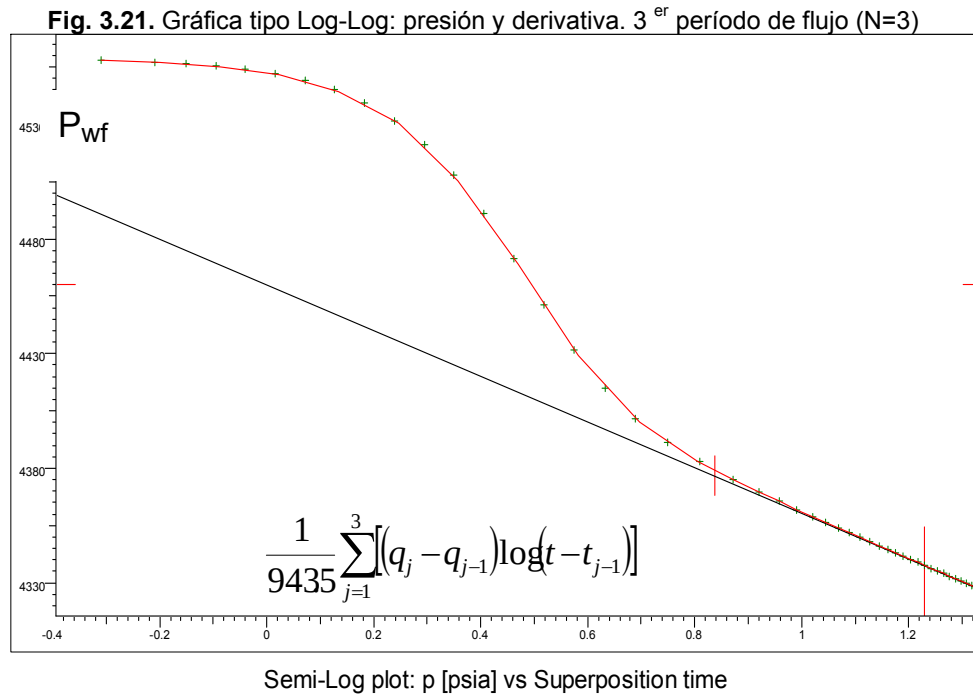


Fig. 3.22. Gráfica tipo semi-log. La sumatoria incluye todos los períodos de flujo.

3.7. Pruebas de restauración de presión

La prueba de restauración de presión (build up) es una de las pruebas más frecuentes de realizar en el campo.

Desde el punto de vista de la calidad de los datos de presión registrados, es preferible el análisis de los datos de presión obtenidos durante el período de cierre ya que son más “limpios” que los obtenidos durante los períodos de fluencia, por cuanto estos, y sobre todo en el caso de que el fluido sea petróleo, están afectados por fluctuaciones inherentes al mecanismo de producción del pozo y no necesariamente al yacimiento.

Cabe aclarar, sin embargo, que son muchas las situaciones de campo en donde no se realizan pruebas de restauración, debido, en parte, a que obliga al cierre del pozo cuya producción puede estar comprometida (diferir la producción).

A continuación se presenta el ejemplo simulado de historia de una prueba que considera un período de cierre:

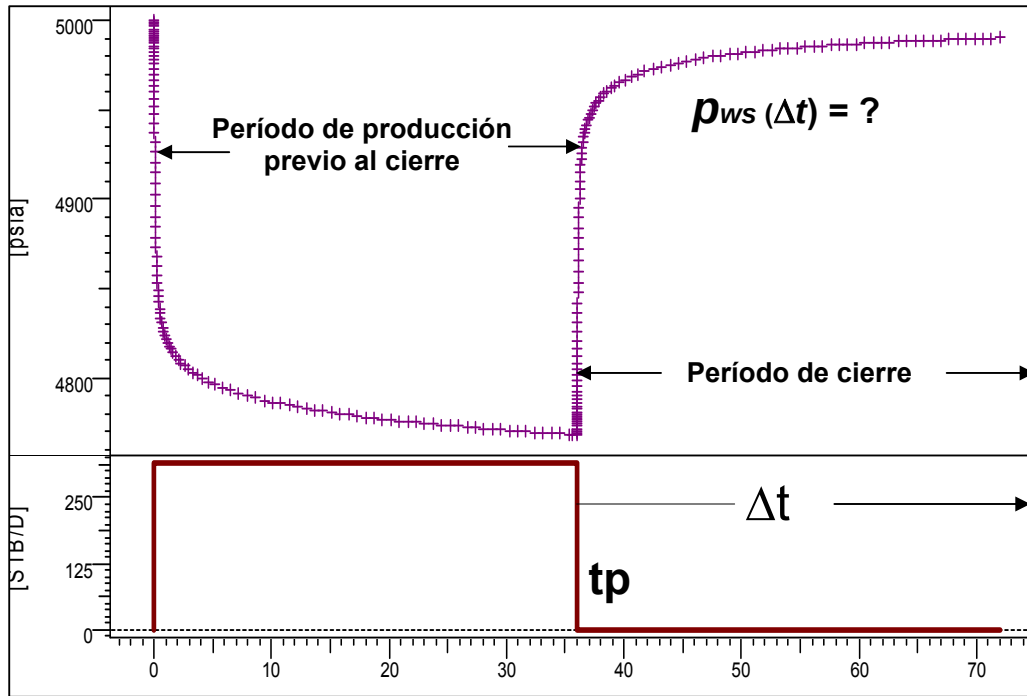


Fig. 3.23. Secuencia de eventos. Prueba de restauración de presión.

La solución que permite determinar la presión en función del tiempo, durante el período de cierre $p_{ws}(\Delta t)$ se puede obtener aplicando el principio de superposición, al igual que en el caso de pruebas de fluencia a tasas diferentes, como se verá a continuación:

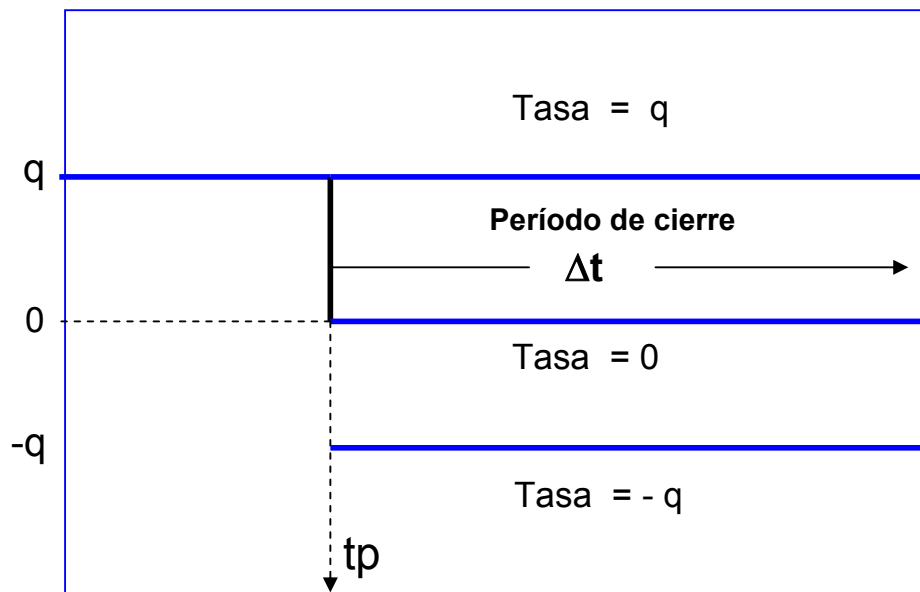


Fig. 3.24. Ilustración principio de superposición

Aplicando el principio de superposición a la situación que se ilustra en la Fig. 3.24. se obtiene la solución, considerando que el período de cierre se caracteriza por tener (1) un pozo produciendo a tasa q y (2) asumiendo otro pozo produciendo a tasa $-q$, da como resultado un tasa neto de cero. Aplicando la EC. 26, al período de cierre, tenemos que el cambio de presión en función del tiempo Δt durante el cierre viene dado por:

$$p_i - p_{ws}(\Delta t) = \frac{141.2qB\mu}{kh} \{p_D(tp + \Delta t)_D - p_D(\Delta t_D)\} \quad (30)$$

Sabemos que la solución válida para el cambio de presión calculada para el tiempo $t = t_p$ (período de fluencia), que equivale a $\Delta t = 0$ durante el período de cierre, viene dada por:

$$p_i - p_{ws}(\Delta t = 0) = \frac{141.2qB\mu}{k} \{p_D(t_{pD})\} \quad (31)$$

Asumiendo que la solución a la ecuación de difusividad, tipo aproximación...

$$p_D = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.80907) \quad (32)$$

...logarítmica es válida, y substituyendo esta expresión en la ecuación anterior, tenemos que la solución que permite el cálculo de la presión en función del tiempo durante el período de cierre P_{ws} viene dada por:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (33)$$

En donde m viene dado como:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (34)$$

Se deduce que la tendencia de la presión, durante el período de cierre, en una gráfica tipo semi-log, es la de una línea recta de pendiente m , siempre y cuando no tengamos efectos de almacenamiento de pozo y daño que distorsionen la misma y el régimen de flujo sea del tipo radial infinito.

En la siguiente figura se presenta el ejemplo simulado que muestra la conducta de la presión, durante un período de cierre. Históricamente esta gráfica se le denomina gráfica de Horner.

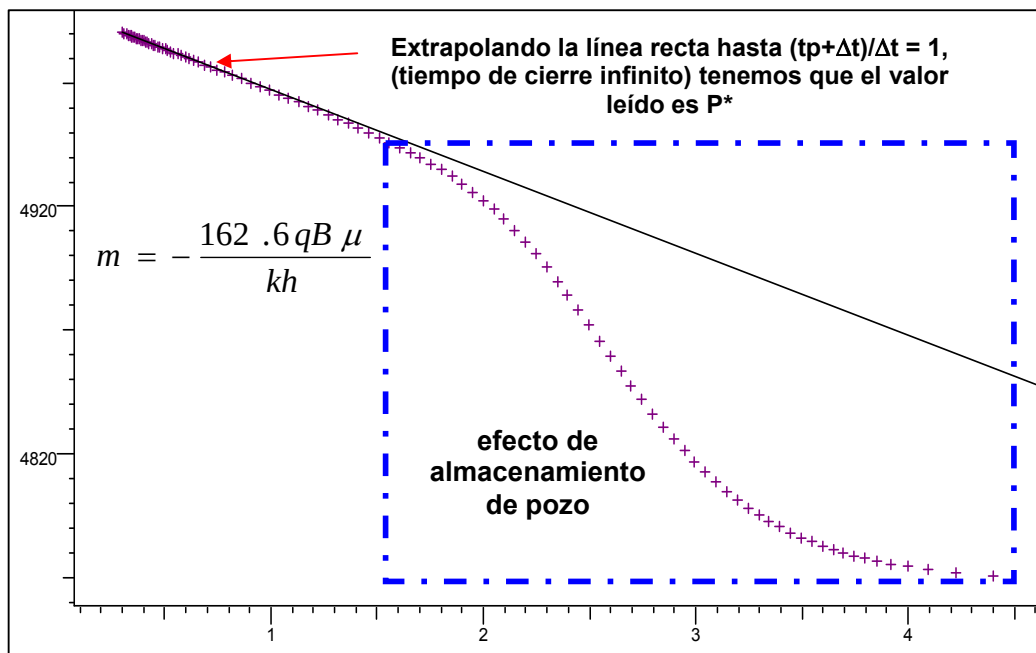


Fig. 3.25. Gráfica tipo Horner

La solución para la presión que se muestra en forma gráfica en la Fig. 3.25., fue generada considerando efectos de almacenamiento de pozo y cero daño. El efecto de almacenamiento de pozo causa que la tendencia de presión de una línea recta no sea la esperada a tiempos iniciales de la prueba.

De hecho, la duración del efecto de almacenamiento de pozo es de 10 horas aproximadamente. Al igual que en el prueba de fluencia la identificación e inicio de la conducta tipo línea recta es importante por cuanto el cálculo de los parámetros de yacimiento como por ejemplo el k.o., daño y presión inicial en este caso, dependen de la elección de la verdadera línea recta correcta.

De no disponer de técnicas como curva tipo, se puede calcular el tiempo a partir del cual inicia el régimen de flujo radial y por lo tanto los datos de presión presentan tendencia tipo línea recta. Se puede demostrar que para el caso de una prueba de restauración de presión y asumiendo un solo período de producción previo al cierre, el tiempo adimensional t_D a partir del cual inicia el régimen de flujo radial cumple con la relación:

$$t_D > 50 C_D e^{0.14 S} \quad (35)$$

En términos dimensionales:

$$t > \frac{170000 C_D e^{0.14 S}}{\left(\frac{kh}{\mu} \right)} \quad (36)$$

Otro parámetro de yacimiento de gran importancia, y que se obtiene del análisis del período de cierre, es la presión “inicial” o “actual” del yacimiento.

Basados en la conducta de la presión durante el cierre, se infiere que, de ser el tiempo de cierre infinito, el término $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ tiende a 1 (según la EC. 33) y por lo tanto el valor de p_{ws} es igual a p_i . De aquí que el valor de la presión P_i se pueda obtener mediante extrapolación de los valores de la presión que definen la línea recta y leer el valor correspondiente a $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$.

Se asume que el régimen de flujo es del tipo radial infinito. Esto también quiere decir que el yacimiento es de extensión infinita lo cual no se da en la práctica y de aquí que se prefiere usar el termino P^* en lugar de P_i como veremos más adelante.

El factor de daño S se puede obtener del análisis de los datos de presión registrados durante el período de cierre. El valor del factor de daño se calcula mediante la expresión:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (37)$$

En la derivación de la solución para la presión en función del tiempo durante el período de cierre se asume que la producción del pozo es a tasa constante, durante el período de producción previo al cierre.

En la práctica esto no siempre es el caso y, al igual que el análisis de pruebas tipo multitasa como se vio en la sección anterior, el no considerar la historia de producción previa al cierre, puede inducir a la no-obtención de la verdadera línea recta en gráfica tipo semi-log.

En la siguiente gráfica se muestra una prueba, que consiste en fluir el pozo a diferentes orificios y finalmente efectuar un cierre:

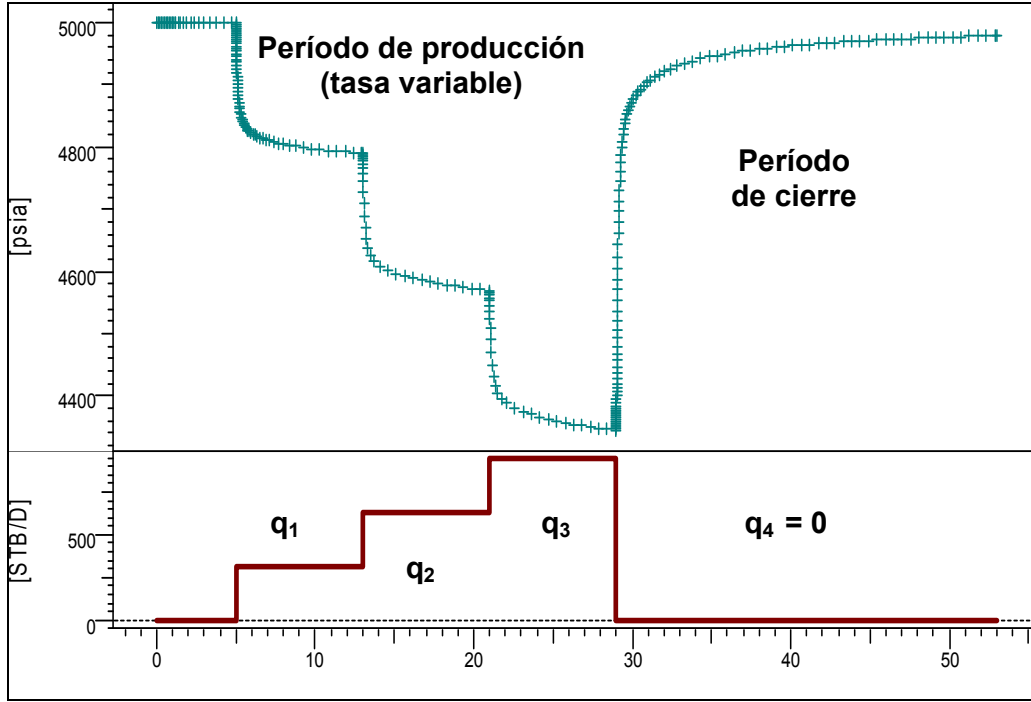


Fig. 3.26. Prueba de producción y restauración de presión

A fin de considerar la historia de producción, previa al cierre, hacemos uso del principio de superposición en tiempo.

Se puede demostrar, y asumiendo el caso general de N tasas previas al cierre final, que el valor de la presión en función del tiempo durante el período de cierre ($q_4 = 0$) viene dada por:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - m \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log \left(\frac{t_N - t_{N-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t} \right) \quad (39)$$

En donde q_N es el valor de la tasa del período de fluencia previo al cierre final.

Con base a la expresión matemática de la EC. 39, una gráfica de la presión de cierre en función del término de la sumatoria (función de tiempo) debe mostrar una tendencia tipo línea recta. Nuevamente estamos asumiendo que el régimen de flujo es del tipo infinito y que el efecto de almacenamiento de pozo no afecta la identificación de la línea recta.

Ejemplo 6

Cálculo del valor de la presión al cabo de 30 horas de cierre.

Asumiendo los mismos datos de yacimiento y fluido, presentados en el ejemplo 5, consideremos en este caso que la prueba incluye un período de cierre al final del período de producción. La historia de la prueba es la siguiente:

DURACIÓN (HRS.)	TASA (BPD)	COMENTARIOS
12	314.5	IPR
12	628.9	IPR
12	943.5	IPR
36	0	cierre

Se desea saber cuál es el valor de la presión de restauración, al cabo de 30 horas de cierre.

Aplicando la EC. 39 y substituyendo valores se obtiene:

$$p_{ws(30)} = 5000 - \left(\frac{162.6(943.5)(1.3)(0.487)}{(33.3)(30)} \right) \sum_{j=1}^3 \frac{q_j}{943.5} \log \left(\frac{36 - t_2 + 30}{36 - t_j + 30} \right) = 4990 \text{ psia}$$

La solución obtenida mediante software se presenta en la siguiente figura:

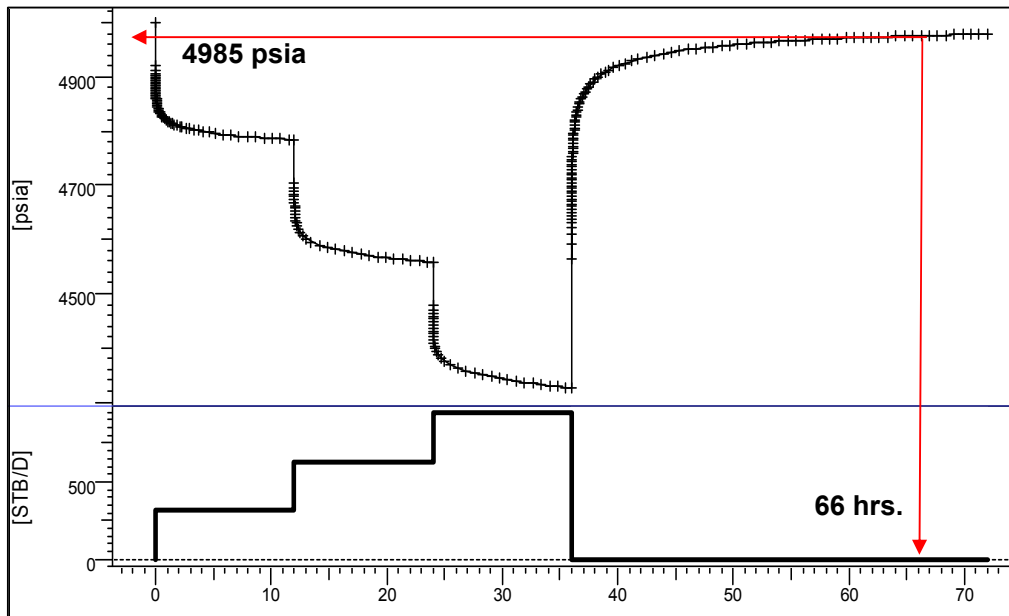


Fig. 3.27. Solución obtenida vía software

Como era de esperar, las soluciones son iguales desde el punto de vista práctico.

Como se mencionó anteriormente, la prueba de restauración de presión es la más frecuente de realizar. Un objetivo importante, y que se deriva de la prueba de restauración, es la presión actual del área de drenaje asociada con el pozo.

La presión puede ser la inicial si se trata de un pozo exploratorio o puede ser la presión media o actual de un yacimiento que ya presenta un acumulado importante de producción, como veremos en la siguiente sección.

La estrategia de análisis de datos para el caso de una prueba de restauración es la misma que para el caso de una prueba de fluencia, por ejemplo, obtención de los parámetros mediante ajuste por curva tipo y métodos basados en técnicas semi-logarítmicas, es decir, identificar la verdadera línea recta.

Debemos enfatizar que, en el caso de una prueba de restauración de presión, el efecto de almacenamiento de pozo juega un papel importante: de ser el cierre del pozo en superficie el coeficiente de almacenamiento de pozo, C es mayor (4 ó 5 veces) que de cerrarse el pozo en el fondo. Igualmente, y de ser el cierre del pozo en superficie, se pueden dar situaciones de segregación de fases (gas por gravedad migra hacia superficie y petróleo y/o agua tiende a decantar en el fondo) que pueden afectar severamente la conducta de la presión sobre todo de ser una capa de baja permeabilidad y de no ser el período de cierre de la suficiente duración, a fin de lograr identificar el régimen de flujo radial.

A continuación presentamos un ejemplo de análisis de datos de presión adquiridos durante una prueba de restauración, a fin de ilustrar el procedimiento de cálculo.

Ejemplo 7

En este caso se trata de un pozo en donde el tipo de prueba que se realizó fue multitasa con período de cierre final.

A continuación se presentan los datos de yacimiento (obtenidos de información petrofísica y registros) así como propiedades del fluido (obtenidas de muestras de superficies).

$P_i = 7000$ psia (obtenidos mediante el probador de formación, herramienta que se corre a hoyo abierto). $R_w = 0.35$ ft, $h = 150$ ft, $\phi = 16\%$, $ct = 8.053(10^{-6})$ psi⁻¹, $T = 285^\circ\text{F}$. Los datos de presión registrados se modificaron (forma pero no fondo) a fin de facilitar la explicación. El cierre del pozo se efectuó en cabezal o superficie. El yacimiento es del tipo homogéneo infinito.

La historia de la prueba se muestra a continuación:

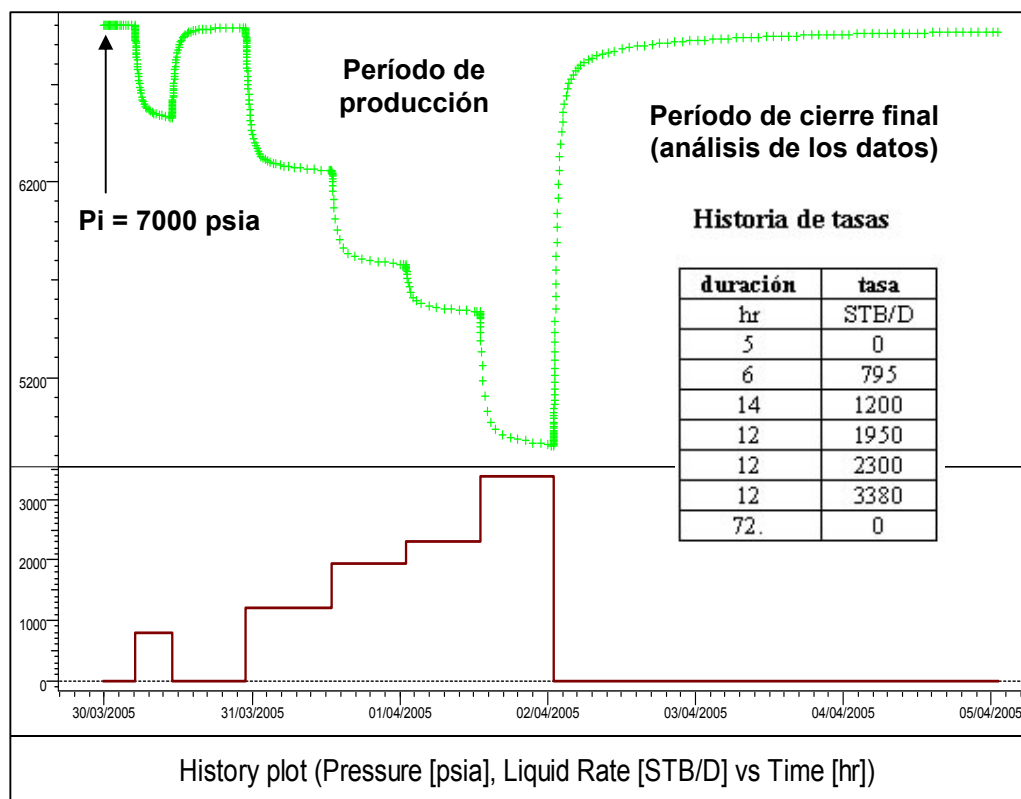
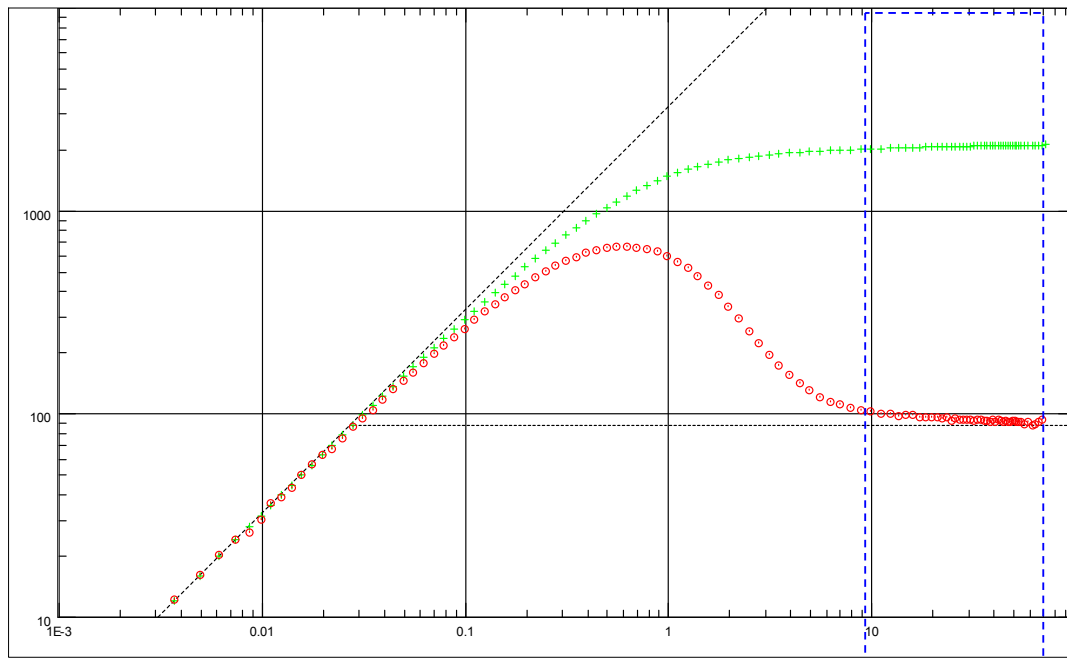


Fig. 3.28. Historia de la prueba

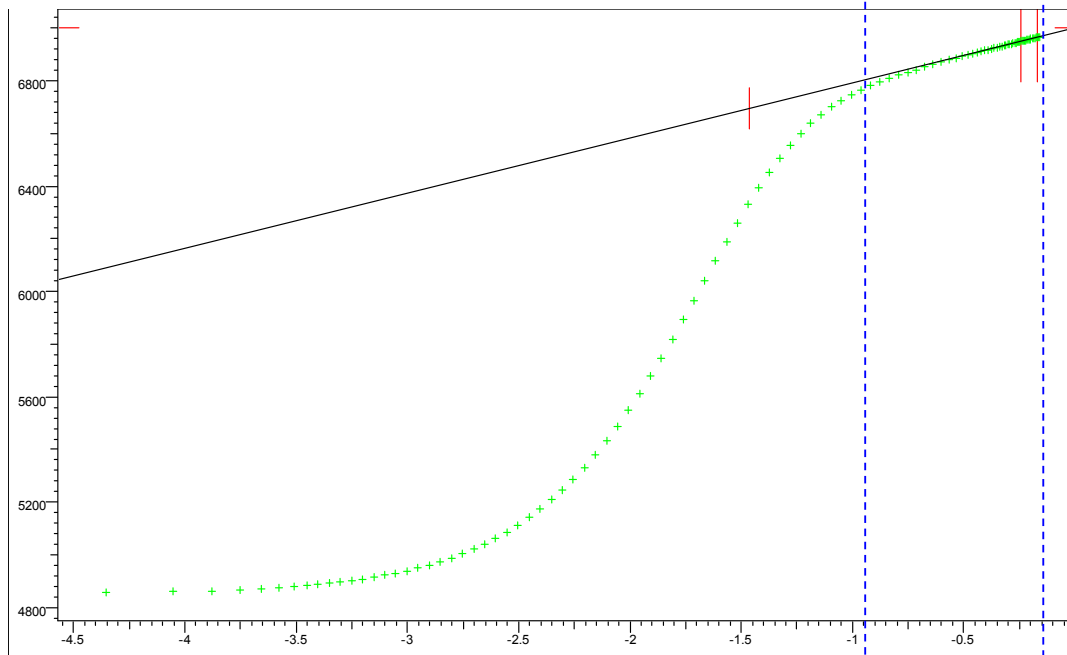
El procedimiento a seguir es el de construir las gráficas de diagnóstico tipo Log-Log y semilog aplicadas al cierre final a fin de identificar los distintos regímenes de flujo que se presentan en este caso.



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig. 3.29. Gráfica de diagnóstico tipo Log-Log

**Flujo
radial**



Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time

Fig. 3.30. Gráfica de diagnóstico tipo semi-log

Con base a la inspección visual de la respuesta de la presión y presión derivativa según las gráficas que se muestran en la Figs. 3.29. y 3.30., podemos decir que a pesar de que hay efectos de almacenamiento de pozo, que se minimizan a partir de las 4 horas, se logró identificar el régimen de flujo radial según la estabilización de la presión derivativa, permitiendo el análisis tipo semi-log. Como sabemos, el cálculo de los parámetros de yacimiento y pozo está basado en los valores tanto de la pendiente como de la extrapolación de la línea recta en gráfica tipo semi-log (Fig. 3.30.).

A continuación se presenta gráfica tipo semi-log y los resultados obtenidos, los cuales se derivan de la gráfica:

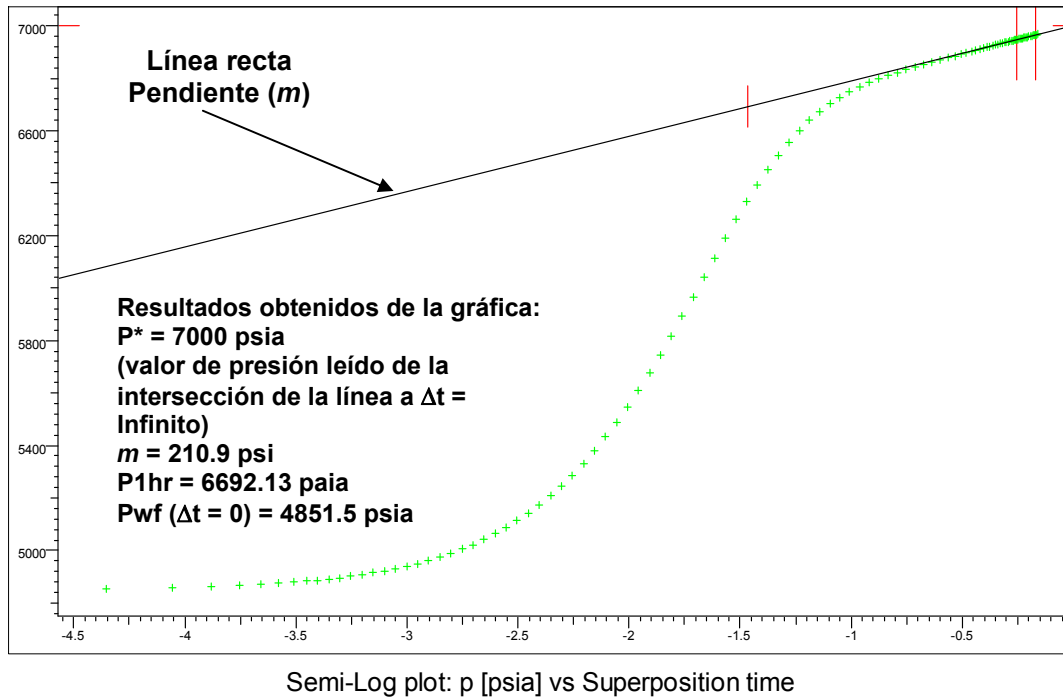


Fig. 3.31. Gráfica tipo semi-log (la función tiempo de superposición define el eje de las x)

Presentaremos a continuación los resultados y el procedimiento de cálculo usando técnica de ajuste por curva tipo y en análisis tipo semi-log.

Análisis tipo semi-log.

El producto kh , y de aquí la permeabilidad, se obtiene de la expresión que relaciona la pendiente de la línea recta:

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

Por lo tanto, despejando el producto kh y substituyendo valores:

$$kh = - \frac{162 .6 qB \mu}{m} = \frac{162 .6 (3380)(1.161)(3.159)}{210 .9} = 9557 \text{ mD} \cdot \text{ft}$$

$$k = kh/h = 9557/150 = 64 \text{ mD}$$

El factor de daño S se obtiene substituyendo valores en la expresión:

$$s = 1.1513 \left[\frac{6692.13 - 4851.5}{210.9} - \log \left(\frac{64}{(.16)(3.159)8.10^{-6}(0.35)^2} \right) + 3.2275 \right] = 4.42$$

El radio de investigación que abarca el período de cierre viene dado por la ecuación descrita en el Capítulo I:

$$r_{inv} = 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c}}$$

Substituyendo valores:

$$r_{inv} = 0.029 \sqrt{\frac{(64)(72)}{(.16)(3.159)(8.10^{-6})}} = 978 \text{ ft}$$

La presión P^* y actual es de 7000 psia, la misma que la presión inicial a pesar de haber el pozo acumulado a la fecha del inicio del cierre la cantidad de 4713 barriles. Esto sólo se da en yacimientos tipo infinitos (los que no existen en la práctica), o en casos en que el límite del área de drenaje está afectada por mantenimiento de presión debido a acuífero de gran fuerza, lo cual en la práctica tampoco es muy común. En la próxima sección se discutirá en más detalle el concepto de P^* y P_{actual} .

Sobre la base del análisis de los datos podemos concluir que el pozo presenta buena permeabilidad y daño. El resultado en cuanto a daño podemos expresarlo más bien en términos de la EF (eficiencia e flujo), la cual se explicó en la sección de daño.

$$EF = \frac{p - p_{wf} - \Delta p_s}{p - p_{wf}}$$

Substituyendo valores:

$$EF = \frac{7000 - 4851 .5 - 816}{7000 - 4851 .5} = 0.62$$

Una vez obtenidos los valores para los parámetros de yacimiento y pozo, que en este caso usamos técnicas tipo semi-log, debemos simular la historia completa de la prueba a fin de reproducir las presiones. A continuación se presentan los resultados:

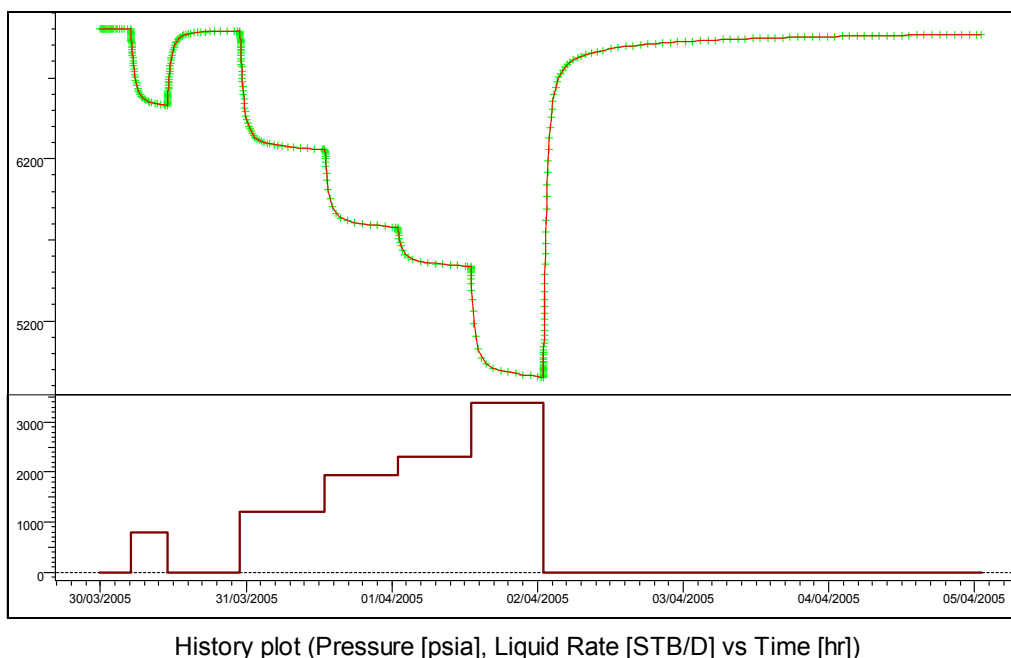


Fig. 3.32. Simulación historia de presiones para toda la prueba

3.8. P^* y Presión actual del yacimiento

Como se explicó en la sección anterior, la prueba de restauración de presión es la más común de realizar y por lo tanto la mayoría de los análisis de datos de presión corresponden a pruebas de restauración. Un parámetro de importancia que se obtiene del análisis de estas pruebas es la presión actual de la capa o yacimiento.

El valor de la presión actual es un indicador del estado de agotamiento y de la energía actual que posee el yacimiento o área de drenaje o inyección asociada al pozo.

El ejemplo que se presentó en la sección anterior (Ejemplo 7) considera un régimen de flujo tipo radial y de yacimiento infinito. En la práctica, y aunque el pozo esté en un área de drenaje limitada, hasta no “sentir” el efecto de límite se comporta como infinito. De aquí que podemos decir que el análisis semi-logarítmico siempre es válido en la determinación de los parámetros de yacimiento y pozo como los son la capacidad de flujo y daño. Sin embargo, el valor de la presión extrapolada a tiempo infinito, usando la línea recta semi-logarítmica y comúnmente denominado P^* , ha sido objeto de controversias y discusiones en cuanto a su significado y aplicación.

A continuación y con el fin de enfatizar o aclarar el concepto de P^* , se presenta un ejemplo simulado de una prueba de restauración:

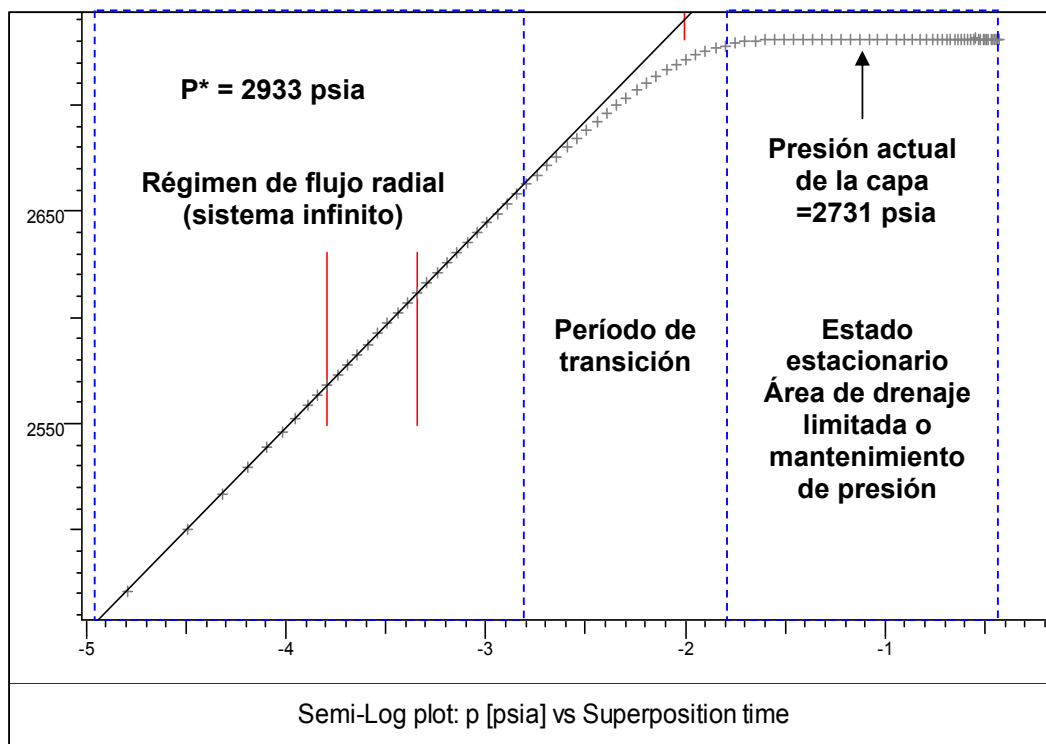


Fig. 3.33. Gráfica tipo Semi-log (período de cierre)

El período de cierre fue de una duración tal que se lograron condiciones de estabilización para la presión del área de drenaje asociada al pozo. En la Fig. 3.33. se presenta la situación de un yacimiento cuya presión actual es de 2731 psia.

La extrapolación de la línea recta (la cual se puede realizar a condiciones de flujo radial) a tiempo infinito indica que la presión es de 2933 psia, valor que no representa la presión actual de la capa. De aquí que, y en general, se use comúnmente el termino P^* en lugar de P_i , a fin de evitar confusión con el caso de un régimen de flujo tipo yacimiento infinito, en donde, y de ser el caso (es decir de ser efectivamente el yacimiento infinito en extensión) se cumple que $P^* = P_i$ el subíndice "i" viene del ingles inicial, y de ser el yacimiento de infinita extensión cabe esperar que la presión P^* siempre sea igual a la P inicial. Como es de esperar, en la práctica no tenemos esta situación, es decir, la de un yacimiento tipo infinito. De aquí que la presión extrapolada debe considerarse siempre como un valor igualmente importante, por lo cual y como veremos más adelante, sirve de base para el cálculo de la presión media.

Aunque los parámetros de yacimiento y pozo, como la permeabilidad y daño, se pueden estimar basados en el valor de la pendiente asociada con la verdadera línea recta semi-logarítmica, son necesarios otros métodos, a fin de obtener la presión actual de la capa (valor justo antes de iniciado el período de cierre objeto de análisis), sobre todo si la duración de la prueba no fue lo suficiente (el cual es muy común, salvo de existir acuífero activo importante que

mantiene presión) como para lograr obtener un valor estabilizado de presión, como se muestra en la Fig. 3.33.

Con la finalidad de ilustrar el concepto de P^* a través del tiempo de producción del pozo, se realizó simulación de una prueba que podemos considerar como del tipo extendida (ver Capítulo VI).

Se considera un área de drenaje asociada con el pozo del tipo volumétrica de forma circular y de un radio de 120 m (394 ft) medidos radialmente al pozo. Los resultados se muestran a continuación.

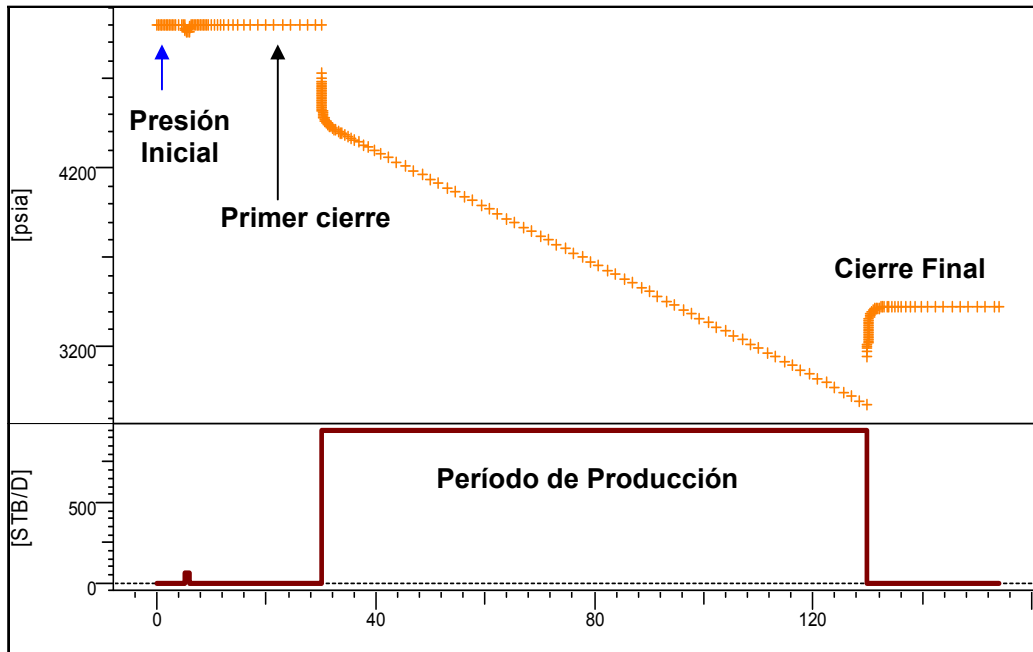


Fig. 3. 34. Historia de la prueba

DURACIÓN (HRS.)	TASA (M3/D)
5	0
1	10
24	0
100	150
24	0

La idea es la de comparar los resultados obtenidos para el valor de la presión extrapolada P^* en cada cierre y la presión actual de la capa en ese momento.

Los dos cierres tienen la misma duración (24 horas) y tal que se logra condiciones de estabilización de la presión en cada cierre. Se asume que el

efecto de almacenamiento de pozo no es importante en este caso. El primer cierre es, precedido por un período de producción de tan sólo 1 hora, mientras que el último cierre lo precede un período de producción extendido de 100 horas.

Como debemos imaginar, es probable que durante el período de producción extendido se alcance el régimen de flujo tipo semi-estacionario ya que se trata de un yacimiento de poca extensión y volumétrico.

A continuación se presentan las gráficas tipo semi-log a fin de aclarar el significado de la presión extrapolada P^* y P actual para cada período de cierre.

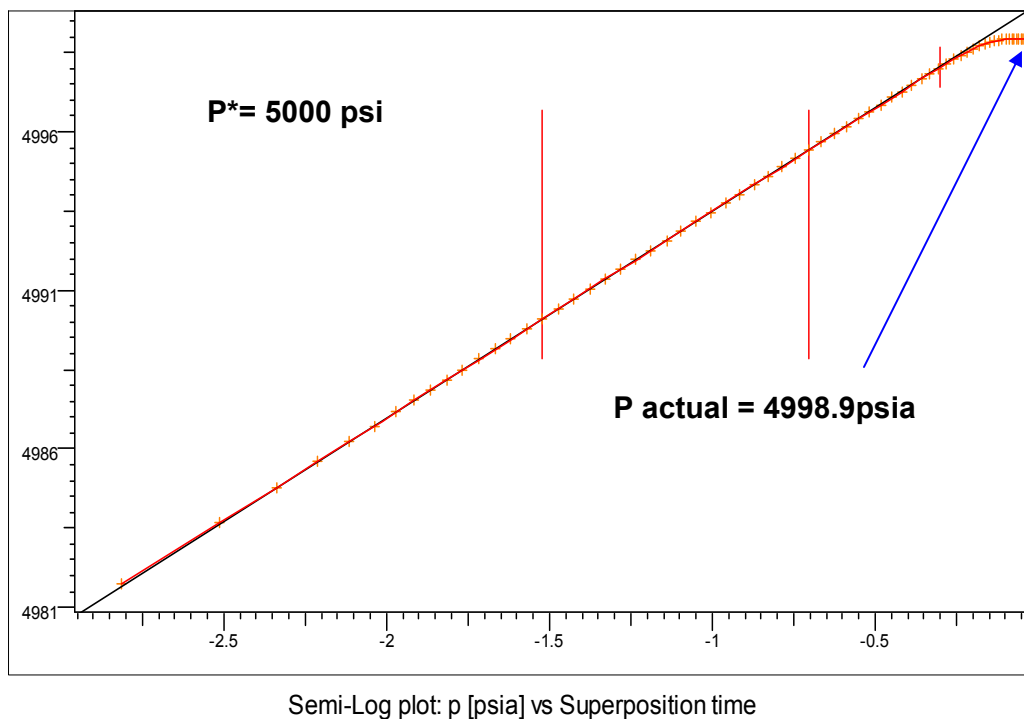


Fig. 3.35. Primer cierre. Gráfica tipo semi -log.

Basados en la Fig. 3.35., se infiere que la P^* (= 5000 psia) no es la presión actual de la capa. Debido al período de producción previo a este cierre inicial, ya que tenemos un yacimiento de poca extensión y tipo volumétrico, la presión de la capa es menor en 1.1 psia (4998.9 psia) que la presión inicial, aunque a efectos prácticos es la misma que la inicial, por lo que la extracción fue de apenas 0.42 m^3 (2.62 barriles).

A continuación se presenta la misma gráfica aplicada al cierre final:

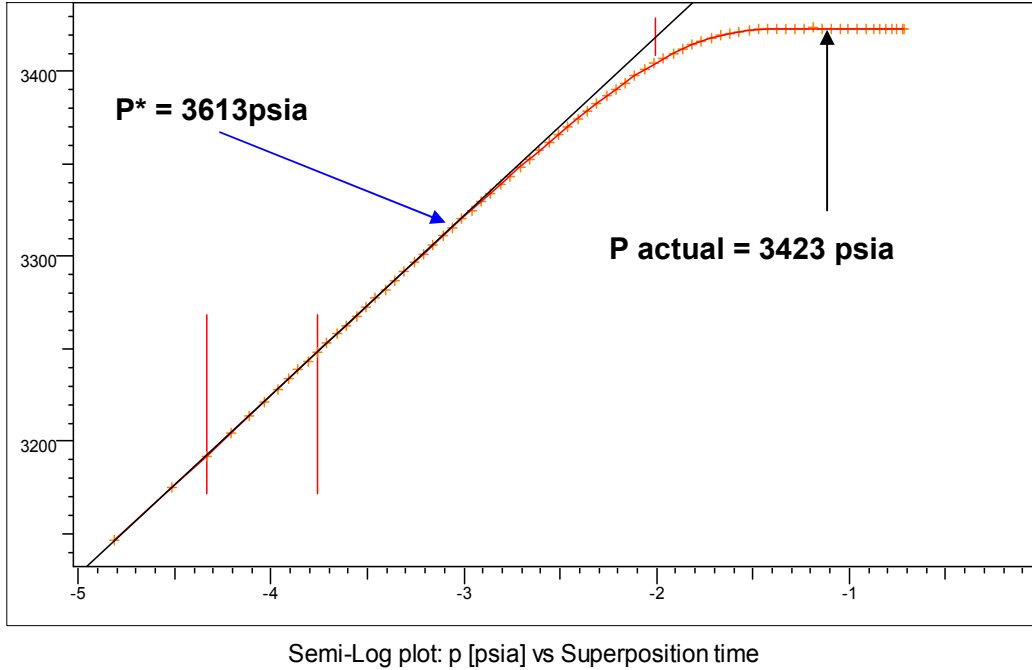


Fig. 3.36. Cierre final. Gráfica tipo Semi-log.

En este caso se aprecia con mayor resolución la diferencia entre la P^* y la presión actual de la capa: $P^* = 3613$ vs. $P_{\text{actual}} = 3423$, lo que representa una diferencia de 190 psia. Dado que este caso es simulado se puede apreciar con claridad la diferencia, entre los valores de presión. Sin embargo en la mayoría de los caso de campo, la duración de los cierres no es tal que se logren condiciones de estabilización de la presión y toca inferir la presión actual de la capa mediante cálculo adicional. Hay varios métodos disponibles, los cuales consisten en obtener la presión actual de la capa, basados en gráficas de diagnóstico tipo semi-log, como veremos a continuación.

La mayoría de los métodos usados para el cálculo de la presión media se simplifican, si se conoce el área de drenaje, de ser la misma volumétrica y si se da la condición de flujo tipo semi estacionario durante el período de producción previo al cierre.

A manera de ejemplo podemos inferir mediante gráfica tipo semi-log, en donde se identifique la línea recta cuál será la presión actual de la capa usando la expresión:

$$\left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = C_A t_{pDA} = \frac{0.0002637 ktpC_A}{\phi \mu cA} \quad (42)$$

En donde tp es el tiempo de producción previo al cierre y es mayor o igual al tiempo de inicio del régimen de flujo semi-estacionario.

Aplicando esta fórmula a nuestro ejercicio, dado que el régimen de flujo semi estacionario se alcanzó durante el período de producción previo al cierre final, como se muestra mediante la gráfica de diagnóstico tipo log-log aplicado al período de fluencia previo al último cierre:

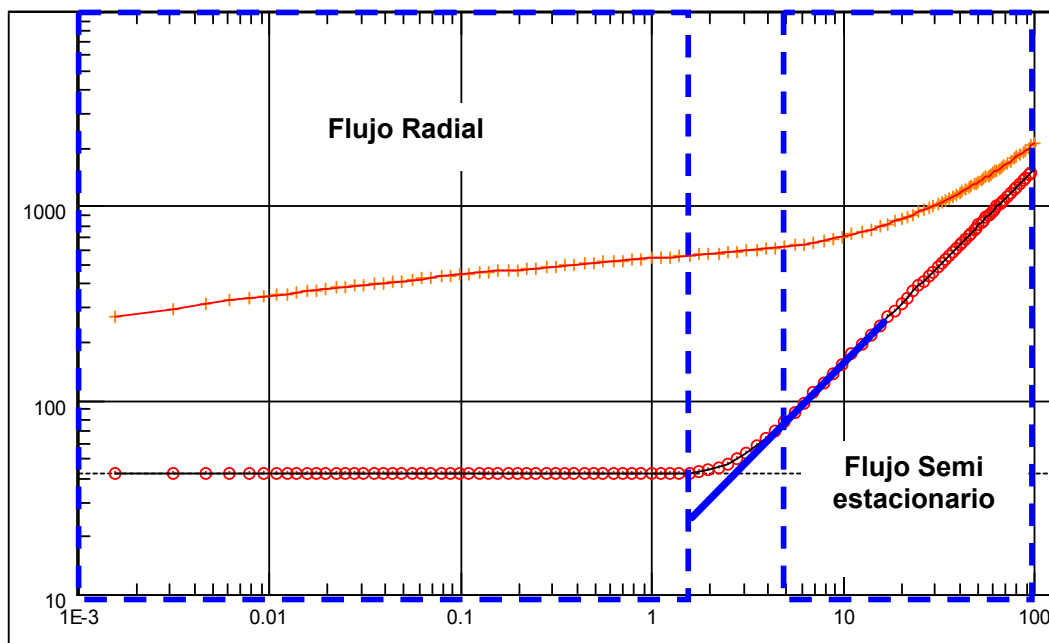


Fig. 3.37. Diagnóstico Log-Log. Período de fluencia previo al cierre final.

Para el caso de un área tipo circular, tenemos que $CA = 31.62$; de aquí que aplicando la ecuación anterior:

$$\left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = C_A t_{pDA} = \frac{0.0002637 (33.3)(100)(31.62)}{(.1)(0.487)(0.0000125)\pi(393.6)^2} = 93.76$$

El Log de $93.76 = 1.97$ corresponde a un valor de la presión de 3422.42 psia como se puede apreciar en la gráfica tipo semi-log que se presenta en la siguiente figura (la función tiempo de superposición en este caso es la definida por el método de Horner). El valor obtenido es prácticamente igual al obtenido usando software.

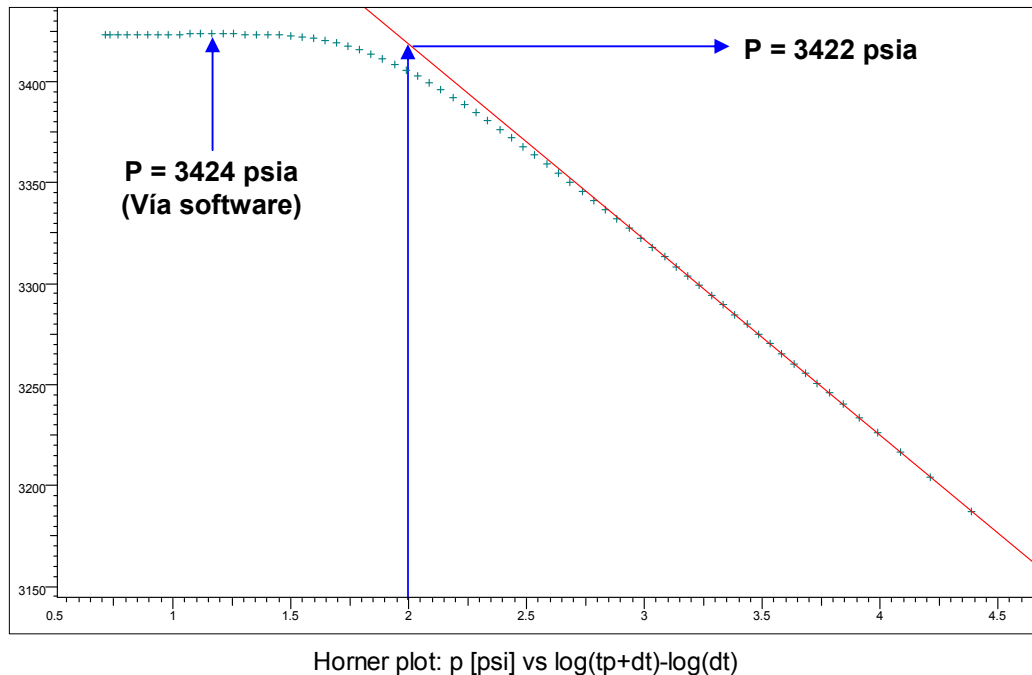


Fig. 3.38. Estimado de la presión media de la capa

Debimos mencionar que la duración del período de cierre podía haber sido de tan solo 1 hora de duración y no de 24 a efectos del cálculo de la presión media, por lo cual, y dado de que no se consideran efectos de almacenamiento de pozo, la identificación o tendencia de línea recta está bien definida durante la primera hora del cierre. La idea de este ejemplo fue estar prevenidos en cuanto al significado de la presión extrapolada en una gráfica tipo semi-log, así como presentar método simple para el cálculo de la presión actual de la capa.

3.9. Solución para la presión en caso de existir discontinuidades laterales tipo fallas geológicas en el área de drenaje del pozo. Método de imágenes.

En secciones anteriores, la mayoría de los ejemplos de análisis de datos de presión consideran la existencia de una sola línea recta en gráfica tipo semi-log. En esta sección se presenta la solución para la presión esperada, en el caso de existir fallas geológicas en el área de drenaje, que como veremos implica la existencia de varias líneas rectas en gráfica tipo semi-log y varias estabilizaciones de la presión derivativa.

El desarrollo de la solución a la ecuación de difusividad, en el caso de presentarse discontinuidades lineales en el área de drenaje del pozo, se basa en la aplicación del principio de superposición en espacio. Consideraremos sólo el caso de una única falla sellante localizada a una distancia radial L del pozo, a fin de ilustrar el principio. En la siguiente figura se presenta la geometría pozo-falla (la falla es del tipo sellante, es decir, no hay paso de fluido a través de la misma).

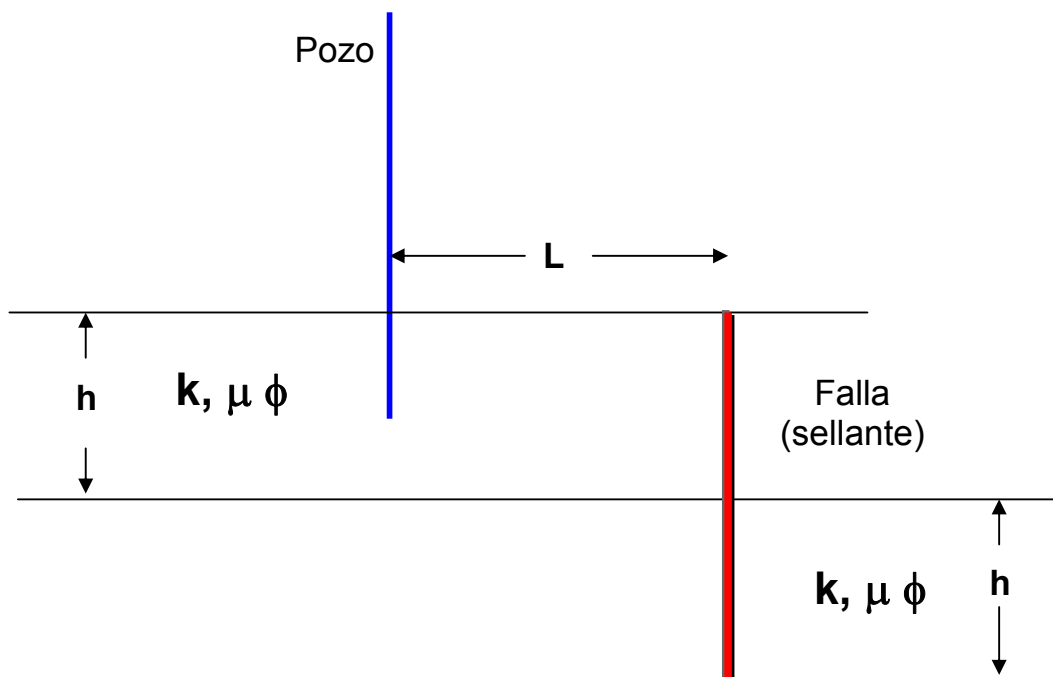


Fig. 3.39. Idealización geometría pozo-falla sellante

Una manera de representar la condición de no-flujo a través del plano de la falla se basa en considerar dos pozos P y P' , siendo P' el pozo imagen de P , el cual produce a la misma tasa y está localizado a una distancia simétrica e igual a la distancia del pozo a la falla, como se ilustra a continuación:

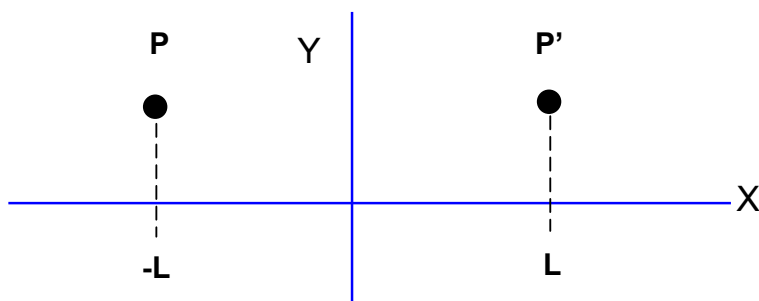


Fig. 3.40. Ilustración método de imágenes

Esta consideración permite que se cumpla la condición $\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{x=0} = 0$, para todo valor de Y , en $X = 0$, lo cual es una condición de no-flujo.

Aplicando el principio de superposición en espacio, la caída de presión en el pozo P es la suma de la caída de presión, debido a su producción más la caída de presión dada por la producción del pozo imagen P' :

$$\Delta p = p_i - p_{wf} = \Delta p_{P,P} + \Delta p_{P,P}, \quad (43)$$

Expresado en términos de presión adimensional:

$$\Delta p = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[p_D(t_D, 1) + S + p_D(t_D, \frac{2L}{r_w}) \right] \quad (44)$$

En donde, y asumiendo la aproximación logarítmica a la solución tipo exponencial integral, tenemos:

$$p_D(t_D, 1) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907) \quad (45)$$

$$p_D(t_D, \frac{2L}{r_w}) = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{t_D}{\left(\frac{2L}{r_w} \right)^2} + 0.80907 \right) \quad (46)$$

Asumiendo tiempos de influencia de la falla, substituyendo ECs. 45 y 46 en EC. 44 resulta:

$$\Delta p = \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[2 p_D + S - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2L}{r_w} \right)^2 \right] \quad (47)$$

La EC. 47 se puede expresar como:

$$p_{wf} = 2(m \log t + p_{1hr}) + p_i + m \left[0.86859 S + \log \left(\frac{2L}{r_w} \right)^2 \right] \quad (48)$$

en donde $m = \frac{-162.6qB\mu}{kh}$ es la pendiente de la línea recta en gráfica tipo semi-log y S es el factor de daño (no se consideran efectos de almacenamiento de pozo).

De aquí que una gráfica tipo semi-log de la presión de fluencia, en función del tiempo y de existir una falla tipo sellante que se pueda definir durante el período de prueba (es decir, el área de investigación de la prueba es mayor que la distancia a la falla) y en el caso de un yacimiento tipo infinito, la

tendencia de la presión se caracteriza por la existencia de dos líneas rectas: una inicial y de pendiente m , y otra línea recta con un valor de la pendiente igual al doble de la pendiente asociada con la primera línea recta ($2m$).

El valor de la presión derivativa asociado con el régimen de flujo radial puro de la falla (sellante) es el doble, comparado con la solución de la presión sin influencia de la falla ni otras discontinuidades.

La presión extrapolada, en el caso de tener un régimen de flujo tipo transiente pero de falla sellante, debe efectuarse usando la segunda pendiente, la que caracteriza a la falla. En este caso, igualmente tenemos que la $P^* = P_i = P_{actual}$ si y solo si el yacimiento es de extensión infinita.

Ejemplo 8

Gráficos de diagnóstico de falla sellante y determinación de la distancia a la falla “L”.

Asumiendo los siguientes datos de yacimiento, pozo y fluido (petróleo):

$R_w = 0.3\text{ft}$, $h = 10\text{ m}$, $\phi = .15$, $B = 1.4\text{ RB/STB}$, $\mu = 0.6\text{ cp}$, $P_i = 5000\text{ psia}$, $c = 30\text{ (10-6) psi-1}$. $kh = 5000\text{ md.ft}$.

Consideremos una falla sellante localizada a una distancia radial (L) de 20 m del pozo.

La historia de tasas de producción usadas en esta simulación es la siguiente:

DURACIÓN (HRS)	TASA (BPD)
48	816
144	0

A continuación se presentan los gráficos de diagnóstico tipo semi-log y Log-Log a fin de visualizar la tendencia de la presión.

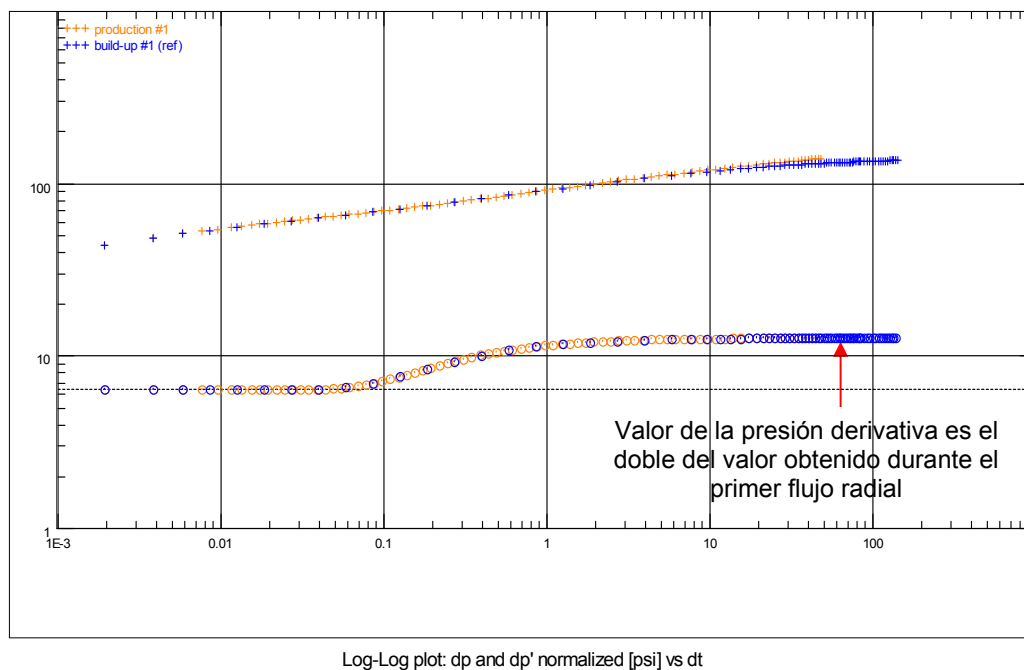


Fig. 3.41. Log-Log tipo de gráfica (período de fluencia y restauración)

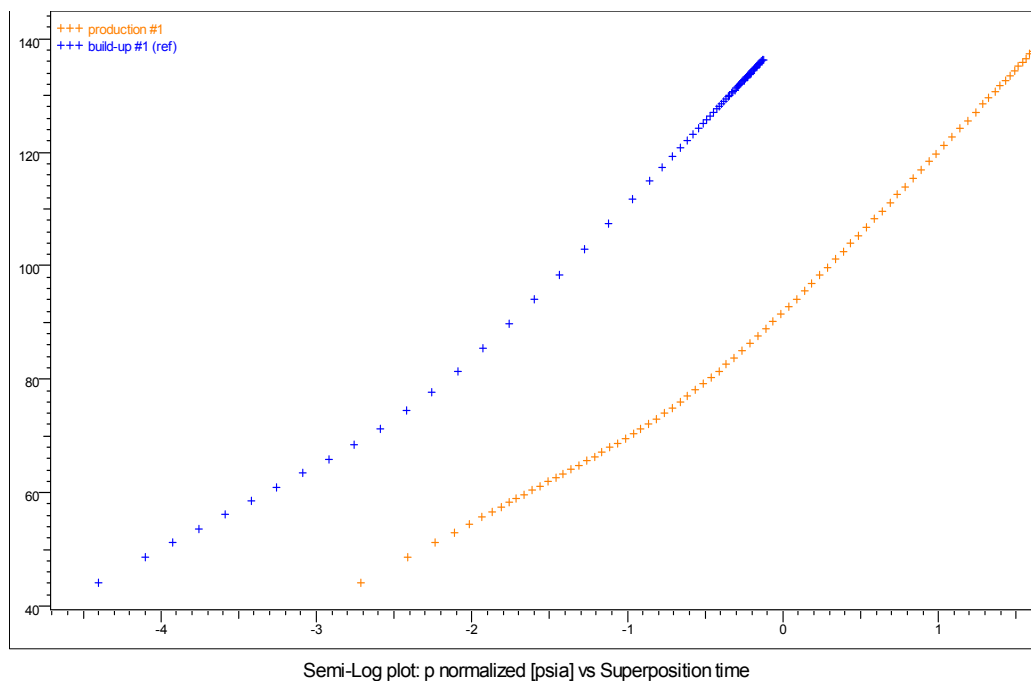


Fig. 3.42. Gráfica tipo semilog (fluencia y restauración)

A continuación se presenta la gráfica tipo semi-log de diagnóstico (MDH) durante el período de fluencia:

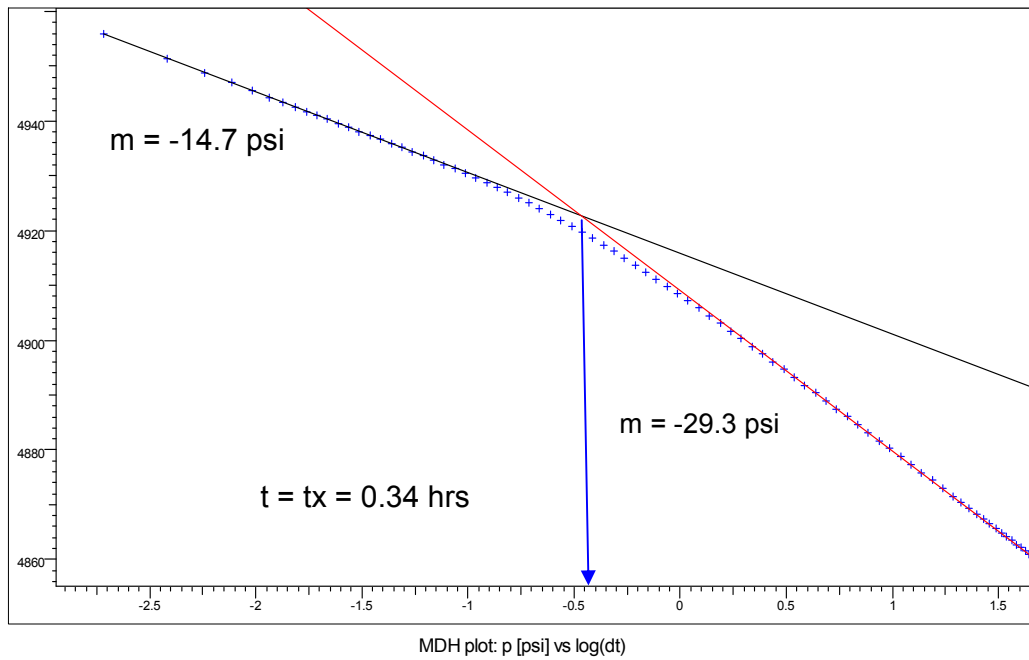


Fig. 3.43. Gráfica de diagnóstico tipo MDH

En este caso, dada la historia de tasas para el período de cierre, podemos efectuar una gráfica tipo Horner:

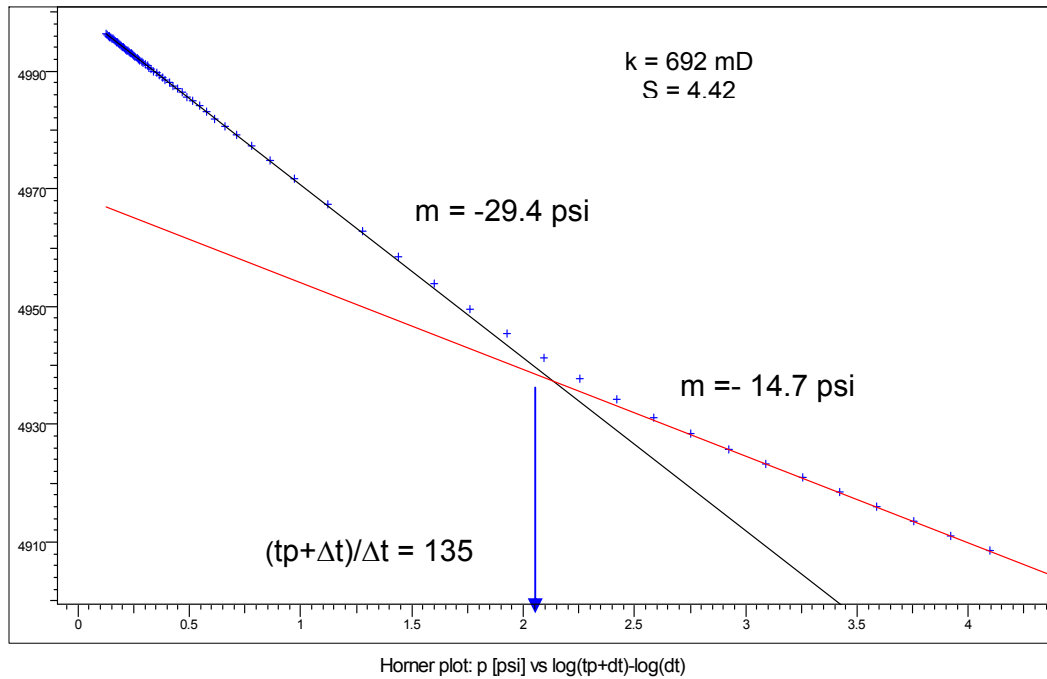


Fig. 3.44. Gráfica de diagnóstico tipo Horner

Con base al tratamiento matemático, se puede calcular la distancia radial del pozo a la falla L:

a) durante una prueba de fluencia:

Supongamos que la intersección de las dos líneas rectas en gráfica semi-log se da en $t = t_x$, (ver Fig. 3.43.) se cumple que:

$$p_D + S = 2 p_D + S - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2 L}{r_w} \right)^2$$

Al sustituir p_D por $\frac{1}{2} (\ln t_{xD} + 0.80907)$

Se obtiene que el valor de la distancia L viene dado por:

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{ktx}{\phi \mu c}} \quad (49)$$

En nuestro ejemplo, el tiempo de intersección de las dos líneas rectas es a 0.34 horas. De aquí que aplicando la relación anterior tengamos:

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{(213)(0.34)}{(0.15)(0.6)(0.00003)}} = 63.8\text{ft} (19.2\text{m})$$

Que es el valor (aprox.) usado en la simulación. De manera similar se puede efectuar un análisis tipo semi-logarítmico, usando el período de cierre. Se puede demostrar que se cumple que:

$$p_D \left[\frac{t_D}{\left(\frac{2 L}{r_w} \right)^2} \right] = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right)_x \quad (50)$$

En este caso conocemos a p_D y, por lo tanto, determinar su argumento. L viene dada por:

$$L = \sqrt{\frac{0.0002637 \quad ktp}{4 \phi \mu c [\arg (p_D)]}} \quad (51)$$

Para finalizar y resumiendo, en el caso de existir influencia de falla sellante durante el período de prueba, se puede determinar la distancia a la misma y la P^* se deriva de la extrapolación a tiempo infinito considerando la segunda línea recta semi-logarítmica.

De existir otras fallas sellantes se repite el procedimiento tipo método de imágenes y se concluye que, por ejemplo, de existir una tercera falla sellante debemos esperar tres líneas rectas en gráfica semi-logarítmica así como tres estabilizaciones de la presión derivativa (valor de la derivativa igual al triple).

3.10. Ilustración metodología de interpretación

A continuación se ilustra el procedimiento de interpretación aplicado a datos de campo, los cuales se han modificado a fin de clarificar algunos conceptos, pero siguen siendo representativos de una prueba de campo.

La historia de la prueba se muestra a continuación:

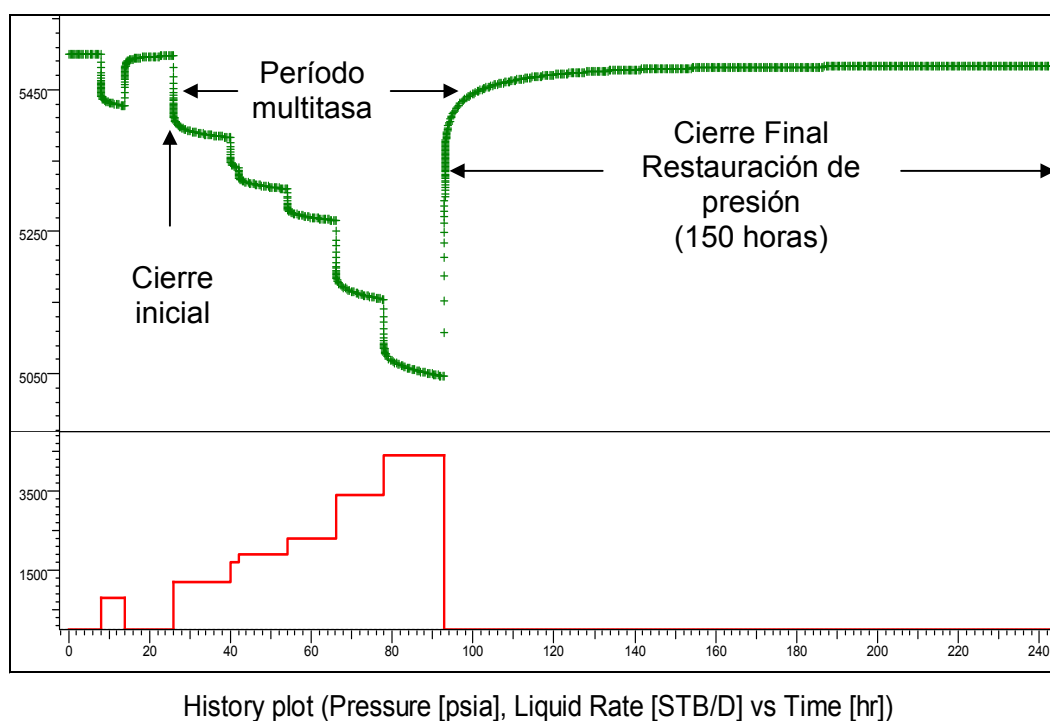


Fig. 3.45. Historia de la prueba

La prueba se realizó en un pozo tipo exploratorio y el fluido de producción resultó ser petróleo. Los parámetros básicos de yacimiento, pozo y fluido son:

$r_w = 0.3$ ft, h (espesor de la capa) = 80 ft, porosidad = 18%, Factor volumétrico = 1.3 B/STB, viscosidad = 2 cp, compresibilidad total = 1.5 (exp. -5) psi-1.

La prueba consta de un período de cierre inicial y período de cierre final, así como de un período de producción a varias tasas (denominado multitasa). Pervio al inicio de la prueba hay un período de limpieza en donde se desaloja todo el colchón del pozo, para así proceder a probar con fluido limpio de la formación. Esto es importante por cuanto otro objetivo importante de la prueba es la toma de la muestra, de cuyo análisis se derivan las propiedades PVT.

Lo primero a efectuar para el análisis de los datos es una inspección visual sobre todo de los períodos de cierre. A continuación se presentan las gráficas de diagnóstico tipo Log-Log aplicadas a los dos cierres:

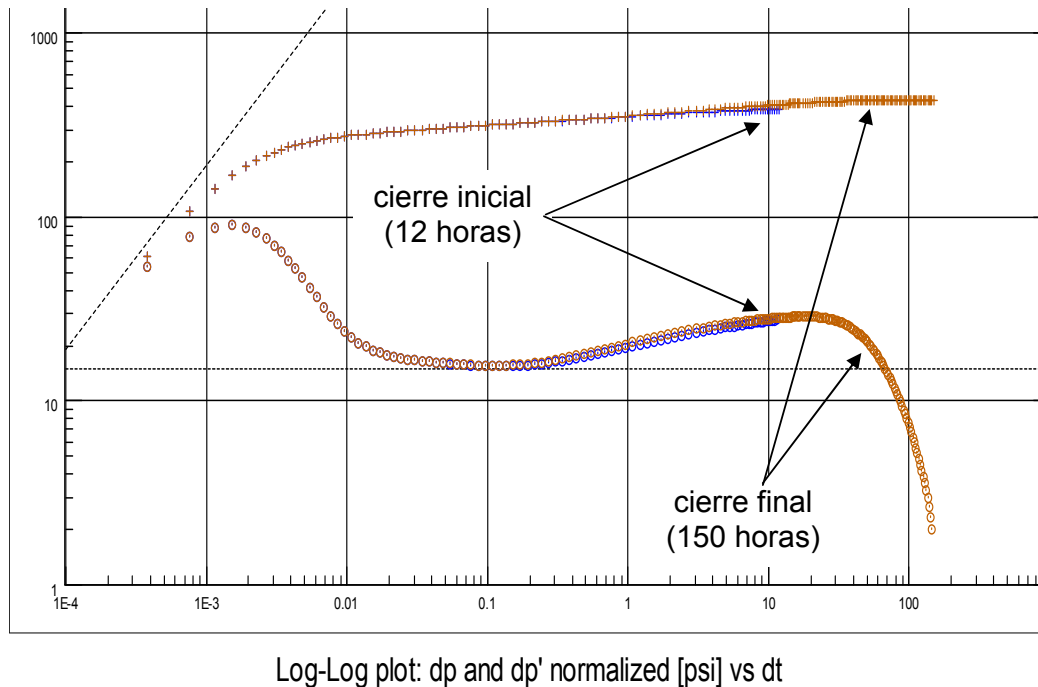


Fig. 3.46. Diagnóstico tipo Log-Log (períodos de cierre)

La idea de efectuar dos cierres distanciados es a fin de identificar si se presentan efectos de declinación de la presión. Puede que el volumen de drenaje sujeto a prueba sea muy limitado y de aquí que es probable que inclusive con el acumulado de producción obtenido durante la prueba se muestre el efecto de declinación, por lo cual se puede concluir acerca de la comercialidad del pozo (no necesariamente del yacimiento).

Debido a que esta prueba se realizó contando con equipo de medición en tiempo real, la duración del segundo cierre fue mayor por cuanto durante el primer cierre se observó efecto de discontinuidad lateral al pozo y se decidió por una prueba de mayor duración a fin de lograr una mayor área de investigación, que como se puede apreciar en la figura, se logró el objetivo.

Vale mencionar que la prueba se realizó con taladro por lo que los costos son considerables; sin embargo, el valor de la información en este caso justificó la duración de la prueba.

La inspección visual de la Fig. 3.46. revela que el régimen de flujo radial se alcanza en un tiempo relativamente corto (menor que 0.1 horas), en parte debido a que la sarta de prueba permite el uso de cierre de fondo (o cercano al tope de la capa). La separación entre el cambio de presión y su derivativa es indicativa de que el pozo presentan daño. Por inspección visual se puede decir que si la separación entre el cambio de presión y su derivativa es mayor que 1 ciclo y medio logarítmico, el pozo está dañado. Basados en el diagnóstico tipo Log-Log podemos aplicar técnicas tipo semi-logarítmicas, método de Horner o MDH (corregidos por efectos tipo multitasa), y calcular parámetros tales como permeabilidad, daño, y presión P^* . A continuación se presenta una gráfica tipo Semi-log aplicada a los dos cierres:

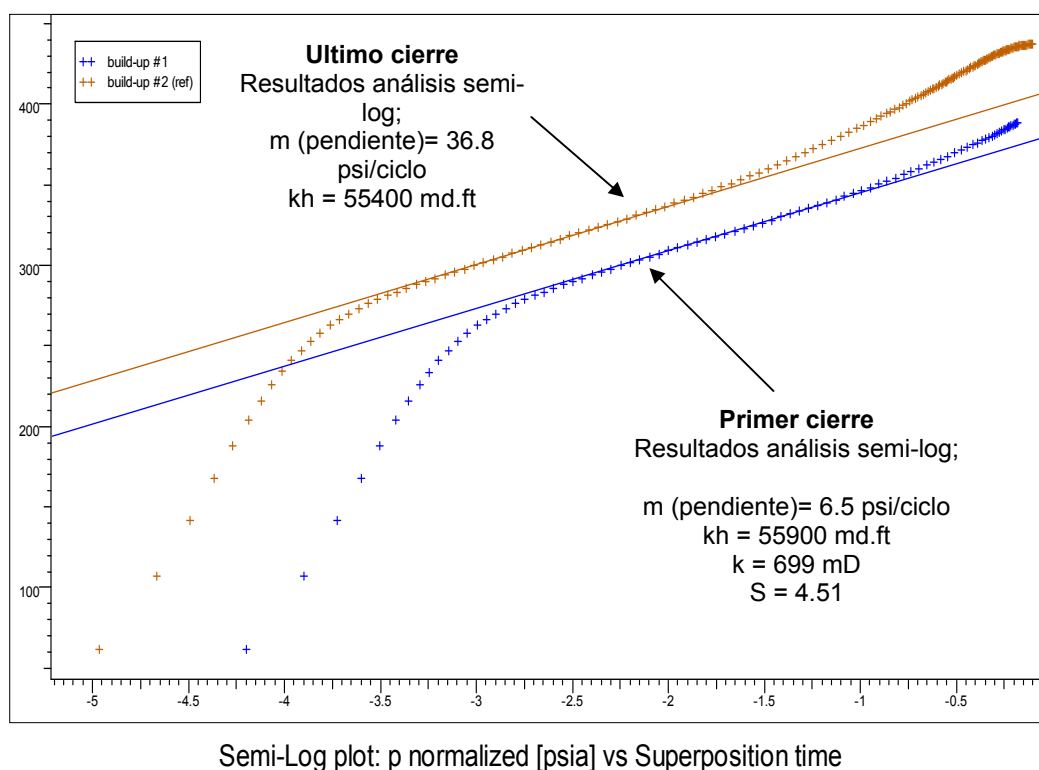


Fig. 3. 47. Gráfica tipo Horner aplicada al primer y último cierre

Se desprende de los resultados obtenidos que, y como debemos esperar, el análisis semi-log provee los mismos resultados en cuanto a parámetros de yacimiento y pozo, usando los datos obtenidos del primer cierre o del último cierre. Aplicando técnicas de curva tipo ahora podemos efectuar análisis a través del modelo de yacimiento que mejor ajuste los datos obtenidos. Con base a la inspección visual de las curvas de diagnóstico (ver Fig. 3.46.) podríamos decir que se trata de un yacimiento con discontinuidades laterales y que se detectaron límites del área de drenaje.

A este efecto y luego de revisar las respuestas que se obtienen según las soluciones dadas por las curvas tipo (ver Capítulo II y sección anterior), podríamos pensar en yacimiento con falla cercana y límite tipo sello o de mantenimiento de presión. Igualmente, podríamos pensar en un yacimiento tipo radial compuesto y límite de mantenimiento de presión o cerrado. Con esto se quiere decir que, independiente del tipo de yacimiento, el efecto de límite es el mismo y hay dos posibilidades: tipo volumétrico o mantenimiento de presión (acuífero activo). A continuación se presenta el ajuste de los datos obtenidos mediante estos dos modelos:

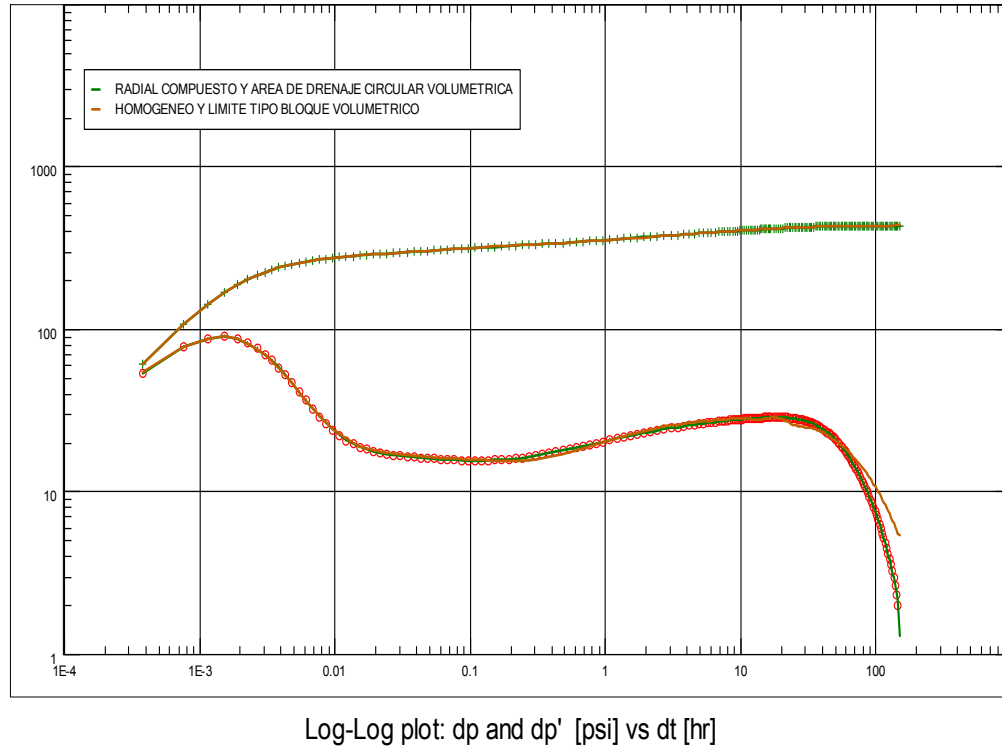


Fig. 3.48. Ajuste de los datos del último cierre mediante dos modelos posibles

Basados en la Inspección visual de la Fig. 3.48., se puede concluir que, desde el punto de vista práctico, los dos modelos son consistentes por lo menos hasta 55 horas del cierre aproximadamente. En realidad, y no debe sorprender, hay más modelos que pueden ajustar los datos. Lo que debemos hacer es integrar la información de geología y sísmica a fin de arribar a una conclusión en cuanto al modelo que más se ajusta y sea más consistente con el resto de la información.

Según sísmica no hay evidencia de falla cercana al pozo. De aquí que el modelo radial compuesto, el cual implica un cambio lateral de las propiedades del yacimiento y fluido (permeabilidad o viscosidad del fluido) a partir de cierta distancia al pozo, es de momento el que más aplica. Sin embargo, de haber dudas en cuanto a esta interpretación se debe de sugerir una prueba tipo extendida debido a que, independientemente del tipo o descripción dinámica del área de drenaje, hay un efecto de límite en este caso volumétrico, el cual

incide directamente en las reservas a recuperar del área de drenaje afectada a este pozo. Debemos recordar siempre que los resultados de evaluación obtenidos deben ser consistentes tanto con la geología como con la sísmica del área de drenaje, aunque dependiendo de la madurez de la cuenca los modelos de geología, por lo general, están sujetos a revisión a medida que se perforan más pozos en el campo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con el modelo radial compuesto, así como la geometría posible del área de drenaje:

$P_i = 5500$ psia
 $k \cdot h = 57600$ md.ft
 $k = 720$ md
 $S_{kin} = 4.83$
 $R_i = 115$ ft
 $M = 2.22$
 $D = 4.82$
 $R_e = 1540$ ft

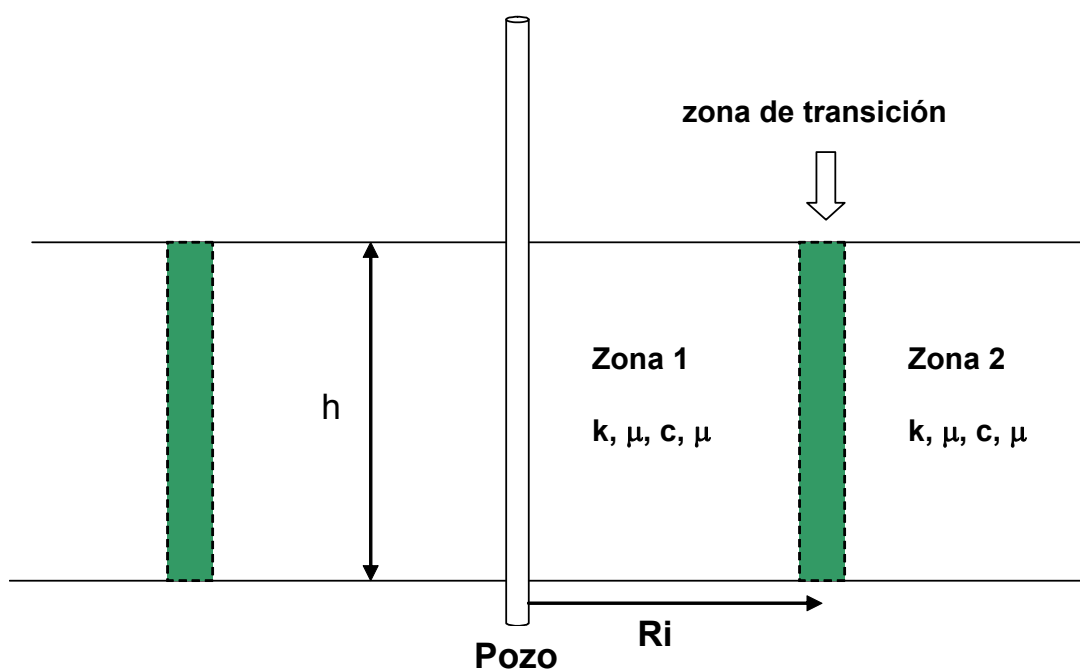


Fig. 3. 49. Modelo de yacimiento aplicado en el ajuste de los datos

Los resultados obtenidos nos permiten inferir que a una distancia R_i del pozo igual 115 ft hay zona de transición que se caracteriza por un cambio en la movilidad “M” definida como (k/μ) zona 1/ (k/μ) zona 2. El valor obtenido para M de 2.22 indica que (k/μ) es mayor en la zona 1 que en la zona 2 por más del doble. Así mismo, la constante de difusividad “D” definida como $(k/\mu\phi c)$ zona 1/ $(k/\mu\phi c)$ zona 2, cuyo valor obtenido del análisis es de 4.82, es indicativo de que el valor de $(k/\mu\phi c)$ en la zona 1 es mayor que la zona 2 (por más de 4 veces).

El área de drenaje está confinada a una geometría tipo círculo cuyo radio es e 1540 ft.

Antes de finalizar con este ejercicio, y a fin de ilustrar la naturaleza no única en cuanto a la solución o modelo usado en la interpretación, de no disponer de información de geología, presentamos en gráfica semi-log la respuesta de presiones correspondientes al último cierre:

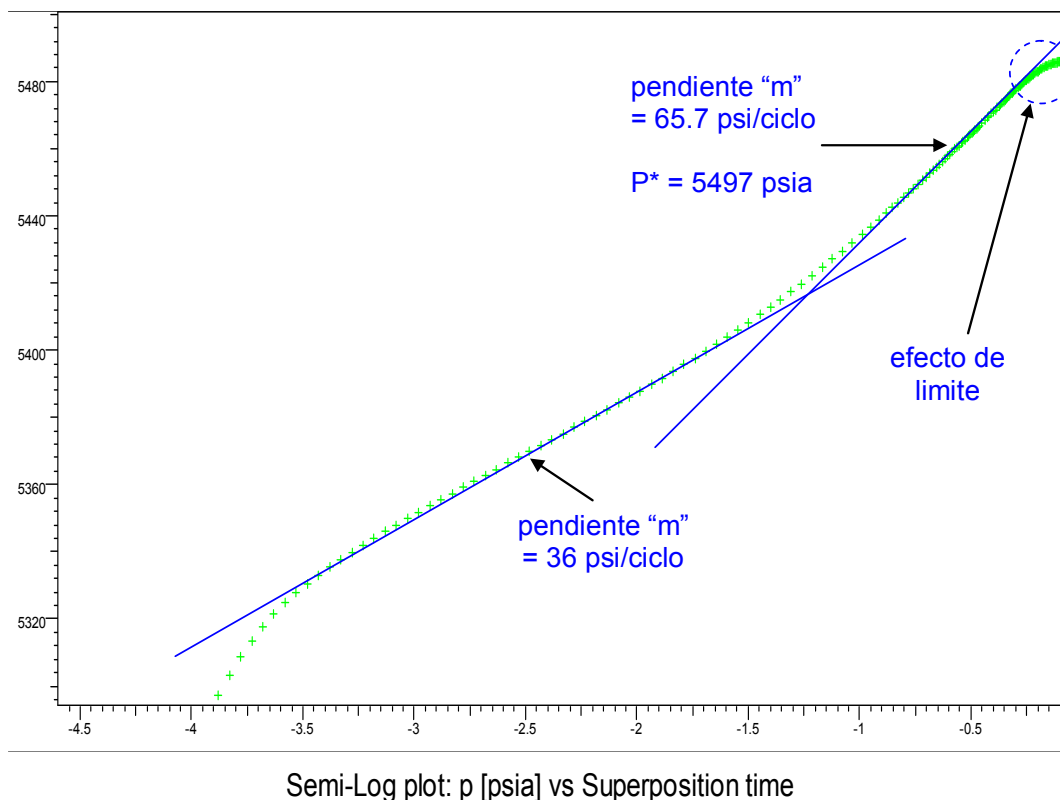


Fig. 3.50. Gráfica tipo Horner aplicada al último cierre

Como se aprecia por los resultados mostrados en la Fig. 3.50., se identifican dos líneas rectas semi-logarítmicas (esta identificación está respaldada por las gráficas de diagnóstico tipo Log-Log en donde las presión derivativa muestra dos estabilizaciones).

Lo que se quiere enfatizar acá es que aunque el valor de la segunda pendiente es cercano al doble del valor de la primera pendiente, lo que sería indicativo de una falla sellante (aunque debe de ser exactamente el doble), en este caso sabemos que no lo es, al integrar información de geología y sísmica. La segunda pendiente se puede usar para el cálculo de la permeabilidad en la zona 2, lo cual nos daría un valor de 362 mD aproximadamente, como es de esperarse, asumiendo el mismo valor para los otros parámetros de yacimiento y fluido en la zona 2 como en la zona 1.

El valor de la P^* obtenido de la segunda recta semi logarítmica es el que debe usarse para el cálculo de la presión media, que en nuestro caso se obtuvo

directamente de la prueba por cuanto los valores finales de la presión se acercan a valor estático de 5485 psia (el cambio de presión al final del cierre es de 0.003 psi/hora).

Consistencia de los resultados

Un proceso, que podemos denominar control de calidad, consiste en verificar que los resultados obtenidos del modelo particular usado en el ajuste de los datos de presión reproducen la historia completa de la prueba (se asume que los datos de presión registrados poseen una calidad tal que se puede efectuar análisis de los mismos, ver Capítulo VI).

A continuación se presenta la simulación de la historia de la prueba:

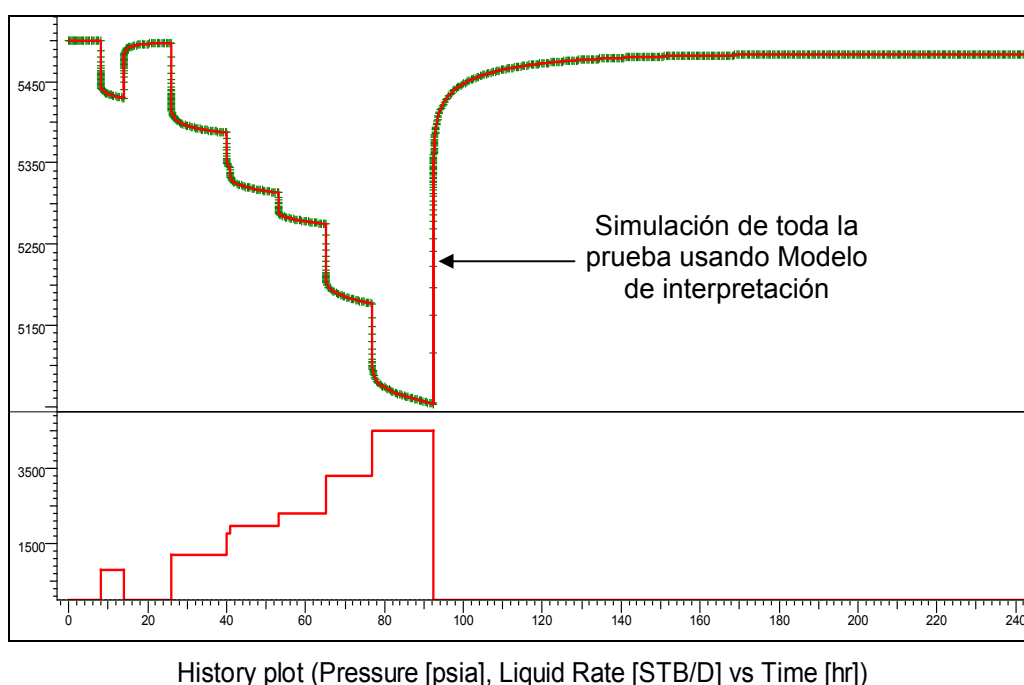


Fig. 3.51. Simulación historia de la prueba usando modelo de interpretación

Como se aprecia en la Fig. 3.51. la solución obtenida del modelo usado para el ajuste de los datos del último cierre permite reproducir la historia de presiones durante toda la prueba.

3.11. Pruebas de Interferencia

En el ambiente de las pruebas, cuando nos referimos a una prueba de interferencia, la misma involucra por lo menos dos pozos (interferencia areal) o dos intervalos o capas en un mismo pozo (interferencia vertical).

A continuación se presentan los objetivos de evaluación que pueden determinarse mediante la aplicación de pruebas de interferencia:

- Probar continuidad de la formación entre pozos.
- Estimado de la anisotropía: determinación de la permeabilidad vertical.
- Determinación del producto porosidad-compresibilidad total.

La introducción clásica del principio de una prueba de interferencia es considerar dos pozos: uno denominado “*el activo*” y otro “*el observador*”. La idea es inducir un cambio en el perfil actual de presiones en el yacimiento, que se logra alterando la condición actual del pozo activo. Por ejemplo, de estar cerrado el pozo, se abre a producción y, de estar en producción, se cierra. El cambio de presión en la formación se registra en el pozo observador, y del análisis de los datos se deriva la información de evaluación. A continuación se ilustra el concepto mediante ejemplo simulado:

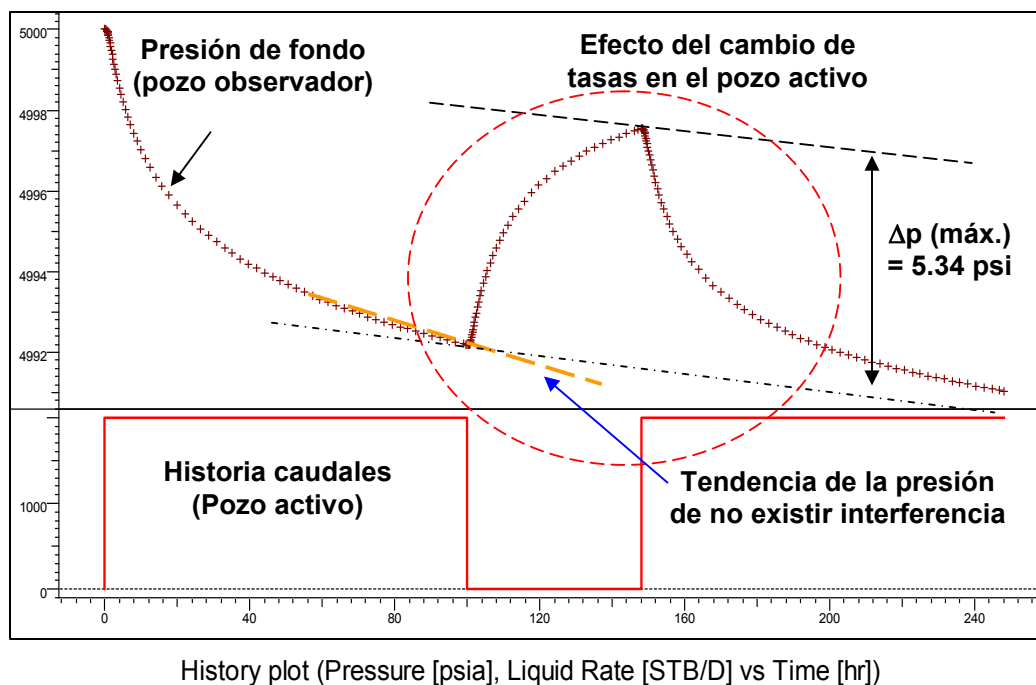


Fig. 3.52. Efecto de Interferencia

En la Fig. 3.52. se muestra la respuesta de la presión de fondo registrada en el pozo observador, localizado, en este caso, a una distancia radial de 2000 ft.

Como se aprecia en la figura, de no existir efecto de interferencia creada por el cierre del pozo activo durante 48 horas, la tendencia sería continuar con la respuesta de la presión, como se aprecia en la figura. La presión en el pozo observador aumenta gradualmente, como consecuencia del cierre del pozo activo, hasta lograr un cambio de presión máximo (en este ejemplo de 5.34 psi). De continuar el pozo activo cerrado, el cambio de presión iría en aumento hasta lograr la estabilización.

Luego del período de cierre, el pozo activo es puesto en producción nuevamente y esto induce de nuevo efecto de interferencia (declina la presión en el pozo observador) y, finalmente, se reasume la tendencia de declinación esperada de presión.

Los cambios de presión registrados en el pozo observador se analizan a fin de determinar los parámetros de yacimiento, como se detallará a continuación.

Como se presentó en el Capítulo II, la solución a la ecuación de difusividad viene dada por la EC. 16.

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} \text{Ei}\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right)$$

Y como se detalla en ese capítulo, se puede aproximar por la expresión:

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

Válida para $\frac{t_D}{r_D^2} > 100$. Sin embargo la diferencia es de sólo un 2% cuando $\frac{t_D}{r_D^2}$ es mayor que 5.

Esta solución define el régimen transiente de flujo denominado tipo infinito (infinite acting), también conocido como “flujo radial”. La solución en forma gráfica de la ecuación define la “curva tipo” aplicable para el análisis de pruebas de interferencia.

$$P_D(r_D, t_D) \quad \text{vs.} \quad \frac{t_D}{r_D^2}$$

Método tipo curva tipo

A manera de ejemplo se puede ilustrar el análisis mediante la técnica de ajuste por curva tipo. Las definiciones adimensionales para la presión y tiempo, en este caso, vienen dadas por:

$$p_D = \frac{kh(p^* - p(r, t))}{141.2qB\mu} \quad (52)$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r^2} \quad (53)$$

De aquí que se pueda obtener la permeabilidad y el producto ϕc_t de los valores resultados del ajuste, usando las siguientes expresiones:

$$k = \frac{141.2qB\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_M \quad (54)$$

$$\phi c_t = \frac{0.0002637k}{r^2 \mu \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_M} \quad (55)$$

Ejemplo

Consideremos dos pozos a fin de ilustrar el efecto de interferencia (asumimos que existe tal efecto) de manera simple. El pozo observador en este caso es un productor, que fluye a una tasa constante de 300 BPD. El pozo activo, el cual estaba cerrado durante 90 horas, se abre a producción por un período de 48 horas, a fin de crear el efecto de interferencia y seguidamente se cierra.

A continuación se ilustra la historia de la prueba.

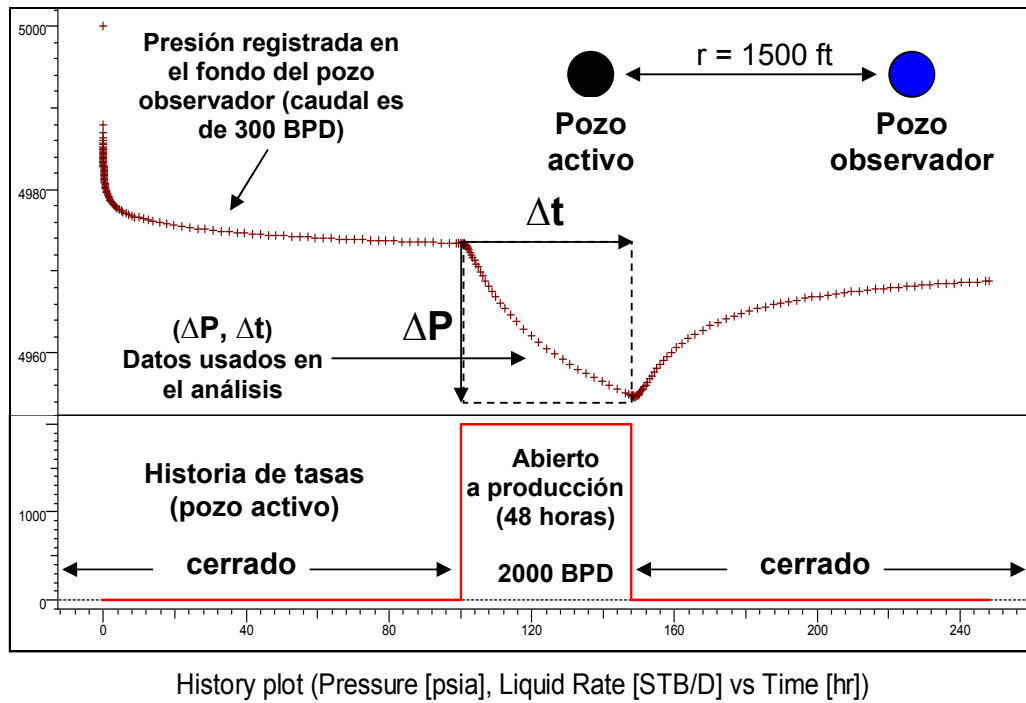


Fig. 3.53. Prueba de interferencia

Asumimos que no hay efecto de daño ni almacenamiento de pozo (pozo activo). Se usaron los siguientes datos para la simulación de la prueba: $P_i = 5000$, $kh = 10000$ md.ft, $r_w = .3$ ft, distancia entre pozos = 1500 ft. $B = 1.30$ BR/BS, $h = 30$ ft, $c_t = 1.25E (-5)$ psi⁻¹, porosidad = 10%, $\mu = 0.487$ cp.

Aplicamos análisis tipo ajuste por curva tipo durante el período de cierre. A continuación se muestra los resultados del ajuste:

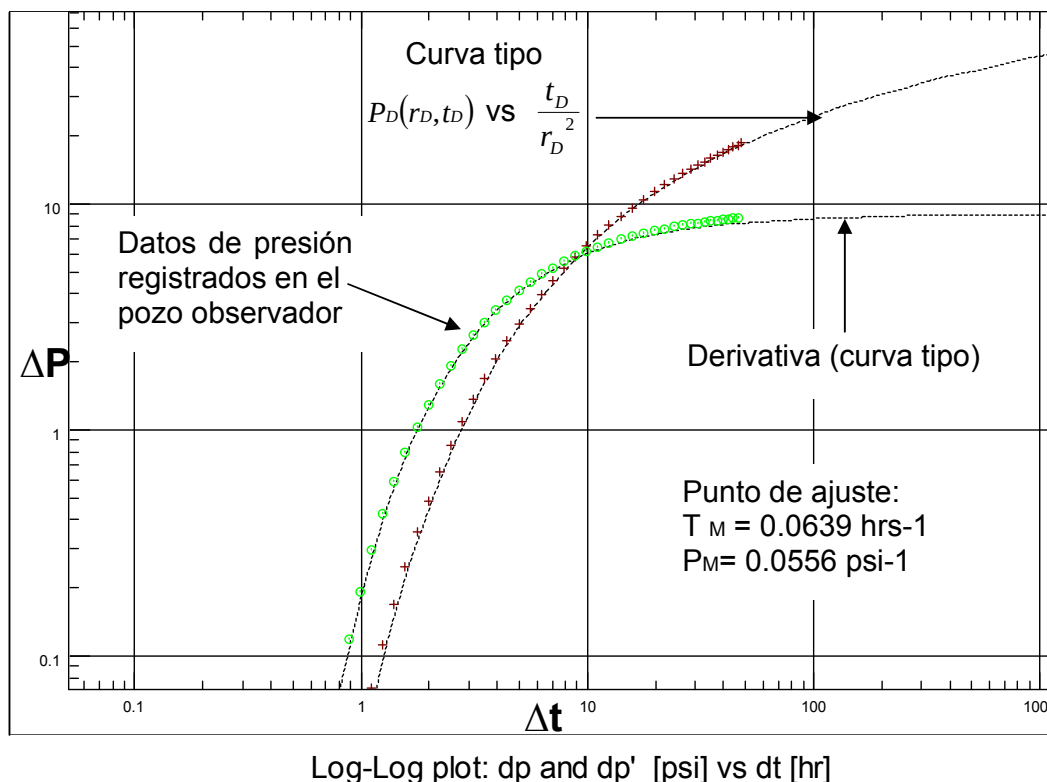


Fig. 3.54. Gráfica tipo log-log. Ajuste mediante curva tipo

La permeabilidad se puede obtener de los valores del punto de ajuste y usando la EC. 54:

$$k = \frac{141.2qB\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_M = \frac{141.2(2000)(1.30)(0.487)}{30} (0.0556) = 331 \text{ md}$$

El producto porosidad-compresibilidad se puede obtener del valor del punto de ajuste para el tiempo y la EC. 55:

$$\phi c_t = \frac{0.0002637k}{r^2 \mu \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_M} = \frac{0.0002637(331)}{(1500)^2 (0.4875)(0.0639)} = 1.24 \cdot 10^{-6} (\text{psi})^{-1}$$

Faltó mencionar que como premisa debemos de tener completados los dos pozos en el mismo yacimiento. Cuando se opta por la prueba de interferencia, es porque existen incertidumbres en cuanto a la conectividad hidráulica de los pozos, aún estando completados en la misma formación.

Esto puede deberse, entre otras situaciones, a la existencia de falla sellante entre los pozos objeto de la prueba, y se requiere corroborar su existencia. En

nuestro ejemplo de ilustración, se asumió que hay efecto de interferencia (y es medible) con el fin de presentar el método de análisis. Se sugiere realizar diseño de la prueba antes de realizar la misma y determinar cuál es el tiempo necesario y el cambio de magnitud de la tasa del pozo activo, de manera que permita observar el efecto (ser medible con los sensores de presión) en el pozo observador.

Método Semi-log

Al igual que para el análisis de pruebas explicado en secciones anteriores, en el caso de interferencia se pueden aplicar métodos de diagnóstico tipo semi-log, siempre y cuando se logre el régimen de flujo radial infinito, lo que depende del tiempo de duración de la prueba.

Basados en la EC. 16 (ver Capítulo II) y expresando la relación en términos dimensionalizados, la presión en el pozo observador viene dada por:

$$p_{obs} = p_{1hr} + m \log t \quad (56)$$

La EC. 56 es válida siempre y cuando $\frac{t_D}{r_D^2} > 100$

Aunque en la práctica se obtienen resultados confiables (es decir se muestra la línea recta semi-logarítmica) para valores de $\frac{t_D}{r_D^2} > 10$, con un porcentaje de error del 1%, como veremos en algunos casos de campo. Igualmente la identificación de la línea recta se deduce de la gráfica de diagnóstico de la presión y su derivativa (la estabilización de la misma).

En la EC. 56. p_{1hr} y m se definen como:

$$m = \frac{-162.6qB\mu}{kh} \quad (57) \quad p_{1hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r^2} \right) - 3.2275 \right] \quad (58)$$

Del valor de la pendiente m , se obtiene la permeabilidad del yacimiento y de la EC. 58 se puede obtener el valor del producto porosidad-compresibilidad:

$$\phi c_t = \frac{k}{r^2 \mu} \text{anti log} \left(\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - 3.2275 \right) \quad (59)$$

En la EC. 59, el factor de daño no aparece porque se asume que para efectos de este análisis el pozo observador no produce. Sin embargo y relacionado con el efecto de almacenamiento de pozo y daño en el pozo activo, se recomienda

(y esto para efectos de diseño, ver Capítulo VI) que el tiempo de la prueba, o expresado en forma adimensional, el factor t_D/r_D^2 , cumpla con la relación:

$$\frac{t_D}{r_D} > (230 + 15s) \left(\frac{C_D}{r_D^2} \right)^{0.86} \quad (60)$$

3.11.1. Pruebas de interferencia tipo pulsos

Las pruebas de interferencia tipo pulsos consisten en someter al pozo activo a un tren controlado de pulsos (aperturas y cierres de producción) y monitorear la respuesta de la presión en el pozo observador.

A continuación se presenta un ejemplo de la respuesta de presión asociada a una prueba tipo pulso:

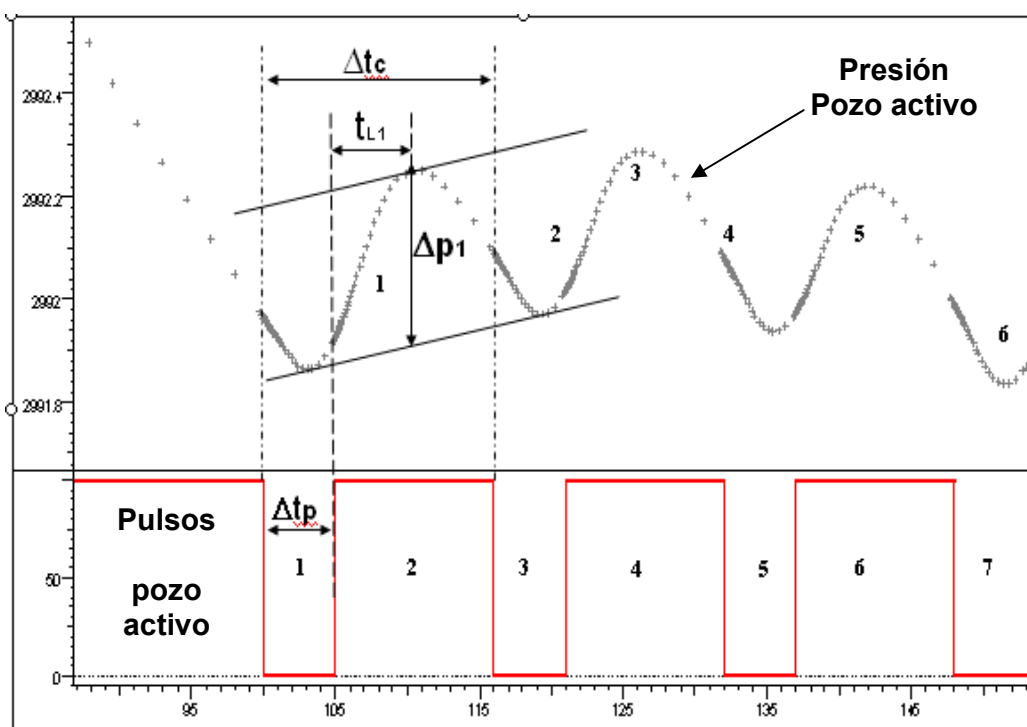


Fig. 3.55. Historia de prueba de interferencia tipo pulso

En la Fig. 3.55. se muestra la respuesta de la presión en el pozo observador, como consecuencia de la serie de “pulsos” originados en el pozo activo. Igualmente, se muestran parámetros en cuanto a la caracterización de los pulsos (número y los picos de presión causados):

1, 2, 3, número de pulsos.

Δtp : tiempo de duración del período de cierre del pulso.

t_{L1} : duración entre el final del pulso y el pico de presión causado por el mismo.

Δp_1 : magnitud del cambio de presión, causado por el pulso: distancia vertical entre las dos líneas mostradas en la figura (la línea superior es paralela a la inferior).

Δt_c : duración del período de cierre y producción (ver Fig. 3.55.).

Una ventaja sobre la prueba de interferencia, explicada en la sección anterior, es que el efecto de interferencia es más evidente, debido a que se repite el mismo, y de aquí que se pueda atribuir con mayor certidumbre el cambio de presión, como consecuencia del pozo activo y no a efectos del propio pozo observador.

En muchos casos, la duración de los pulsos es relativamente corta, de aquí que el cambio de presión a esperar, es decir, la magnitud del mismo sea pequeña, y se requiere de diseño previo de la prueba para asegurar que el sensor de presión usado en el registro de los datos en el pozo observador posea la resolución apropiada de manera tal que pueda registrar dicho cambio.

Aunque existen varios métodos de análisis, según diferentes autores éste es muy detallado e involucra el hecho de disponer de gráficas o correlaciones para la respuesta de cada pulso, pero no se presenta en este libro. Se recomienda al lector interesado en ahondar en este tema consultar las referencias de este capítulo. La mayoría de los softwares comerciales disponen de la técnica para el análisis de los datos de interferencia. Igualmente para el caso de pruebas de interferencia vertical, cuyo objetivo de evaluación es el de determinar la permeabilidad vertical de la formación, recomendamos su lectura en las referencias.

3.11.2. Implementación de pruebas de interferencia

Aunque en general se puede decir que cualquier prueba requiere de condiciones de campo y procedimientos operacionales apropiados para la obtención de los objetivos, en el caso particular de las pruebas de interferencia, tanto el diseño de la prueba como la tecnología usada en la implementación de la prueba (equipos, sensores de presión apropiados, sistema de lectura en tiempo real) son aspectos críticos.

A fin de ilustrar este punto, se presenta a continuación un ejemplo simulado de la respuesta de la presión en el pozo observador, que estaba en producción y luego se cerró justo al iniciarse un tren de pulsos en el pozo activo (no se sugiere este procedimiento y sólo se presenta con el fin de ilustrar las consecuencias).

El cambio de presión a esperar en el pozo observador, según diseño, está en el rango de 0.1 a 0.3 psi.

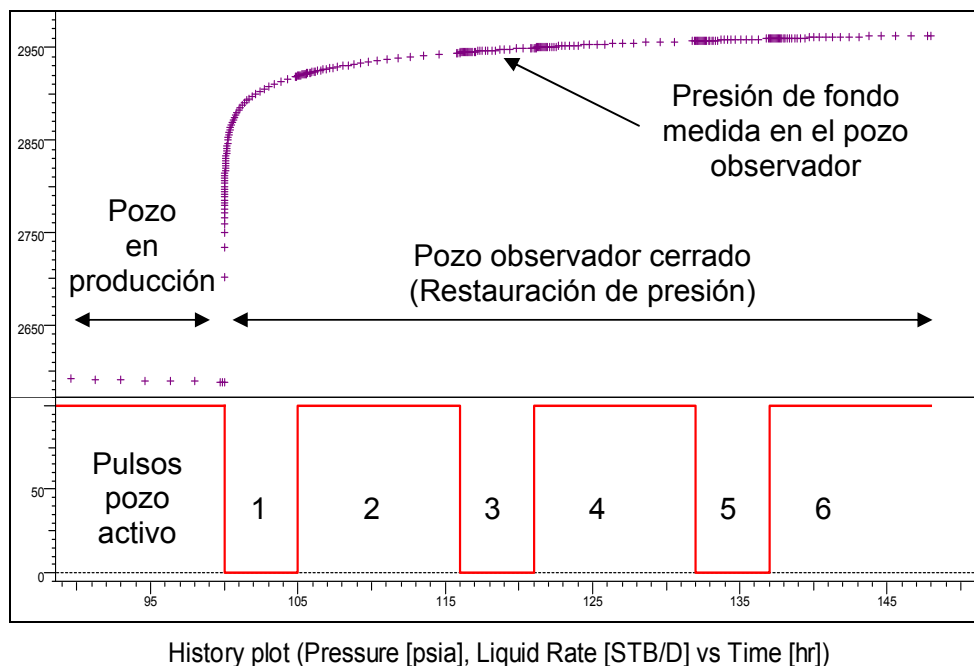


Fig. 3.56. Prueba de pulso

Como se puede apreciar en la Fig. 3.56., no es tan evidente mediante inspección visual el efecto de interferencia. Llevado a la práctica o a nivel de campo es posible que no se logre distinguir el efecto, sobre todo si el sensor de presión tienen una resolución mayor que 0.3 psi.

Por ello resulta conveniente realizar mediante diseño el cálculo de los parámetros tal que se logre una magnitud para el cambio de presión que sea mayor (o por lo menos medible y resolutivo) y que permita distinguir el efecto de los pulsos sobre la conducta de presión actual del pozo observador (el cual está en proceso de restauración de presión).

Por ejemplo, podemos incrementar la magnitud de la tasa de los pulsos y el procedimiento de prueba.

A continuación se presenta un ejemplo simulado usando los mismos datos del ejemplo anterior, pero cambiando el inicio del tren de pulsos en el pozo activo, así como la magnitud de los mismos (20 veces mayor).

La magnitud del cambio de presión a esperar en el pozo observador debe ser aproximadamente de 7 psi.

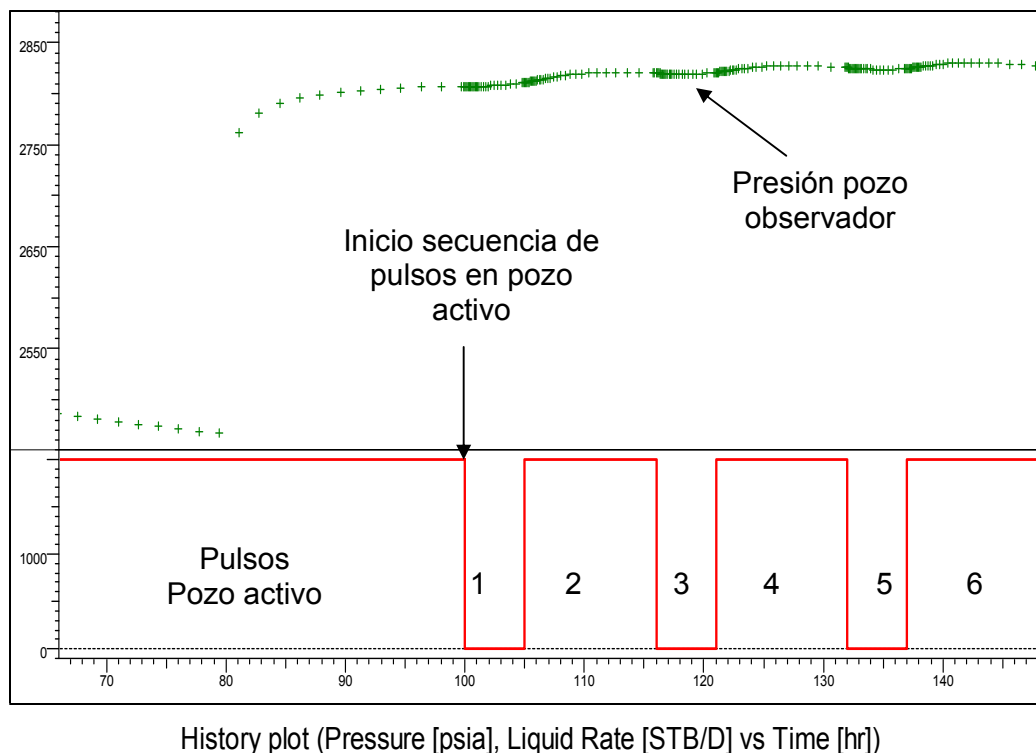


Fig. 3.57. Prueba tipo pulso

En este caso es visible el efecto del tren de pulsos y de no presentarse fugas durante el cierre ni ruido asociado con el sensor de presión deberíamos concluir que el pozo activo y el observador están comunicados dinámicamente.

3.12. Práctica usada en el proceso de ajuste mediante curva tipo. No unicidad de la solución.

Una característica inherente en la interpretación de los datos de presión, que es válida para todas las pruebas, pero de mayor impacto en el caso de pozos exploratorios, es la no-unicidad en cuanto a definir el verdadero modelo de interpretación o solución (curva tipo) aplicable para el análisis de los datos, sobre todo si no se dispone de información de geología, sísmica, análisis petrofísico, estudios de corona, composición del fluido, por mencionar algunos, al momento de realizar el análisis.

Es decir, puede que existan varios modelos teóricos de yacimiento y pozo, y que cualquiera de ellos se puede considerar como la solución (llamémosla matemática) asociada con la respuesta de los datos de presión registrados durante la prueba.

A fin de ilustrar este punto, a continuación se presentan los resultados de simulación obtenida vía diseño (ver Capítulo VI) de la respuesta de los datos de presión a esperar durante una prueba de presión, realizada en un pozo completado en un yacimiento homogéneo y sin límites (denominado

matemáticamente infinito) y que considera la existencia de discontinuidades, en este caso, la de una falla sellante localizada a una distancia radial de 100 ft medida desde el pozo.

A continuación se muestran las gráficas de diagnóstico que exhiben el cambio de la presión registrada durante el período de fluencia y su correspondiente presión derivativa:

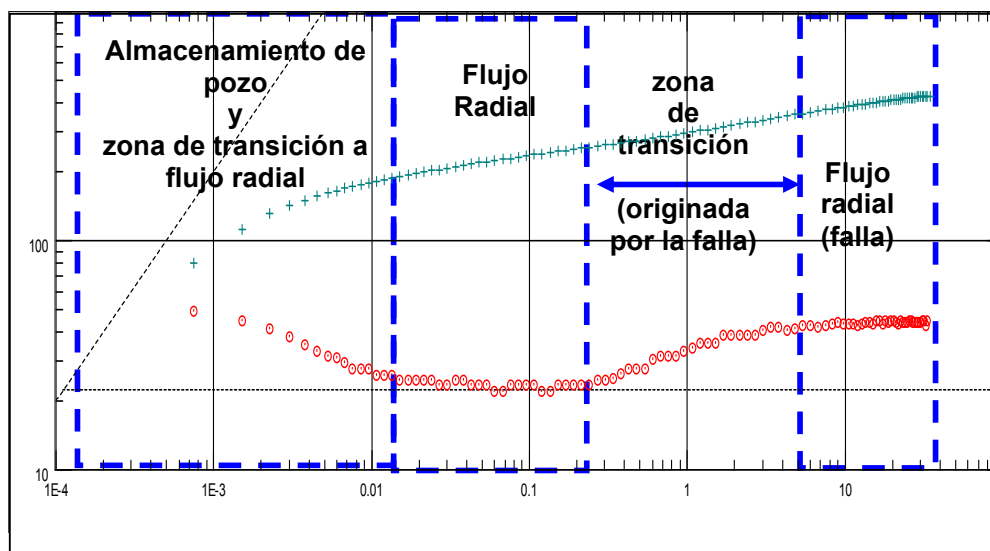


Fig. 3.58. Gráfica tipo Log-Log. Presión y Presión derivativa vs. Log del tiempo de prueba (35 hrs. de duración). Falla localizada a 100 ft del pozo.

Asumimos que los datos generados corresponden a los registrados durante una prueba y procederemos a realizar el análisis de los mismos. La sola inspección visual de las gráficas de diagnóstico es, en muchos casos, resolutive para definir el modelo inicial o solución aplicable para el análisis de los datos.

Aún cuando en la práctica pueden derivarse los parámetros básicos de yacimiento (la permeabilidad) y del pozo (el daño) de forma manual, es deseable contar con software para realizar el análisis de los datos (la mayoría de éstos disponen de un banco de modelos actualizados constantemente), en parte porque nos puede indicar la existencia de varios modelos posibles de ajuste o soluciones.

A continuación se presenta el resultado del ajuste o simulación de los datos mediante software, considerando cuatro posibles modelos.

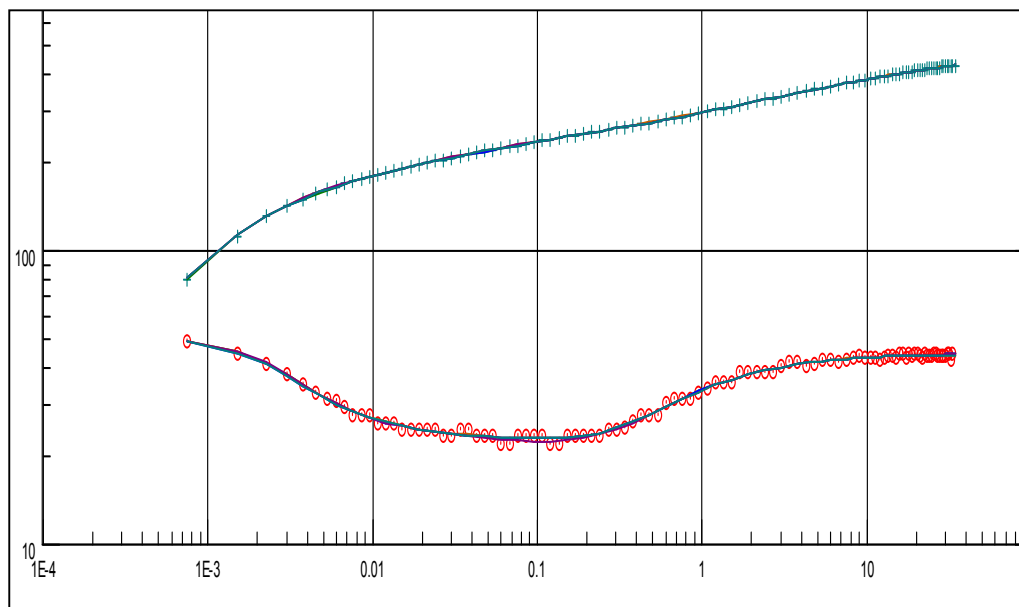


Fig. 3.59. Simulación usando cuatro modelos diferentes. Todos los modelos convergen a la misma solución

Los cuatro modelos ajustan perfectamente los datos. De hecho no se pueden apreciar las diferentes soluciones porque todas convergen en la misma solución. Los cuatro modelos usados para el ajuste (ver Capítulo II y Apéndice A) son:

- a) Radial Compuesto (asume un cambio lateral de la movilidad).
- b) Doble porosidad. Modelo transiente (existencia de fracturas naturales).
- c) Doble permeabilidad (asume contraste de permeabilidad).
- d) Pozo ubicado en un compartimiento o bloque. Uno de los lados dista 100 ft del pozo. El yacimiento es homogéneo al igual que la solución, pero considera un sistema cerrado, es decir, limitado.

Aunque cualquiera de los cuatro modelos es una solución probable desde el punto de vista matemático, el desarrollo de cada uno de ellos está basado en un modelo geológico y dinámico diferente (ver Apéndice A). Por ejemplo, a diferencia del modelo de yacimiento homogéneo y falla cercana al pozo (que es la solución), el modelo radial compuesto asume que hay un cambio en la movilidad lateral (razón permeabilidad/viscosidad) del área de drenaje del pozo a partir de cierta distancia radial al mismo (no hay falla geológica).

Similar situación tenemos con los otros modelos: la solución que considera el modelo de doble porosidad asume que el yacimiento es naturalmente fracturado, es decir, contenedor de fracturas naturales, que no es el caso. El modelo de doble permeabilidad asume que existe un gran contraste de permeabilidades en el yacimiento: zonas de alta y zonas de baja permeabilidad (tampoco es nuestro caso). Finalmente, el modelo de pozo ubicado en bloque

puede que sea compatible con la solución, puesto que uno de los lados está a 100 ft del pozo, que simularía ser la falla. Sin embargo, sabemos que la solución no considera límites (sistema infinito).

Sobre la base de lo explicado en la sección anterior, no nos debe extrañar que varios modelos ajusten los datos de presión registrados, ya que esto se logra mediante el método de regresión no-lineal (ajuste automático de los datos reales con el modelo elegido, incluidos como parte del procesamiento de los datos de casi todos los softwares). El resultado del ajuste es proveer los parámetros de yacimiento que identifican y caracterizan el modelo particular y su valor es tal que garantiza un ajuste con el mínimo de error.

De aquí que en nuestro caso se logró el proceso de ajuste aplicando los cuatro modelos y que cada uno de ellos sea una posible solución desde el punto de vista matemático y no necesariamente físico.

En la práctica, como se mencionó anteriormente, la incertidumbre en cuanto a la identificación del modelo se minimiza al incorporar información de geología y sísmica, completación del pozo, y la composición del fluido productor.

En línea con lo anterior y a modo de reflexión, el mayor desafío de nuestra tarea como interpretes es poder identificar cual es el verdadero modelo de interpretación aplicable en cada caso o saber elegir el que presente el menor grado de incertidumbre.

3.13. Método de la Deconvolucion ⁽¹³⁾⁻⁽¹⁹⁾

En las secciones anteriores se presentaron las técnicas de superposición utilizadas para el análisis de un solo periodo de flujo, bien sea de restauración o fluencia, considerando de que la historia de producción previa a este puede ser variable, por ejemplo el análisis del último periodo de flujo de un tren de fluencias, se puede realizar mediante la EC. 26. Igualmente la EC. 39, es usada para el análisis del periodo de cierre, en el caso de que se tenga un tren de fluencias a caudales variables, como historia de producción previa al periodo de cierre que se requiera analizar.

En realidad las ecuaciones 26 y 39, son aproximaciones derivadas de la aplicación del teorema de superposición, presentado por Van Everdingen and Hurts en el año 1949, y que relaciona la presión de fondo medida a caudales variables, con la caída de presión a nivel de formación, considerando un caudal constante. A continuación se presenta el teorema de superposición:

$$P_{wD}(t_D) = \int_0^{t_D} q_D(\tau) P'_D(t_D - \tau) d\tau + s q_D(t_D) \quad (61)$$

P_{wD} , es el valor de la presión adimensional de fluencia del pozo para el tiempo t_D , asumiendo el inicio del periodo de fluencia a un tiempo $t_D = 0$. La expresión dada por la EC. 61, se conoce como integral de *convolucion*.

En donde:

$$q_D(t_D) = \frac{q_{sf}(t)}{q_{ref}} \quad \text{Siendo } q_{ref} = Bq \quad (62)$$

$$P_{wD}(t_D) = \frac{2\pi kh}{\mu q_{ref}} [P_i - P_{wf}(t)] \quad (63)$$

$$P'_D(t_D) = \frac{dp_D}{dt_D} \quad (64)$$

P_D , es la solución de la presión adimensional de la formación asumiendo un caudal constante, y q_D es el caudal adimensional a condiciones de fondo, el cual asumiendo una constante de almacenamiento de pozo C_D , constante, viene dado por $q_D = 1 - C_D \frac{dP_{wD}}{dt_D}$.

La integral de convolucion (EC.61) se puede aproximar mediante la suma de Rieman, lo que nos daría la expresión que permite el cálculo de la presión de fondo fluyente al tiempo t_n , durante una prueba multitasa y de caudal variable, asumiendo que la presión de la formación es de tendencia logarítmica:

$$\frac{\Delta P_{wf}(t_n)}{q_D(t_n)} = m \sum_{i=1}^{i=n} \frac{[q_D(t_i + 1) - q_D(t_i)] \log(t_n - t_i)}{q_D(t_n)} + b \quad (65)$$

La EC.65 es similar a la EC.26, ya presentada con anterioridad.

Esta manera de introducir el método de *deconvolucion*, es para enfatizar que el análisis de los datos de presión en el caso de caudales variables, por lo general se apoya en el método de convolucion y en el que se asume que la presión de la formación, es de tendencia logarítmica, o se basa en modelo predeterminado lo cual puede no ser cierto. Sin embargo es posible determinar la presión de la formación, sin asumir ningún modelo predeterminado, si se dispone de la medición de presión de fondo, así como de los caudales registrados durante la prueba.

A continuación se presenta la expresión que relaciona la presión registrada en el fondo del pozo, y la presión de la formación a caudal constante:

$$P_{wD} = \int_0^{t_D} q'_D(\tau) P_{sD}(t_D - \tau) d\tau \quad (66)$$

En donde P_{wD} es la presión adimensional registrada en el fondo del pozo, q'_D es la razón de cambio de la tasa adimensional con el tiempo, y P_{sD} es la caída de presión adimensional, que relaciona la presión de la formación a caudal constante. Resolver la EC.66., permite obtener la presión de la formación a caudal constante, y esta sería la presión objeto de análisis, usando los modelos de reservorio existentes.

Un método simple y analítico (aunque no práctico, como se verá más adelante) para la solución de la EC. 66, está basado en la transformada de Laplace. En el espacio de Laplace, la Ec.66 viene dada por:

$$\bar{P}_{wD} = S \bar{q}_D \bar{P}_{sD} \quad \text{de aquí que} \quad \bar{P}_{sD} = \frac{\bar{P}_{wD}(s)}{S \bar{q}_D(s)}$$

P_{sD} se puede obtener mediante inversión de la transformada de Laplace:

$$P_{sD}(t_D) = \int_0^{t_D} \kappa(\tau) P_{wD}(t_D - \tau) d\tau \quad (67) \quad \text{en donde} \quad \kappa(t_D) = L^{-1} \left(\frac{1}{s \bar{q}_D(s)} \right)$$

Resumiendo, P_{sD} representa la caída de la presión (adimensional) a nivel de formación en función del tiempo y a un caudal constante. La solución obtenida para la misma, es la que deberíamos de simular mediante los modelos de yacimiento, por cuanto el desarrollo de las soluciones para la presión derivadas de estos modelos, (algunas de las cuales se presentan en el apéndice A, de este manual) asume que el pozo produce a un caudal constante.

Con el fin de visualizar los beneficios de este método, presentaremos un caso simulado en donde se aplicaran los métodos básicos de análisis presentados en este capítulo, así como el método de *deconvolucion*.

A continuación se presenta la historia de la prueba.

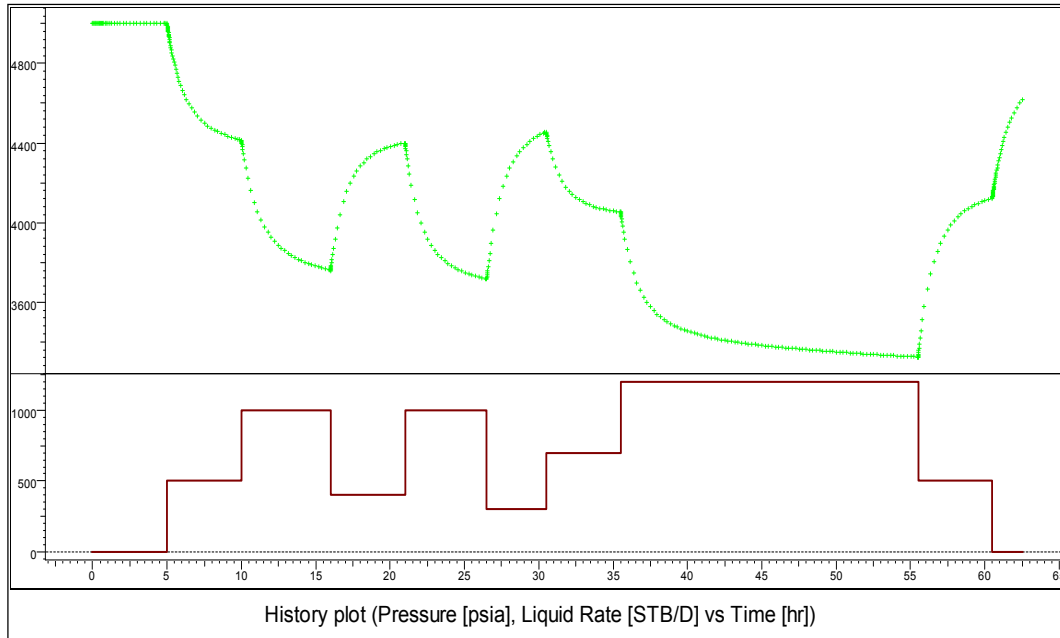


Fig. 3.60. Historia de la prueba.

La historia de la prueba, consiste principalmente de varios periodos de producción a valores de tasas diferentes, y un cierre final de muy corta duración (2 horas).

La duración y valor de la tasa en cada periodo se presenta a continuación.

Duración del evento	Tasa de producción
horas	STB/D
5	0
5	500
6	1000
5	400
5	1000
4	300
5	700
20	1200
5	500
2 (cierre)	0

Aunque el último y único periodo de cierre, de por si no es de una duración común en la práctica (salvo en las pruebas en donde se usa el probador de formación) se presenta a continuación el diagnostico del mismo, vía grafica log-log de la presión y su derivativa, con el fin de mostrar una aplicación del método de deconvolucion.

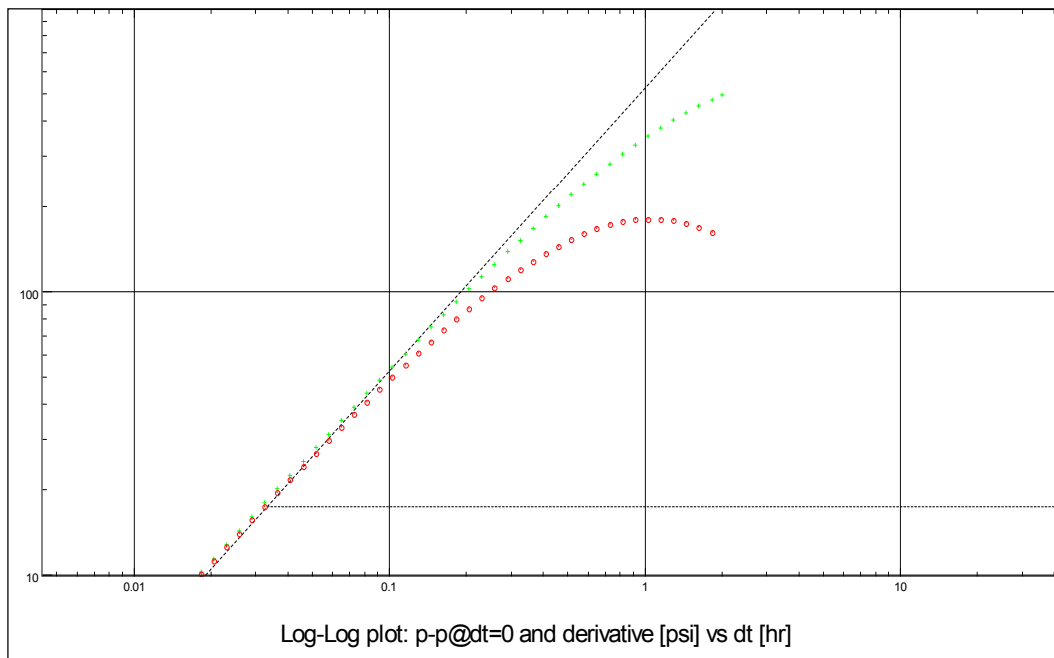


Fig. 3.61. Gráfica de diagnostico aplicada al periodo de cierre.

Solo basados en inspección visual de la Fig.3.61., se aprecia que la respuesta de la presión está afectada por el almacenamiento de pozo. Aplicando la regla del ciclo y medio logarítmico (ver secciones anteriores) la duración mínima del periodo de cierre, debería ser de 10 horas como mínimo, a fin de alcanzar el inicio del régimen de flujo radial.

Sin embargo el análisis del periodo de cierre es posible, asumiendo claro esta de que de la tendencia que se observa para la caída de presión, es la que se espera continúe hasta alcanzar flujo radial. Igualmente debemos asumir el tipo de yacimiento, por ejemplo homogéneo, así como de que no existen discontinuidades cercanas al pozo. En otras palabras podemos derivar del análisis del periodo de cierre, de tan solo 2 horas de duración, los parámetros de yacimiento básicos como lo son permeabilidad y daño, en el entendido de que los resultados deben de considerarse cualitativos y objeto de discusión.

A continuación aplicaremos el método de *deconvolucion*, es decir trataremos de calcular la respuesta de la presión a un caudal constante, es decir la presión mostrada en la Fig.3.60. es la respuesta de la presión inducida por las tasas variables, y lo que queremos es la respuesta de la formación, la cual es la representativa de una sola tasa y cuya duración es la total de la prueba que en este caso es de 62.5 horas. Usaremos el proceso de *deconvolucion* que está disponible en el software Saphir. En el mercado hay otros programas comerciales, que pueden disponer de otros métodos, o procesos diferentes para la deconvolucion.

A continuación se presenta la solución para la presión de la formación, obtenida vía *deconvolucion*:

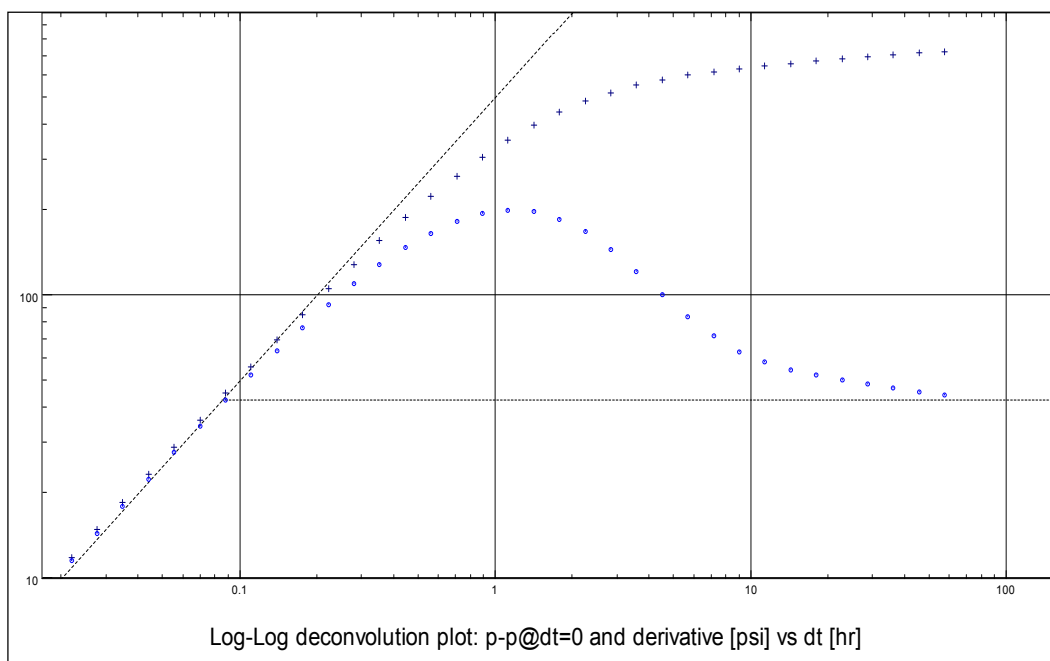


Fig. 3.62. Presión de la formación obtenida vía deconvolucion.

Inspección visual de la Fig. 3.62., muestra de que se logra alcanzar régimen de flujo radial, y que la duración de la fluencia es de 57.5 horas, que es tiempo total de duración de la prueba.

El siguiente paso es el de analizar este y único periodo de fluencia, con la técnicas ya presentadas en secciones anteriores. Un beneficio que se obtiene de este método, es el que se puede verificar que la tendencia de la presión es

la de alcanzar flujo radial, como primer régimen de flujo, luego de los efectos de almacenamiento de pozo.

Esto implica de que si bien podemos realizar análisis, aunque limitado, usando los datos de presión registrados durante el periodo corto de cierre, la respuesta obtenida de la presión vía *deconvolución*, si permite obtener los parámetros de yacimiento y pozo, como lo son la permeabilidad y daño, con un alto grado de certidumbre, por cuanto se tiene una buena definición de flujo radial.

A continuación se presenta a simulación de los datos de presión obtenidos vía deconvolución:

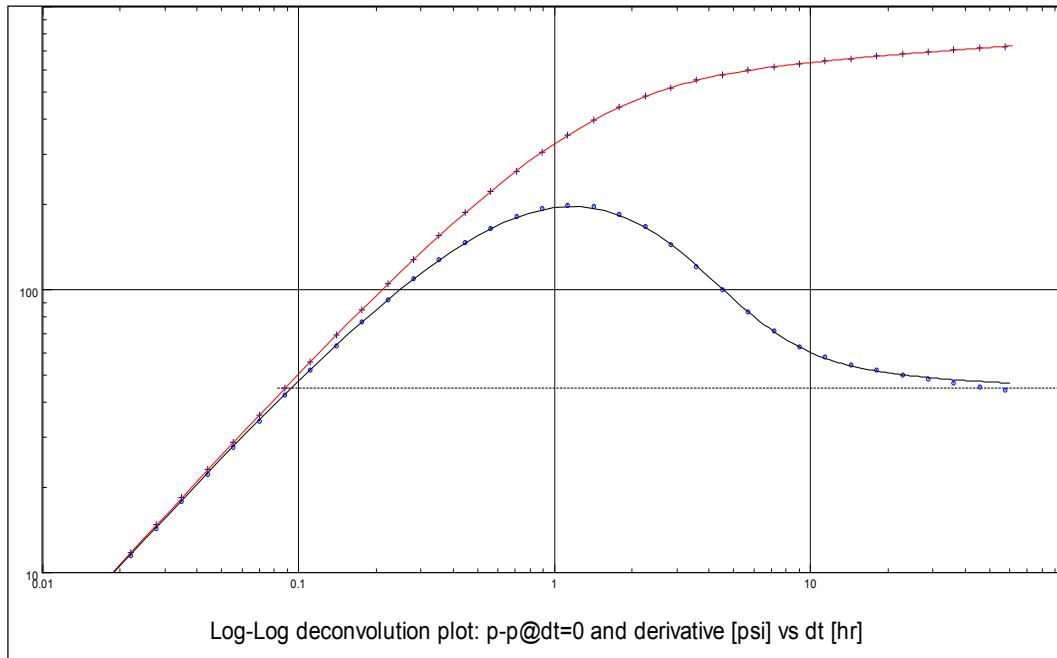


Fig. 3.63. Simulación de los datos de presión obtenidos vía deconvolución, mediante modelo homogéneo.

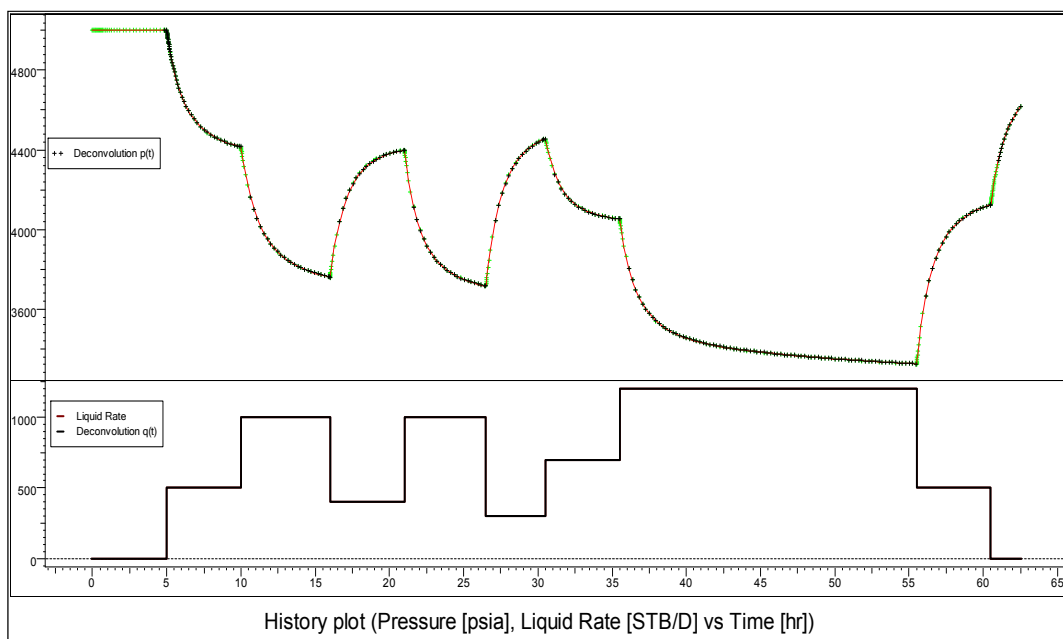


Fig.3.64. Simulación historia de presiones y tasas de la prueba.

El ejemplo anterior debe de considerarse simple, y solo pretende ilustrar el método de deconvolucion. Hay otras aplicaciones del método, las cuales no se presentan en este manual, pero que reflejan su uso potencial, por ejemplo en el análisis de datos de presión y producción registrados mediante sensores de presión permanentes, los cuales se caracterizan por ser datos registrados durante periodos de tiempo de larga duración (meses, años).

Sin embargo y de acuerdo a la literatura, a pesar de que el concepto de deconvolucion data del año 1949, no es sino a partir del la década del 2006 que se muestran algunas aplicaciones exitosas del método. La dificultad principal está en que la solución dada por la EC. 66, representa un proceso matemático de *suavizado*, y la solución en muchos casos no es coherente, debido a inestabilidades matemáticas. Este método ya está incorporado en los programas comerciales y forma parte de la rutina de análisis. Se sugiere al lector interesado en profundizar en este tema, consultar las referencias al final del capítulo.

Bibliografía

1. Advances in Well Test Analysis: Monografía de la SPE. Volumen 5 (1977).
2. Imperial College Well Test Analysis course book, by Alain Gringarten (2000).
3. Software Saphir. KAPPA engineering (kappaeng.com).
4. "A new set of type curves simplifies well test analysis". Bourdet et al. World Oil publication (1983).
5. Well Test Analysis with Changing Wellbore Storage. P.S. Hegeman, D.L. Hallford, and J.A. Joseph, SPEFE (September 1993) 201; Trans. AIME, 295.
6. Well Test Interpretation. Schlumberger (slb.com).
7. Brigham, W.E.: "Planning and analysis of pulse tests". J. Pet. Tech. (Mayo 1970).
8. Prats, M. and Scott, J.B. "Effect of wellbore storage on pulse test pressure response" J. Pet. Tech. (June 1975).
9. Ramey, Henry J., Jr. "Interference analysis for anisotropic reservoirs" -a case history J. Pet. Tech. (October 1975).
10. Burns William A. "New single well test for determining vertical permeability" J. Pet. Tech. (Junio 1969).
11. Prats Michael: "a method for determining the net vertical permeability near a well from in situ measurements" J. Pet. Tech. (Mayo 1970).
12. Ogbe, David "Interference testing: recent advances and future challenges". SPE Distinguished Lecture series (2003-2004).
13. SPE Distinguished Author Series: Listening to the Reservoir- Interpreting data from Permanent Downhole gauges. Roland Horne, JPT (December 2007)
14. SPE 71574: "Deconvolution of Well Test Data as a Nonlinear Total Least Squares Problem", Thomas von Schroeter, Florian Hollaender, Alain C. Gringarten, Imperial College (2001).
15. SPE 77688: "Analysis of Well Test Data From Permanent Downhole Gauges by Deconvolution", Thomas von Schroeter, Florian Hollaender, Alain C. Gringarten, Imperial College (2002).

16. SPE 84290: "Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to Analysis of Real Well Tests", Michael M. Levitan, BP (2003)
17. SPE 90680: "Practical Considerations for Pressure-Rate Deconvolution of Well Test Data", Michael M. Levitan, BP (2004).
18. Da Prat, G: "Well test analysis for fractured reservoir evaluation. Ch.1 Elsevier Publishing. Developments in Petroleum science, 27 (1990)
19. Van Everdingen, A.F. and Hurst W. The application of the Laplace transformation to Flow problems in Reservoirs. Transactions AIME, 186:305-324. SPE 949305-G

Capítulo IV

PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS

CAPÍTULO IV

PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS

4.1. Introducción

Aunque, como veremos en este capítulo, la metodología de análisis de pruebas de presión transiente en pozos de gas sigue los mismos lineamientos que se presentan en el Capítulo III, es necesario dedicar un capítulo aparte para el caso de gas, a fin de enfatizar el proceso de linearización de la ecuación de difusividad, ya que a diferencia del caso de petróleo no podemos considerar al gas como fluido poco compresible sino dependiente de la presión, al igual que la viscosidad. Otra diferencia importante en el caso de pruebas en pozos de gas es el factor de daño, como veremos en este capítulo, ya que el daño total puede contener una componente que es dependiente de la tasa, efecto denominado “turbulencia” o “flujo tipo no-darcy”.

En el caso de petróleo, al calcular el valor del daño por lo general asumimos que éste es constante durante el período de prueba e independiente del valor de la tasa. En el caso de gas, en adición a este daño, llamémosle de tipo mecánico o geométrico, debemos considerar un componente de daño adicional, ocasionado por efecto de turbulencia y su determinación es fundamental para distinguirlo del daño mecánico.

La Fig. 4.1. presenta un ejemplo de la dependencia del daño con la tasa, en una prueba de presión efectuada en un pozo de gas:

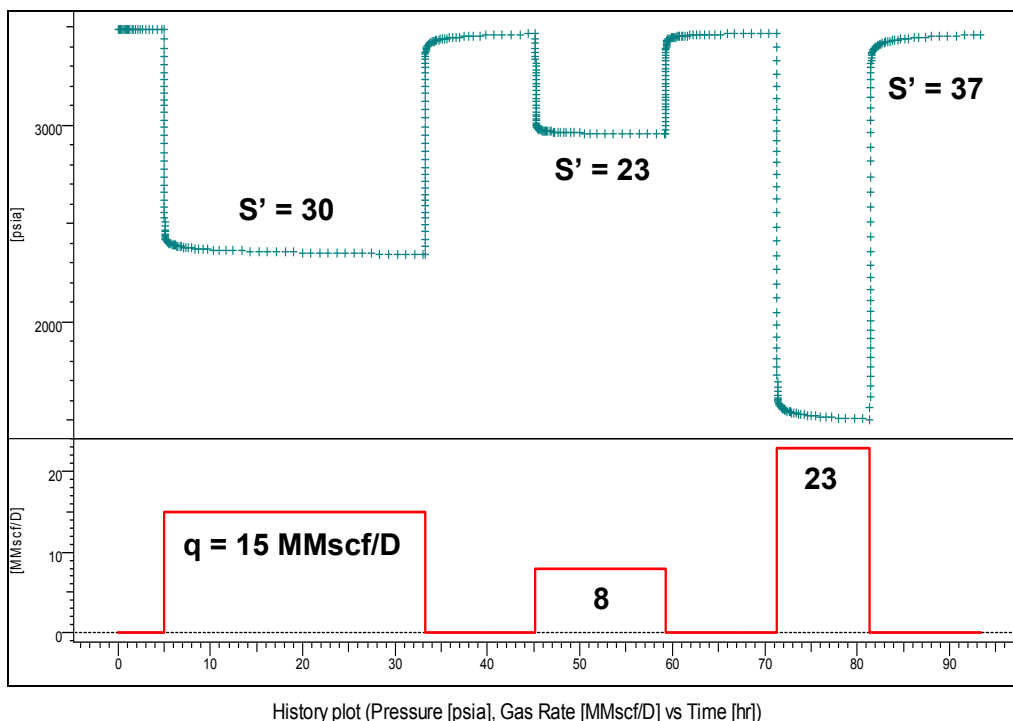


Fig. 4.1. Historia de prueba en yacimiento de gas

La Fig. 4.2. muestra la dependencia del daño (se incrementa su valor) con el valor de la tasa para la prueba que se muestra en la Fig. 4.1.

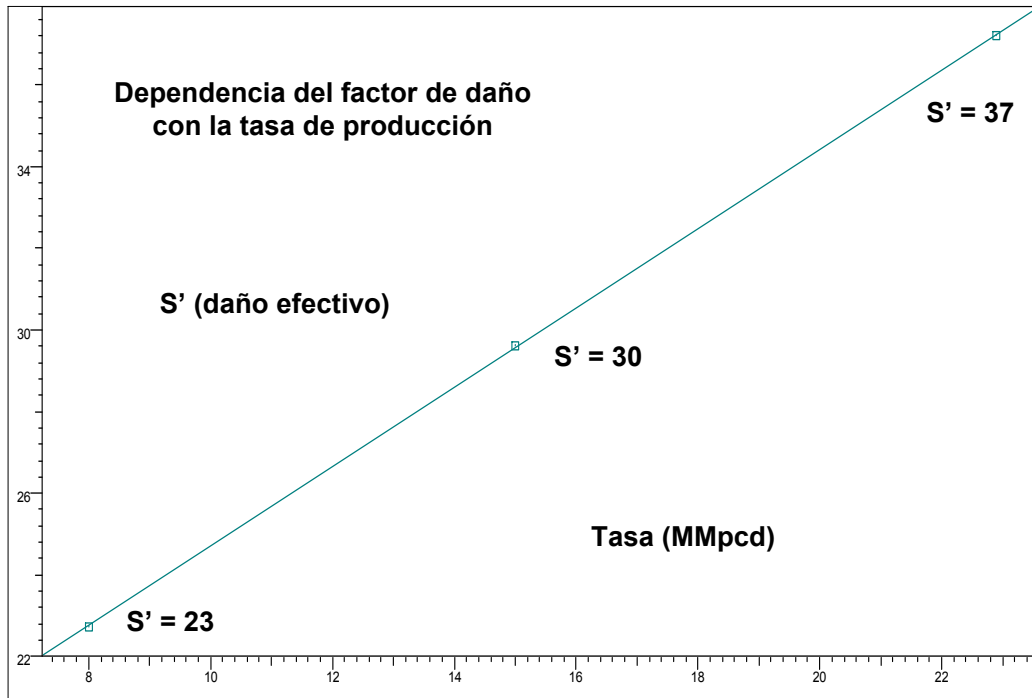


Fig. 4.2. Dependencia del factor de daño con la tasa

Debemos mencionar que en el caso de yacimientos de gas, la frecuencia de pruebas no es tan grande como en el caso de petróleo, de aquí que se trate de inferir y determinar la disponibilidad a futuro del gas (tasas y presiones) durante las pruebas iniciales o realizadas en el pozo denominadas contra-presión e isocronales, como se detallará en este capítulo.

A continuación se presenta los principios teóricos sobre los que se basa el análisis de pruebas en pozos de gas.

4.2. Solución de la ecuación de difusividad para gas

En el Capítulo II se presentó el desarrollo de la ecuación de difusividad, cuya solución en términos de presión o tasa describe el flujo de fluido en un medio poroso, es decir, en el yacimiento.

La ecuación de difusividad, es el resultado de aplicar la condición de balance de materiales (ecuación de continuidad: Fluido entrante – fluido saliente = acumulado), la ley de Darcy y la ecuación que describe la densidad del fluido en el medio poroso. Como se mostró anteriormente, la ecuación resultante es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r \rho k r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (1)$$

La ecuación diferencial final dependerá de incorporar la ecuación de estado del fluido cuya densidad es ρ en la EC. 1. En el caso de petróleo, se efectuó la linealización de (1) considerando:

$\Rightarrow \mu$ es independiente de la presión

$\Rightarrow \partial p / \partial r$ es pequeña, por lo tanto $(\partial p / \partial r)^2$ es despreciable.

$\Rightarrow c_t$ es pequeña y constante.

En el caso de que el fluido sea gas, la densidad se calcula mediante la ecuación:

$$\rho = \left(\frac{M}{RT} \right) \frac{p}{z} \quad (2)$$

En la EC. 2, M es el peso molecular del gas, R la constante de gases, T es la temperatura absoluta, y z es el factor de desviación del gas.

Substituyendo la densidad en la EC. 1, se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{p}{\mu(p)z(p)} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{z(p)} \right) \quad (3)$$

Esta es la ecuación de difusividad que aplica para el caso de gas real.

La EC. 3 es la ecuación básica, que rige el comportamiento del flujo de gas en el yacimiento y a partir de la cual se efectuaron numerosos estudios, tanto teóricos como con datos de campo, a fin de lograr una solución tipo analítica y simple para la presión o la tasa, considerando la naturaleza no lineal de la ecuación.

La consideración inicial de un gas ideal sirvió de punto de partida. Por ejemplo, de ser el gas ideal, tenemos que el factor de desviación Z es igual a 1; si asumimos que la viscosidad es constante y que la compresibilidad del gas es también constante y que se calcula usando el valor inicial de la presión $c_g = \frac{1}{p_i}$,

la EC. 3 se puede expresar como:

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (4)$$

La EC. 4 es muy similar a la ecuación válida para el caso de petróleo, presentada anteriormente si consideramos p^2 en lugar de p . Es por ello que podríamos usar la solución adimensional para líquidos para el análisis de gases ideales.

Sin embargo, en el caso de gases reales tanto la viscosidad como el factor de desviación (Z) y compresibilidad (C_g) son dependientes de la presión. Las Figs. 4.3. a 4.5. muestran la variación del factor de desviación Z , la viscosidad, y la compresibilidad para un gas real, asumiendo una presión inicial $P_i = 5000$ psia, gravedad específica = 0.7, y una temperatura $T = 215^\circ\text{F}$.

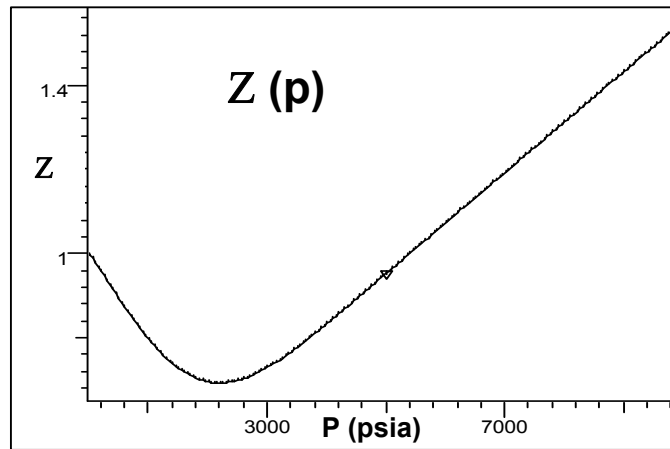


Fig. 4.3. Dependencia del factor de desviación Z en función de la presión

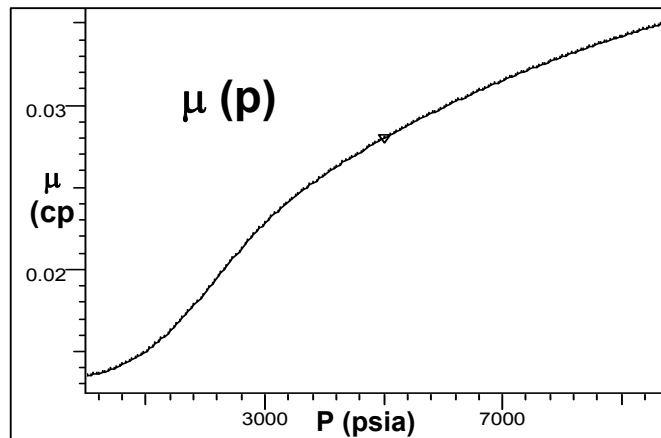


Fig. 4.4. Dependencia de la viscosidad con la presión

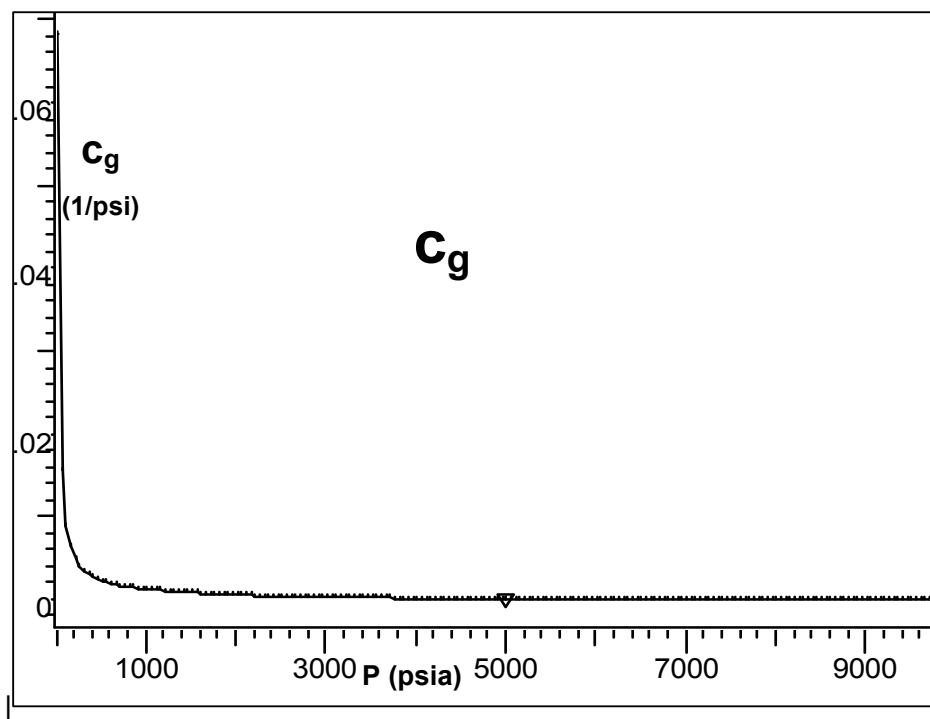


Fig. 4.5. Dependencia de la compresibilidad con la presión

4.3. El concepto de pseudo presión y pseudo tiempo

En el año 1966 se introduce el concepto de pseudo-presión o potencial real de gas " $m(p)$ " que permite linealizar la EC. 3 y así realizar el análisis de pruebas en pozos de gas, usando metodología similar a la utilizada para pozos de petróleo.

$m(p)$ viene definido como:

$$m(p) = 2 \int_{p_r}^p \frac{p}{\mu(p)Z(p)} dp \quad (5)$$

siendo p_r una presión arbitraria, aunque en general se toma el menor valor del intervalo de variación de presiones durante la prueba de pozo, ya que solo interesa la diferencia de pseudo-presiones. Las unidades de pseudo presión son psi^2/cp .

Basados en la literatura (ver Referencias), se demostró que la solución en forma adimensional, para la ecuación de difusividad en términos de la pseudo presión m_D , es la misma que para el caso de petróleo p_D , aunque se presentan ligeras diferencias para tiempos en donde el régimen de flujo es característico de efectos de límites (estado pseudo-estacionario).

Para poder realizar la integración de la EC. 5, el factor de compresibilidad y la viscosidad deben conocerse en función de la presión. Estos datos se obtienen del informe de laboratorio (PVT).

Si se conoce la composición del gas en función de los moles de los distintos componentes (o por lo menos se conoce la gravedad del gas), y no se dispone del análisis PVT, z puede calcularse usando alguna de las ecuaciones de estado.

Los softwares comerciales efectúan el cálculo de $m(p)$ automáticamente; sólo basta con especificar la composición del gas o su gravedad específica y temperatura.

La integral (EC. 5), se puede resolver mediante la regla trapezoidal. El procedimiento de cálculo aparece en la Tabla 1. Se puede comprobar que la solución obtenida vía software comercial es igual a la obtenida vía sumatoria.

P	Z	Mug	2(p/muZ)	media	dp	2(p/muZ)xdp	M(p):cálculo
(psia)	sin unidad	(cp)	psi/cp	2(p/muZ)	(psi)	psi**s/cp	psi**2/cp
0	0	0	0	0	0	0	
14,70	1,00	0,0135	2171,620	1085,810	14,7	1,60E+04	1,60E+04
64,70	1,00	0,0136	9576,554	5874,087	50,0	2,94E+05	3,10E+05
114,70	0,99	0,0136	16997,819	13287,819	50,0	6,64E+05	9,74E+05
164,70	0,99	0,0136	24427,870	20712,845	50,0	1,04E+06	2,01E+06
214,70	0,99	0,0137	31860,963	28144,417	50,0	1,41E+06	3,42E+06
264,70	0,98	0,0137	39292,127	35576,545	50,0	1,78E+06	5,20E+06
314,70	0,98	0,0138	46716,789	43004,458	50,0	2,15E+06	7,35E+06
364,70	0,98	0,0138	54130,590	50423,689	50,0	2,52E+06	9,87E+06
414,70	0,97	0,0139	61529,278	57829,934	50,0	2,89E+06	1,28E+07
464,70	0,97	0,0139	68908,652	65218,965	50,0	3,26E+06	1,60E+07
514,70	0,97	0,0140	76264,517	72586,584	50,0	3,63E+06	1,96E+07
564,70	0,96	0,0140	83592,663	79928,590	50,0	4,00E+06	2,36E+07
614,70	0,96	0,0141	90888,855	87240,759	50,0	4,36E+06	2,80E+07

Tabla 4.1. Ejemplo de cálculo manual de la seudo presión
(Sólo se muestran algunos valores. Dependiendo del rango de presiones registradas en la prueba se procede con el cálculo hasta la presión máxima.)

En términos de la función seudo presión, la EC. 3 se puede expresar como:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial^2 r} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu(p) c_g(p)}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (5)$$

Comparando la EC. 5 con la obtenida para el caso de petróleo:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial^2 r} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6)$$

Podemos decir que son similares; sin embargo, la EC. 5 aún es no lineal, por lo cual tanto la viscosidad como la compresibilidad dependen de la presión.

En los casos en que la variación de c_g con la presión sea significativa, la ecuación puede linealizarse introduciendo el concepto de pseudo tiempo de Agarwal (ver Referencias), que se define como:

$$I_p = \int_0^t \frac{1}{\mu c_t} dt \quad (7)$$

Para el cálculo de (7) se necesita conocer la variación de presión durante todo el tiempo que el pozo ha estado fluyendo.

Comparando las ECs. 4, 5 y 6, podemos decir que desde el punto de vista de ingeniería, las soluciones de la ecuación de difusividad obtenidas para el caso de líquidos poco compresibles pueden usarse también para el análisis de datos de presión registrados en pozos de gas; basta con convertir los valores de presión a pseudo presiones.

Las expresiones adimensionales para la solución de la pseudo presión y el tiempo se definen como:

$$m_D = p_D = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1424qT} \quad \text{válido para} \quad t_D \geq (t_D)_{pss} \quad (8)$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} \quad (9)$$

Las unidades en la EC. 8 son k [md], h (ft), q [MSCFD], T (°R), y $m(p)$ en psi^2/cp . Se asumen las siguientes condiciones como Standard: $T_{sc} = 520^\circ\text{R}$, $p_{sc} = 14.7$ psi.

En la EC. 8, por analogía con el caso petróleo, tenemos:

$$\Delta m(p) = m(p_i) - m(p_{wf}) = \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{p}{\mu Z} dp = \int_0^{p_i} \frac{p}{\mu Z} dp - \int_0^{p_{wf}} \frac{p}{\mu Z} dp \quad (10)$$

Aunque todavía no hemos explicado el efecto de turbulencia, que veremos en más detalle en las siguientes secciones, a fin de completar el concepto, en cuanto a la solución de la ecuación de difusividad en términos de la función $m(p)$, y considerando efecto de daño tanto mecánico como por efecto non-darcy, tenemos que, basados en la EC. 8 la expresión de la pseudo presión válida durante el período de fluencia a una tasa constante de gas (MSCFD) y en régimen de flujo tipo radial infinito, viene dada por:

$$m(p_{wf}) = m(p^*) - \frac{1637qT}{kh} [\log t_D + 0.3513 + 0.87s + 0.87Dq] \quad (11)$$

En la EC. 11, D se denomina el factor de turbulencia y su unidad es [1/MSCFD]. Basados en esta ecuación, se puede definir un daño efectivo s' de la siguiente manera:

$$s' = s_{mecanico} + Dq \quad (12)$$

Para identificar correctamente la condición de daño del pozo, es necesario separar estos dos componentes del efecto skin, y esto constituye formalmente la diferencia en las interpretaciones de pozos de petróleo y gas.

Para estimar D y $S_{mecanico}$, mediante análisis de las pruebas, se requiere que el pozo de gas sea probado por lo menos con dos fluencias diferentes (q_1 , y q_2). Del análisis de los datos se obtienen los daños efectivos S_1 y S_2 y se resuelve el sistema de ecuaciones:

$$s_1 = s + Dq_1$$

$$s_2 = s + Dq_2$$

cuya solución permite obtener los factores S ($S_{mecanico}$) y D .

El método anterior asume que D permanece constante en el intervalo de tasas de prueba, aunque estrictamente eso no ocurre.

A continuación se presenta la fórmula usada para el cálculo del factor de turbulencia D , en caso de conocer los parámetros de fluido y terminación del pozo (en principio el valor obtenido para D , mediante fórmula debería ser igual o en el orden del obtenido mediante análisis de pruebas):

$$D = \frac{610^{-5} \gamma k_s^{-0.1} h}{\mu r_w h^2_{perf}} \quad (13)$$

en donde k_s [md] es la permeabilidad en la zona vecina al pozo, γ la gravedad específica del gas, h [ft] y h_{perf} [ft] el espesor y espesor perforado respectivamente, μ [cp] la viscosidad del gas evaluada a la presión de fondo fluyente, y r_w [ft] es el radio del pozo.

Ejemplo de cálculo

Supongamos que $h = 30$ ft, $r_w = 0.3$ ft, $\mu = 0.025$ cp, $\gamma = 0.65$, $k = 33.3$ md, el valor de D usando la EC. 13, es igual a:

$$D = \frac{610^{-5} (.65)(33.3)^{-0.1} (30)}{(0.025)(0.3)(30)^2} = 0.00012 \text{ (MSCFD)}^{-1}$$

En la fórmula de cálculo se asumió que la permeabilidad en la zona vecina al pozo es la misma que la del yacimiento y que el espesor cañoneado corresponde a toda la formación (lo cual no siempre se cumple).

Con base a la experiencia de numerosos pruebas el valor de D está en el rango de 0.001 a 0.00001 (MSCD)-1.

Ejercicio1

Compruebe con los datos de este ejemplo, que si el espesor cañoneado es igual al 40% del valor del espesor de la formación, y que si la permeabilidad en la zona vecina al pozo es de 5 md, debido a daño, el factor o constante de turbulencia D es igual a 0.00092 (MSCFD)-1.

4.4. Rango de validez de las aproximaciones (p y p^2)

Si graficamos la pseudo-presión en función de la presión para un rango de presiones desde 0 hasta 6000 psi, tal como se muestra en la siguiente figura (Fig. 4.6.), se aprecia que dependiendo del rango de presión se pueden obtener expresiones simples para el valor de la pseudo presión.

Sin embargo, en la zona de transición (rango de presión entre 1400 psia a 5000 psia) es necesario evaluar la integral de forma numérica, es decir, no hay expresión analítica. Para presiones menores que 1400 psia, aproximadamente, la pseudo presión puede aproximarse con el cuadrado de la presión como método de solución, tal como en el caso de un gas ideal.

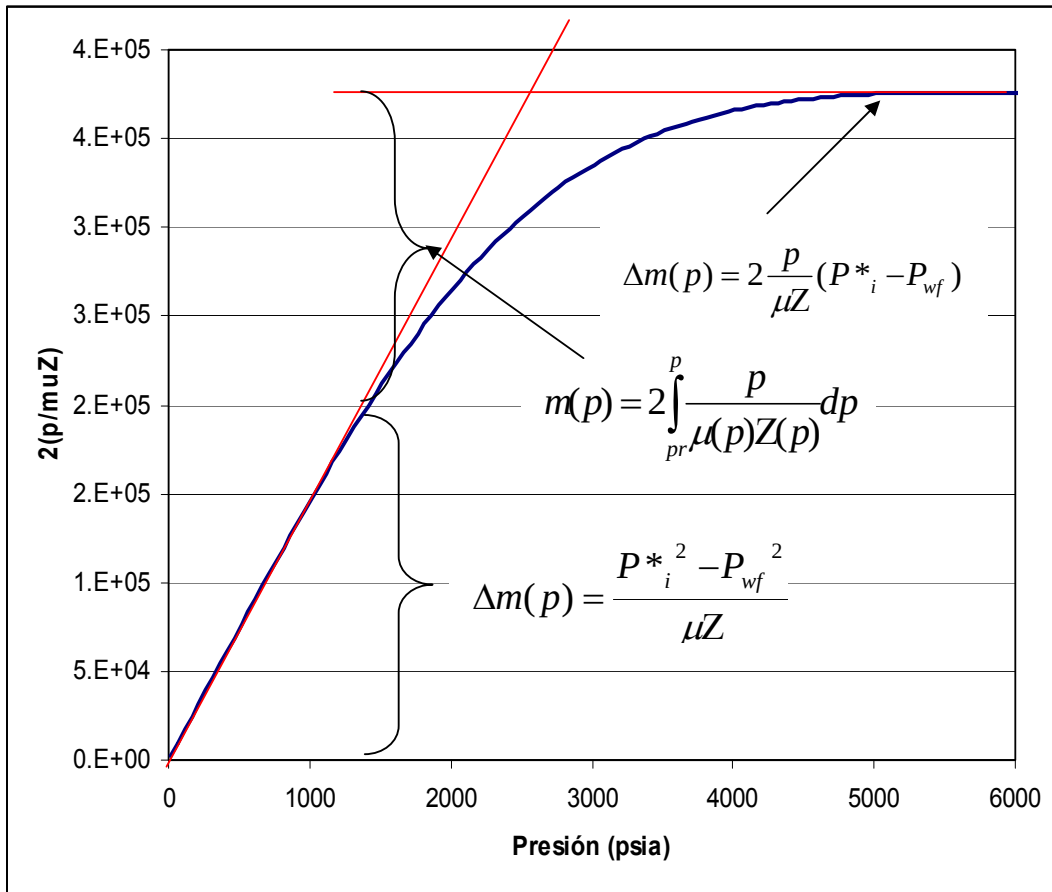


Fig. 4.6. Variación de $2(p/\mu Z)$ en función de la presión

La justificación de este comportamiento se basa en la observación que si $m(p)$ es una función lineal de p , la aproximación en p es válida. De igual forma, si $m(p)$ es una función lineal de p^2 , esta aproximación será válida.

Para presiones menores que 1400 psi (aproximadamente), el producto μZ puede considerarse constante y por lo tanto $m(p)$ es:

$$m(p) = \frac{2}{\mu Z} \int_{p_0}^p p dp \approx \frac{p^2 - p_0^2}{\mu_i Z_i} \quad (14)$$

por lo que en los pozos de baja presión pueden interpretarse adecuadamente con p^2 .

Cuando la presión es mayor que 3000 psi, el producto μZ tiende a ser proporcional a p , por lo que $p/\mu Z$ puede considerarse una constante, y por lo tanto $m(p)$ es:

$$m(p) = \frac{2p}{\mu Z} \int_{p_0}^p dp \approx (p - p_o) \frac{p_i}{\mu_i Z_i} \quad (15)$$

es decir, a altas presiones los pozos de gas se comportan como un fluido poco compresible y los datos de presión pueden usarse directamente en el análisis.

4.4.1. Cálculo de la tasa de gas usando la función $m(p)$

El cálculo de la tasa de gas se puede efectuar usando fórmulas que involucran el uso de presiones cuadráticas o lineales, según el rango de presión; o de forma más simple y sugerida, usando el concepto de pseudo presión.

La fórmula de cálculo de la tasa de gas a condiciones estabilizadas (esto es: el sistema alcanzó el régimen de flujo semi-estacionario o estacionario) viene dada por las expresiones siguientes:

$$q(MSCFD) = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1424\bar{\mu ZT} \left[\ln\left(\frac{0.472re}{r_w} + s'\right) \right]} \quad (16)$$

$$q(MSCFD) = \frac{2kh\bar{p}(\bar{p}_r - p_{wf})}{1424\bar{\mu ZT} \left[\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w} + s'\right) \right]} \quad (17)$$

En las ECs. 16 y 17, $\bar{\mu Z}$ y $\bar{p}$ son los valores promedio del producto viscosidad-factor de desviación del gas y la presión media entre $\bar{p}_r$, que es la presión actual del yacimiento y la p_{wf} , respectivamente. A fines prácticos, $\bar{\mu Z}$ es el valor de μZ calculado a la presión media $\bar{p}$. La presión media se puede calcular mediante la expresión:

$$p(media) = \sqrt{\frac{\bar{p}_r^2 + p_{wf}^2}{2}}, \text{ ó } \frac{\bar{p}_r + p_{wf}}{2}, \text{ según el rango de presión}$$

Finalmente, la expresión para la tasa en términos de la pseudo presión viene dado como:

$$q(MSCFD) = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1424T \left[\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s' \right]} \quad (18)$$

Ejemplo de cálculo:

Con la finalidad de visualizar la utilidad de la función $m(p)$, como herramienta de cálculo, deduciremos la tasa de producción esperada usando las tres ecuaciones (ECs. 16, 17 y 18).

Mediante uso de software se realizó simulación (ver Capítulo VI) de una prueba de presión típica para pozos de gas y de una duración tal que se logren las condiciones de régimen de flujo semi-estacionario durante el período de fluencia previo al cierre final que es un requisito para la aplicación de las ecuaciones.

A continuación se presentan los parámetros de yacimiento y pozo usados en la simulación:

$P_i = 5000$ psia, $kh = 856.22$ md.ft, $s' (s+Dq) = 0$, $C = 0.0107$ bbl/psi, $r_w = 0.3$ ft, $h = 30$ ft, $\phi = 10\%$, $T = 215^\circ\text{F}$, γ (gravedad específica) = 0.65, $Re = 1000$ ft.

Historia de tasas de producción:

DURACIÓN (hr)	TASA (Mscf/D)
5	0
8	5000
8	0
8	10000
8	0
8	20000
8	0
16	10000
32	0

Los resultados del diseño se muestran en forma gráfica a continuación:

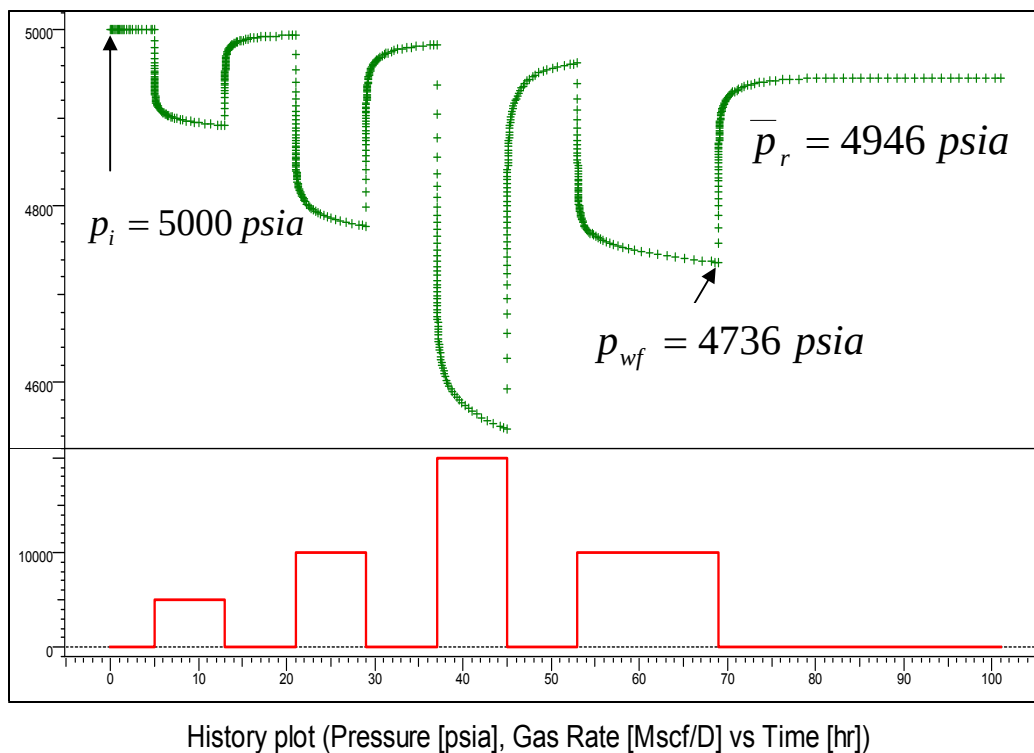


Fig. 4.7. Historia de la prueba

En este caso dado que es simulado, conocemos de entrada el valor de la tasa, por ejemplo, del período de fluencia previo al cierre final (10000 MSCFD).

A manera de ejercicio, corrobore el valor de la tasa final (antes del último cierre). Para esto efectúe el cálculo de la tasa de producción usando las expresiones dadas por las ECs. 16,17 y 18.

Compruebe que:

Fórmula (EC)	q (MSCFD)
16	9988
17	9991
18	10000

Los resultados obtenidos, sobre todo con las ECs. 16 y 17, son aproximados; es decir, ya que debemos usar valores promedios para la viscosidad, la presión y el factor de desviación, es posible que, dependiendo del valor obtenido, tengamos ligeras diferencias.

El objetivo principal de este ejercicio es mostrar que el cálculo de la tasa, usando la fórmula dada por la EC. 18, es más simple de efectuar, debido a que no es necesario conocer los valores de la viscosidad y el factor de desviación.

Y de aquí el producto (μZ), ya que están inherentemente incluidos en la función $m(p)$.

4.4.2. Efecto de turbulencia

Una de las causas posibles de la aparición de flujo turbulento, se puede atribuir a la baja densidad de cañoneo, que induce a una caída adicional de presión. Igualmente, un alto valor de la tasa de producción propio de pozos de gas puede ser, también el responsable de este comportamiento turbulento. Cabe mencionar que el valor de la tasa de producción depende del reductor particular usado en la prueba.

La teoría de análisis de datos para el caso de reservorios de gas que considera la existencia de flujo no laminar, se basa en usar la ecuación de Forchheimer, en lugar de la de Darcy, para el cálculo del gradiente de presión. A continuación se presenta la ecuación o expresión usada en el cálculo del gradiente de presión que debe de usarse:

$$\frac{dp}{dr} = \left(\frac{\mu}{k} \right) \frac{q}{A} + \beta \rho \left(\frac{q}{A} \right)^2 \quad (19)$$

En donde: p es la presión; q tasa de gas; μ la viscosidad del gas; ρ la densidad; β un coeficiente característico de la velocidad de flujo; y A es el área de sección transversal del flujo. En el caso de que el coeficiente β sea 0, la ecuación anterior se reduce al gradiente de presión usado en la Ley de Darcy.

Basados en la integración de la EC. 19 y luego de efectuar arreglos algebraicos se obtiene la siguiente relación entre la tasa de gas, los parámetros de fluido y de presión, la cual considera efecto de turbulencia:

$$q(MSCFD) = \frac{kh(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{1424\bar{\mu}ZT \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) + s + Dq \right]} \quad (20)$$

En la EC. 20, r_d es el radio de drenaje efectivo, el cual varía con el tiempo (como se verá en la siguiente sección) hasta alcanzar el valor de $0.472re$ (que se logra a condiciones de flujo estabilizado).

El término Dq se conoce como el efecto de daño debido a turbulencia. Podemos referir la suma $s + Dq$ como s' . Es decir que a las condiciones particulares de tasa y presión dadas por la EC. 20, el pozo presenta un daño efectivo denominado s' .

4.5. Principios y análisis de pruebas de presión

4.5.1 radio de drenaje

Antes de presentar el método de análisis de datos de presión para el caso de gas, haremos un breve resumen sobre el concepto de radio de drenaje, que para el caso de gas es importante resaltar.

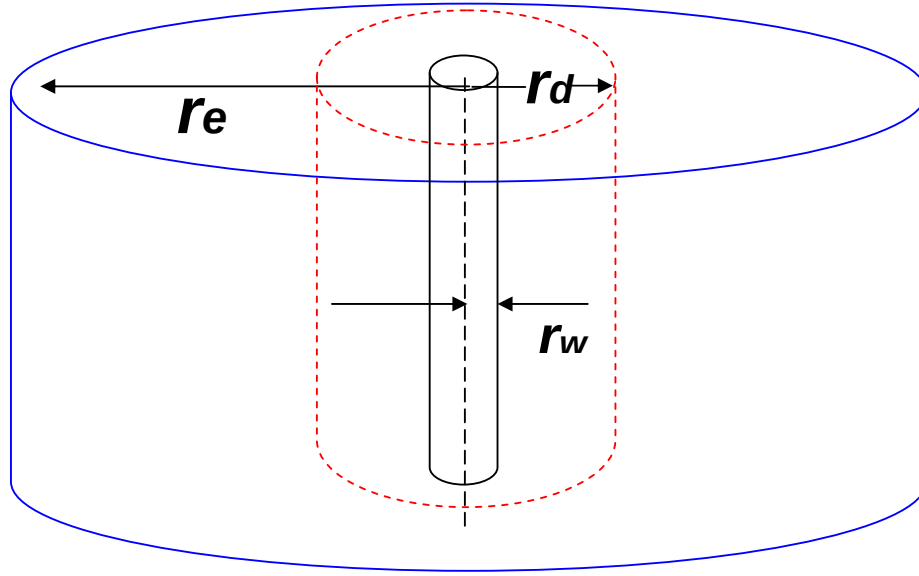


Fig. 4.8. Ilustración concepto de radio de drenaje

En la Fig. 4.8. se presenta geometría pozo-yacimiento de límite tipo cilíndrico. El yacimiento se considera homogéneo.

El valor asignado para el radio de drenaje a un tiempo de prueba dado, como veremos, debe de ser tal que permita representar la solución de la presión transiente, usando la fórmula que representa a un estado de flujo estacionario o semi-estacionario.

A continuación se presenta el tratamiento matemático. Se puede demostrar que:

$$\frac{1.987 \cdot 10^{-5} k h T_{sc}}{q p_{sc} T} [m(\bar{p}) - m(p_{wf})] = \ln \frac{r_d}{r_w} + s + Dq \quad (21)$$

En donde el radio de drenaje r_d y t_D vienen dados por:

$$\ln \frac{r_d}{r_w} = p_D(t_D) - 2t_D \left(\frac{r_w}{r_e} \right) \quad (22)$$

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi(\mu c t)_i r_w^2} \quad (23)$$

En la EC. 22, la función p_D es la solución a la ecuación de difusividad para el caso de petróleo, estudiada anteriormente.

$$p_D(t_D) = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] \text{ válida cuando } 100 < t_D < \frac{1}{4} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 \quad (24)$$

y

$$p_D(t_D) = \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + 2t_D \left(\frac{r_w}{r_e} \right)^2 \text{ que es válida cuando } t_D > \frac{1}{4} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 \quad (25)$$

Como se explicó en el Capítulo II, la solución dada por la EC. 24, representa régimen de flujo radial en yacimiento infinito, y la solución dada por la EC. 25 representa régimen de flujo tipo semi-estacionario, que es válido para yacimientos volumétricos o de límites sellantes.

Con la finalidad de elaborar un poco más en el concepto de radio de drenaje, veamos ahora la solución del mismo durante el período de flujo radial tipo infinito, así como en estado de flujo tipo semi-estacionario:

Basado en las ECs. 24 y 25 y asumiendo que r_e (radio externo o límite del yacimiento) es mucho mayor que r_w , tenemos:

$$\ln \frac{r_d}{r_w} = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] \quad (26)$$

En términos del logaritmo decimal:

$$\log \frac{r_d}{r_w} = \frac{1}{2} \log t_D + 0.1757 \quad (27)$$

La EC. 27 indica que, durante el régimen de flujo tipo radial infinito, el radio de drenaje aumenta con el tiempo y su valor es igualmente dependiente del radio del pozo. Por ejemplo, el valor del radio de drenaje para un tiempo $t_D = 100$ es de $14.98 r_w$, para $t_D = 1000$, $r_d = 47.39 r_w$. Una vez alcanzado el régimen de flujo tipo semi estacionario, el radio de drenaje viene dado por:

$$\ln \frac{r_d}{r_w} = \ln \frac{0.472 r_e}{r_w} \quad (28)$$

Durante el período de flujo semi estacionario, el radio de drenaje es constante e igual a $0.472r_e$, es decir, ya no depende del radio del pozo, sino del radio externo.

En conclusión, podemos usar la EC. 21 para evaluar la productividad de un pozo de gas bajo cualquier régimen de flujo, siempre y cuando se substituya el valor del radio de drenaje por su valor según el régimen de flujo presente. Por ejemplo, si durante una prueba el régimen de flujo es del tipo radial infinito, el radio de drenaje viene dado como función del tiempo por la EC. 27. De lograr condiciones estabilizadas, el radio de drenaje viene dado por la EC. 28.

Ejemplo: cálculo del radio de drenaje efectivo

Supongamos los siguientes valores de los parámetros de yacimiento y fluido:

P (media) = 2300 psia, r_w = 0.5 ft, q = 500 MSCFD, h = 10 ft, ϕ = 0.1, γ = 0.7, T_{sc} = 60°F, P_{sc} = 14.67 psia, T (yacimiento) = 130°F. R_e = 300 ft (sistema cerrado). La prueba consiste de un período de fluencia de 24 horas de duración. Asuma que no hay daño, ni efecto de turbulencia.

La gráfica de diagnóstico tipo Log-Log de $m(p)$ vs. dt , se muestra a continuación:

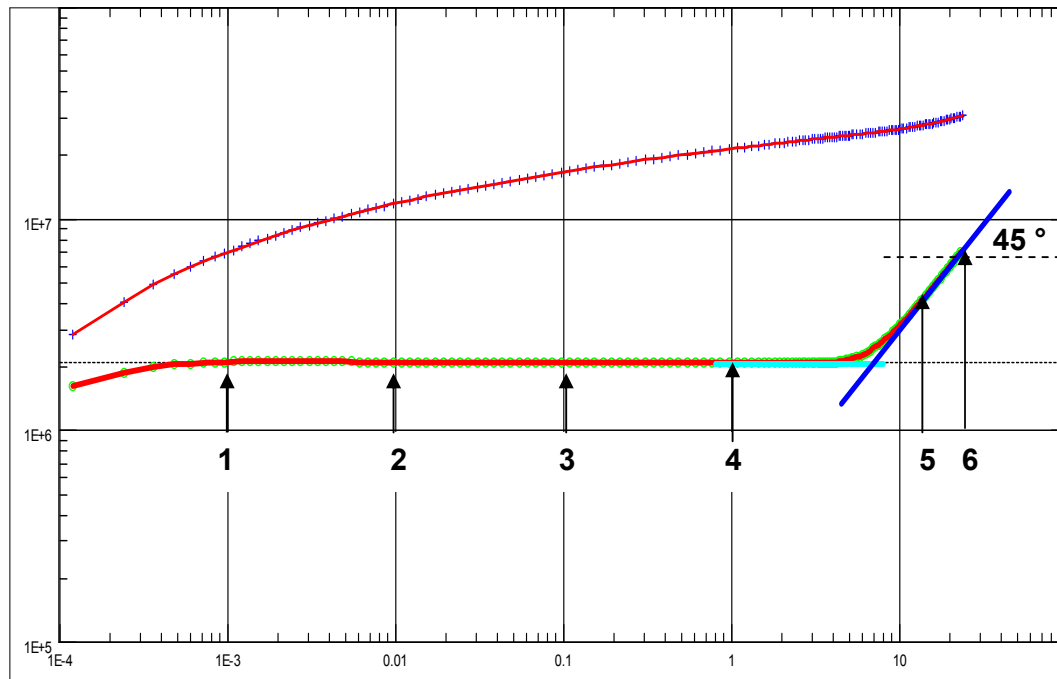


Fig. 4.9. Log-Log: $dm(p)$ vs. dt

Los valores de $\Delta m(p)$ en los puntos de tiempo elegidos se obtienen de la gráfica de diagnóstico.

a) Demuestre que el radio de drenaje (r_d) durante los tiempos elegidos (puntos) viene dado por los siguientes valores:

Punto	dt (hrs)	$\Delta m(p)$ (psi**2/cp)	rd (ft)
1	0.00108	7.15988 10E6	2.81
2	0.0096255	1.18042 10E7	8.39
3	0.096255	1.6651 10E7	26.53
4	0.96255	2.14839 10E7	83.90
5	13.08	2.76498 10E7	141.6
6	23.64	3.08486 10E7	141.6

Ayuda...

La relación tasa de gas, y cambio de presión, viene dada por la EC. 21. Substituyendo los valores para las condiciones Standard y asumiendo $s = 0$ y $D = 0$ (esto sólo para simplificar el ejercicio, por cuanto sabemos que el factor de turbulencia es necesario de considerar tratándose de gas) tenemos la siguiente relación:

$$2.041 \cdot 10^{-7} \Delta m(p) = \ln \frac{r_d}{r_w}$$

Se puede demostrar usando la EC.27 que durante el régimen de flujo radial el radio de drenaje efectivo r_d viene dado por la expresión:

$$\frac{r_d}{r_w} = 1.5 \sqrt{t_D}$$

De aquí que el valor para el radio de drenaje se obtenga despejando el mismo de esta relación. Para los puntos o datos en régimen de flujo semi-estacionario se cumple que $r_d = 0.472 r_e$.

b) Obtenga el valor de la tasa de gas en cada uno de los puntos elegidos. A continuación se presenta la fórmula de cálculo:

$$q = \frac{1.02 \cdot 10^{-4} \Delta m(p)}{\ln \frac{rd}{rw}}$$

c) Demuestre que durante el período de flujo tipo semi-estacionario, la relación tasa-presión viene dada por:

$$q = 1.8 \cdot 10^{-5} \Delta m(p)$$

d) Efectúe gráfica tipo Log-Log del radio de drenaje, en función del tiempo. Se deben obtener los siguientes resultados:

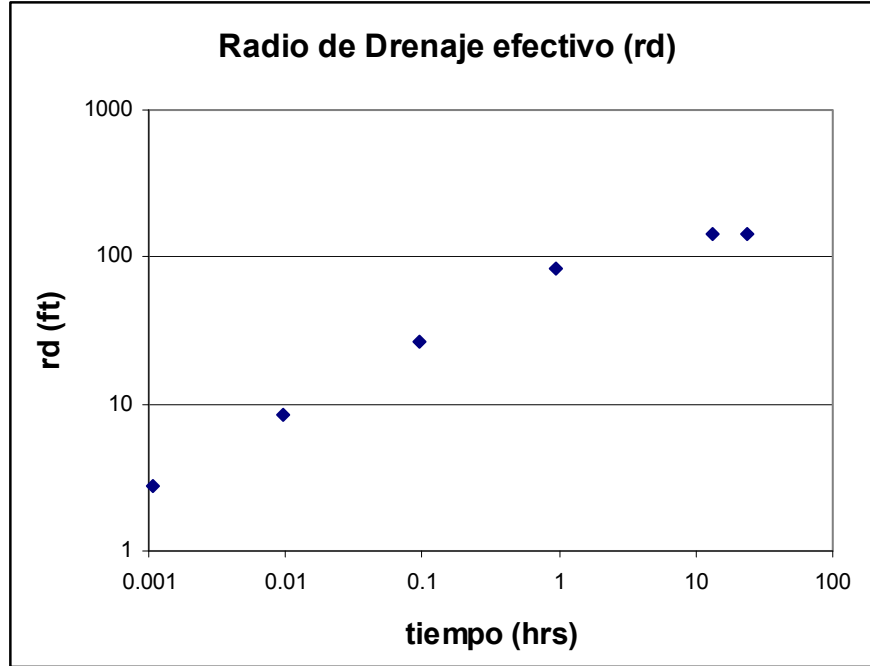


Fig. 4.10. Gráfica tipo Log-Log. Radio de drenaje vs. tiempo

e) Repita el mismo ejercicio usando una tasa de 750 MSCFD. Compruebe que se obtiene el mismo resultado en cuanto a los valores obtenidos para el radio de drenaje.

4.5.2. Análisis de datos de presión transientes

Como se presentó en secciones anteriores, la solución para la presión en yacimientos de gas, en términos de la pseudo presión, viene dada por la EC. 11:

$$m(p_{wf}) = m(p^*) - \frac{1637qT}{kh} [\log t_D + 0.3513 + 0.87s + 0.87Dq]$$

Esta ecuación se puede expresar (substituyendo términos adimensionalizados) en términos de un daño efectivo s' , definido como:

$$s' = s + Dq = 1.151 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{1hr})}{-b} - \log \frac{k}{\phi(\mu c t)_i r_w^2} + 3.23 \right] \quad (29)$$

La prueba consta de dos períodos de fluencia a tasas diferentes y dos períodos de cierre. El objetivo es determinar el valor de s' de cada tasa o del período de cierre que le sigue.

La Figs. 4.12. y 4.13. muestran los gráficos de diagnóstico (log-log y semi-log) para los períodos de fluencia.

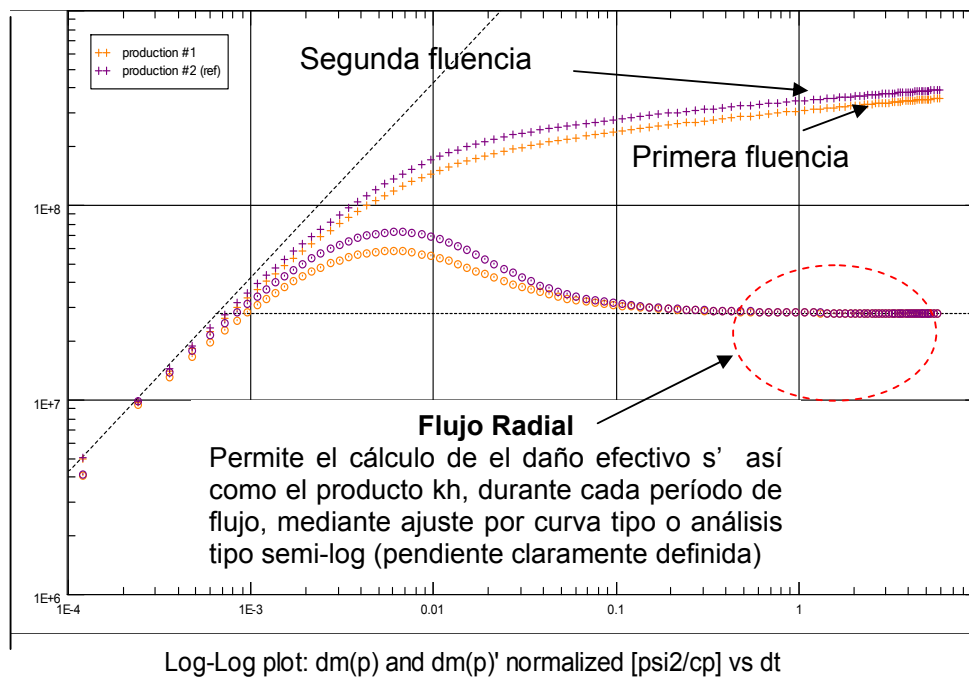


Fig. 4.12. Gráfico de diagnóstico tipo Log-Log. Períodos de fluencia.

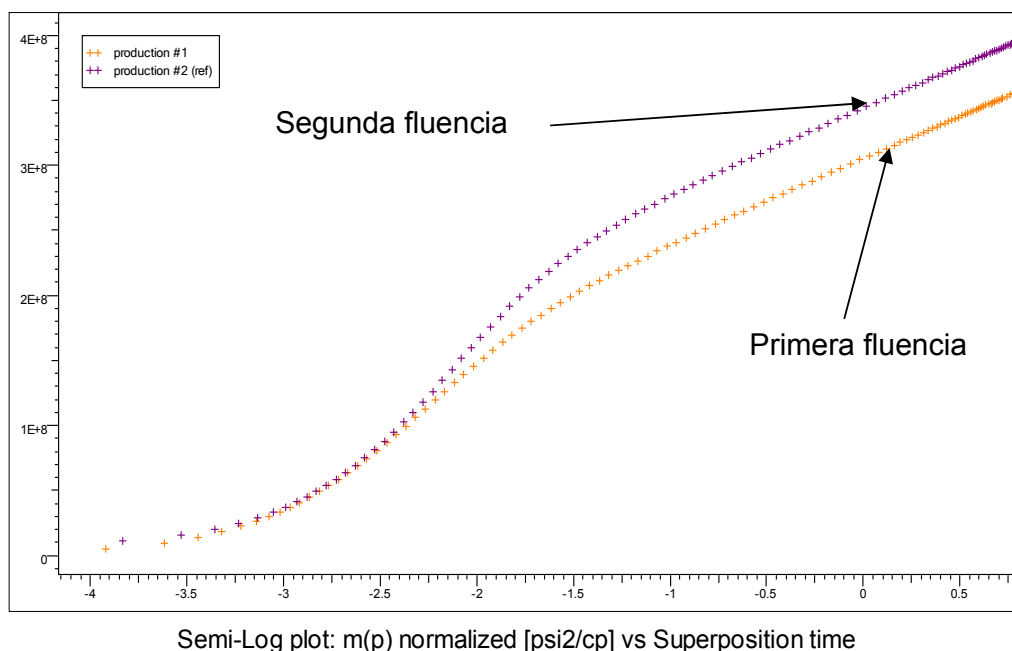


Fig. 4.13. Gráfica de diagnóstico tipo semi-log. Períodos de fluencia.

Se efectúa el análisis de cada período de fluencia (similar al caso de petróleo, pero usando las ECs. 29 y 30 para el cálculo) y se obtiene el valor del daño efectivo s' . Los valores se grafican, a fin de obtener tanto el valor del factor D (pendiente) como s , tal como se presenta a continuación.

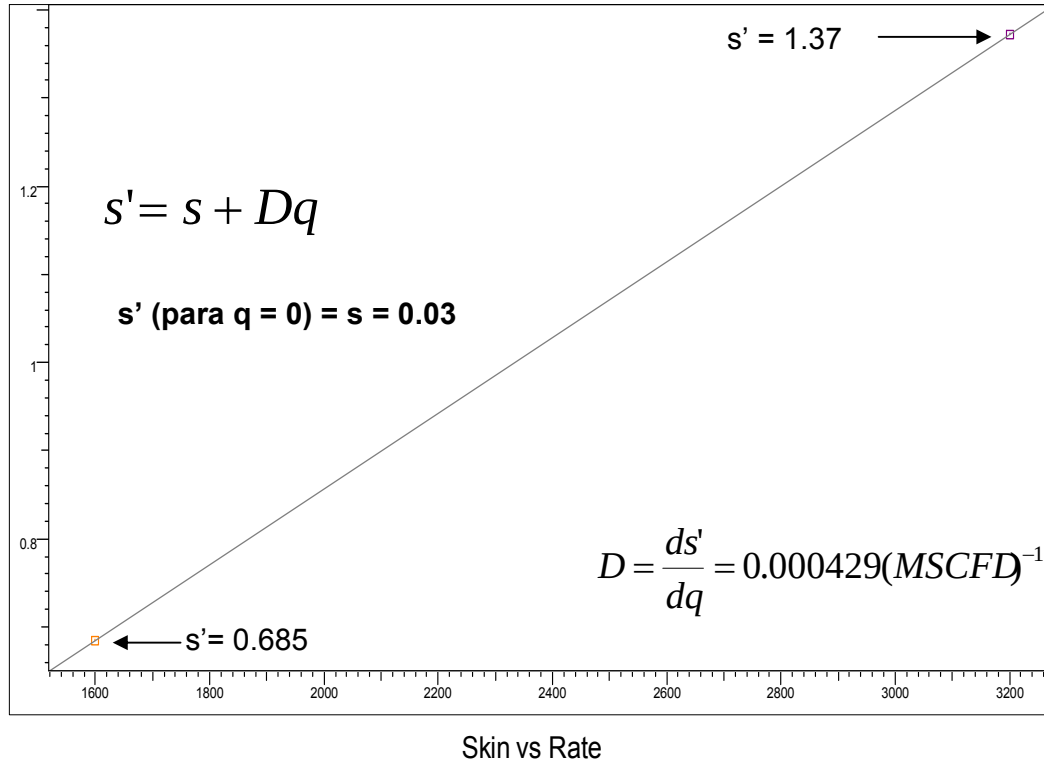


Fig. 4.14. Daño efectivo, s' , en función de tasa

Los resultados obtenidos para cada período de flujo son:

Primer período de flujo: $kh = 48$ md.ft, $k = 4.8$ md, daño efectivo = 0.685

Segundo período de flujo: $kh = 47.9$ md.ft, $k = 4.79$ md, daño efectivo = 1.47

La constancia en el valor del producto kh es también garantía de que el daño está asociado con la turbulencia.

Una aplicación importante, y relacionada con el cálculo de la disponibilidad del gas a futuro, es que con los valores obtenidos de daño, tanto el mecánico como el debido a turbulencia, sirven de insumo en la ecuación de estado semi estacionario, bien sea la EC.16, en términos de presiones al cuadrado, o la EC. 18, en términos de pseudo presión $m(p)$:

$$q(\text{MSCFD}) = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1424T \left[\ln \frac{0.472r_e}{r_w} + s' \right]}$$

Substituyendo los valores obtenidos de la prueba, tenemos que la ecuación que se puede usar para el cálculo de tasa en función de las presiones de pozo y de yacimiento, asumiendo estado de flujo estabilizado, es:

$$q(MSCFD) = \frac{48[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1424(590) \left[\ln \frac{0.472re}{.5} + 0.03 + (0.000429)q \right]}$$

Si asumimos un radio externo $r_e = 2000$ ft, el tiempo mínimo a partir del cual se obtienen condiciones de flujo estabilizado se puede calcular mediante las relaciones:

$$0.472r_e = 1.5r_w \sqrt{t_D} \quad t_D = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c t r_w^2}$$

Substituyendo valores:

$$t = \left[\frac{0.472(2000)}{(1.5)(.5)} \right]^2 \frac{(.10)(0.0183)(.000439)(0.5)^2}{(0.000264)(4.83)} = 249.5 \text{ (hrs)} = 10.4 \text{ (dias)}$$

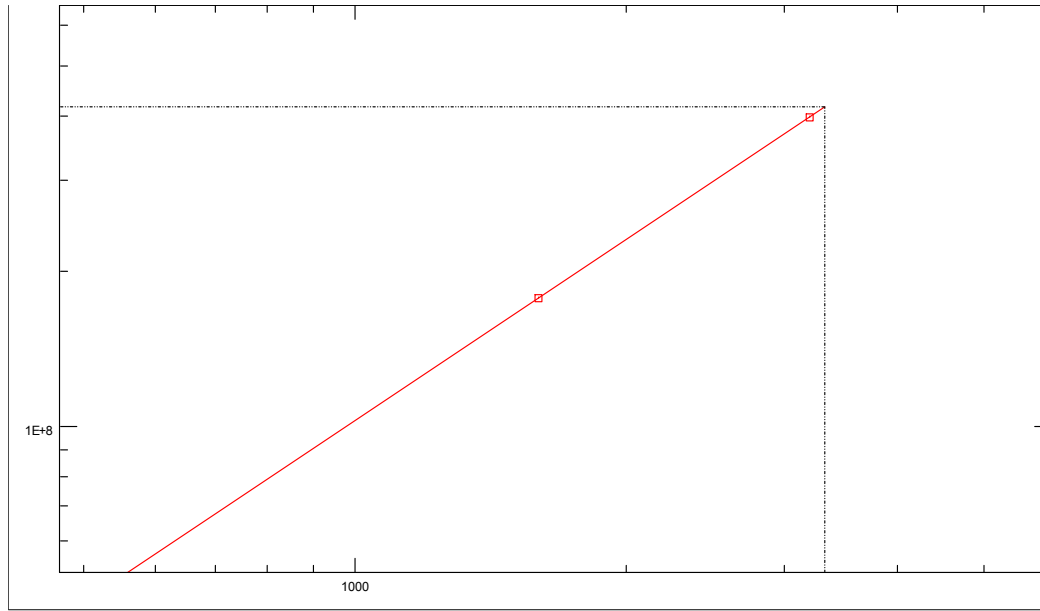
A partir de este tiempo de producción, se puede usar la siguiente ecuación (asumiendo kh , temperatura y daño tipo mecánico constantes) como la de disponibilidad de gas:

$$q(MSCFD) = \frac{48[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1424(590) \left[\ln \frac{0.472(2000)}{.5} + 0.03 + (0.000429)q \right]}$$

Finalmente, luego de simplificar términos, tenemos:

$$q(MSCFD) = \frac{5.71 \cdot 10^{-5} [m(\bar{p}) - m(p_{wf})]}{[7.57 + 4.3 \cdot 10^{-4} q]}$$

Igualmente, y de forma independiente, podemos graficar los puntos de pseudo presión y tasa en escala log-log, tal como se mostró en la sección anterior:



C and N - m(p) Vertical Well IPR (Bottom Hole Pressures - Flow after flow) Plot - Test Design 6: m(Pavg)-m(Pf) [psi²/cp] vs Q [Mscf/D]

Fig. 4.15. Gráfico de m(Pres)-m(Pwf) vs. q

La relación que se obtiene de la gráfica es:

$$q = 1.32 \cdot 10^{-4} \left[4.15 \cdot 10^8 - m(p_{wf}) \right]^{0.8586}$$

El potencial absoluto máximo (AOF), como veremos en las próximas secciones, se define como la tasa del pozo, asumiendo una presión fluyente igual a la atmosférica, y es igual a 3321 Mscf/D para este ejemplo.

En términos del cuadrado de las presiones:

$$q = 0.001746 \left[(2300)^2 - p_{wf}^2 \right]^{0.9339}$$

A fin de complementar el ejercicio, es muy común presentar estas ecuaciones en la forma de $m(p)$ en función de q , o de p en función de q , que son denominadas, como se verá en secciones posteriores, IPR (Inflow Performance Relationship).

A continuación se presenta la gráfica que se obtiene en este caso:

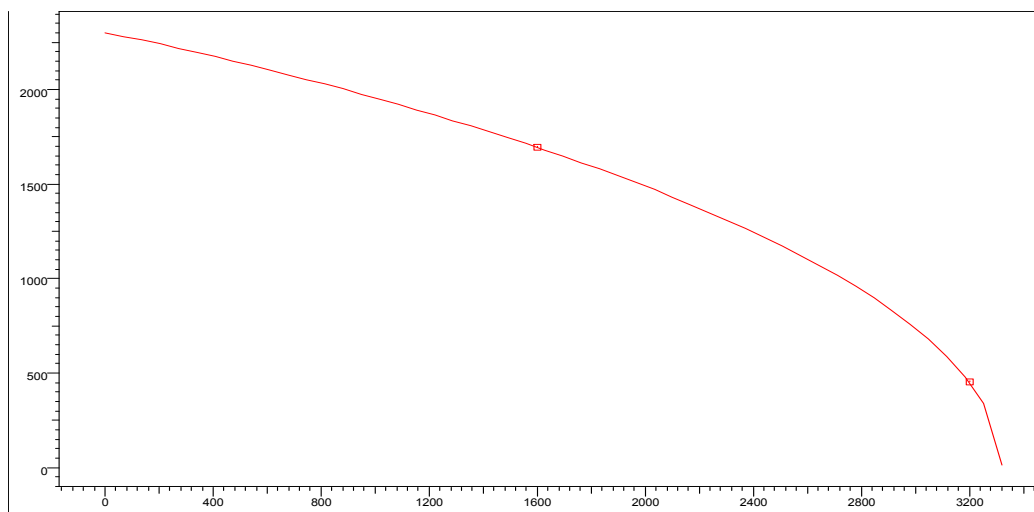


Fig. 4.16. IPR en términos de p en función de q

4.5.2.1. P^* y P media

A fin de introducir el concepto de P^* y presión media para gas, consideraremos el caso en que la duración de la prueba permite identificar el límite del yacimiento y que sea del tipo sellante. En la siguiente gráfica se presenta la historia de la prueba, la cual consiste en dos períodos de fluencia y un cierre final.

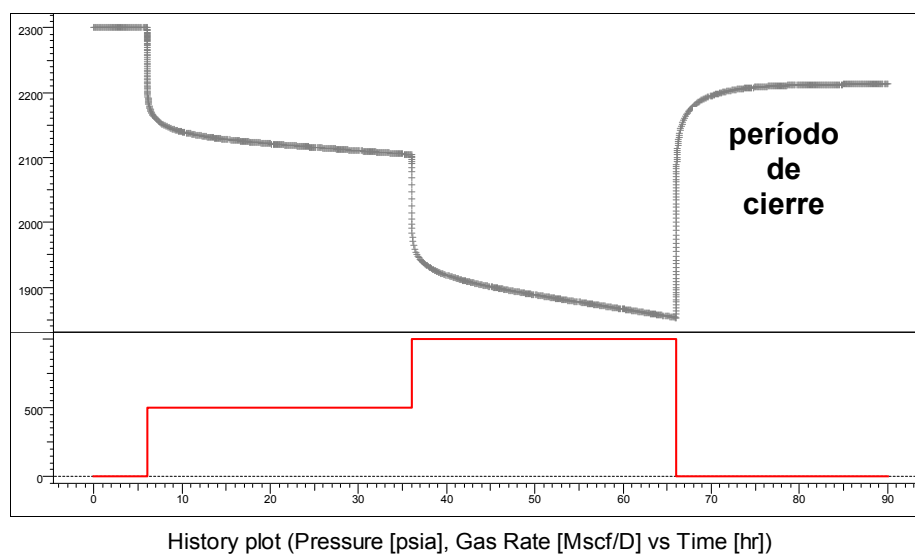


Fig. 4.17. Historia de la prueba

El pozo se encuentra limitado en un área de drenaje tipo círculo sellante de radio $r_e = 300$ ft. A continuación se presentan los gráficos de diagnóstico tipo Log-Log, para el período de fluencia previo al cierre y durante el período de cierre:

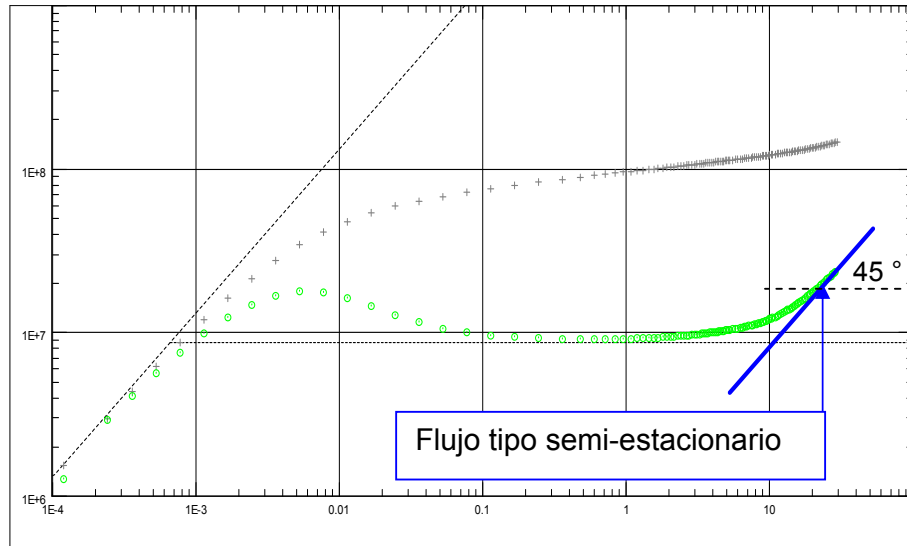


Fig. 4.18. Gráficos de diagnóstico Log-Log: $m(p)$ vs t . Período de fluencia.

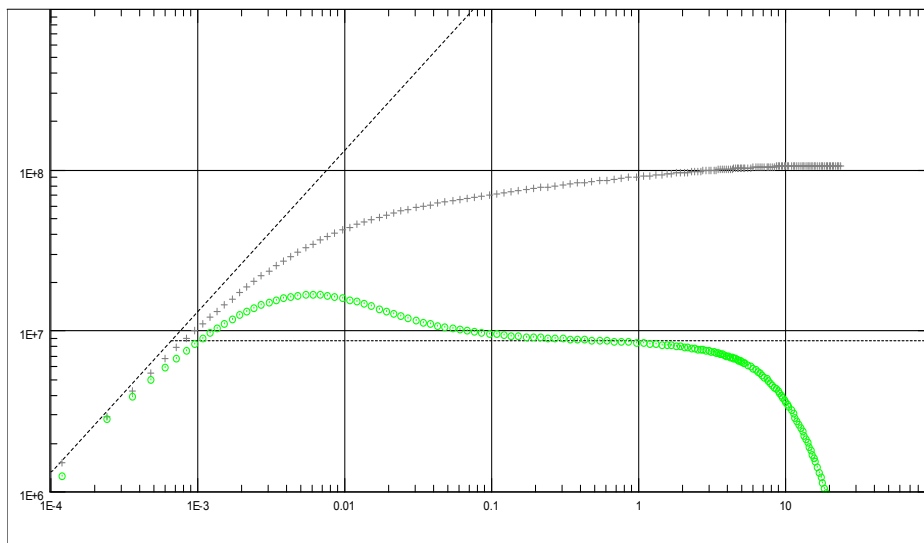


Fig. 4.19. Gráfico de diagnóstico tipo Log-Log. Período de cierre.

Como se puede apreciar por inspección visual de la Fig. 4.18., el estado de flujo semi-estacionario puro se alcanza luego de pasada 20 horas de producción en el período de flujo previo al cierre.

Al igual que en el caso de petróleo, el tiempo de producción mínimo que garantiza el inicio del estado semi estacionario se puede calcular mediante la fórmula similar a la usada para el caso de petróleo (ver Capítulo III):

$$t_{pss} = \frac{\phi \mu_i c_{ti} A}{0.000264k} (t_{DA})_{pss}$$

En nuestro ejemplo, tenemos que el tiempo de inicio del flujo semi-estacionario es de:

$$tp_{ss} = \frac{(0.1)(0.0183)(0.000439)(\pi)(300)^2}{0.000264(4.83)}(0.1) = 17.8 \text{ horas}$$

El tiempo calculado mediante esta fórmula está de acuerdo desde el punto de vista práctico con el que indica la salida gráfica obtenida vía software.

A continuación se presenta la gráfica tipo semi-log:

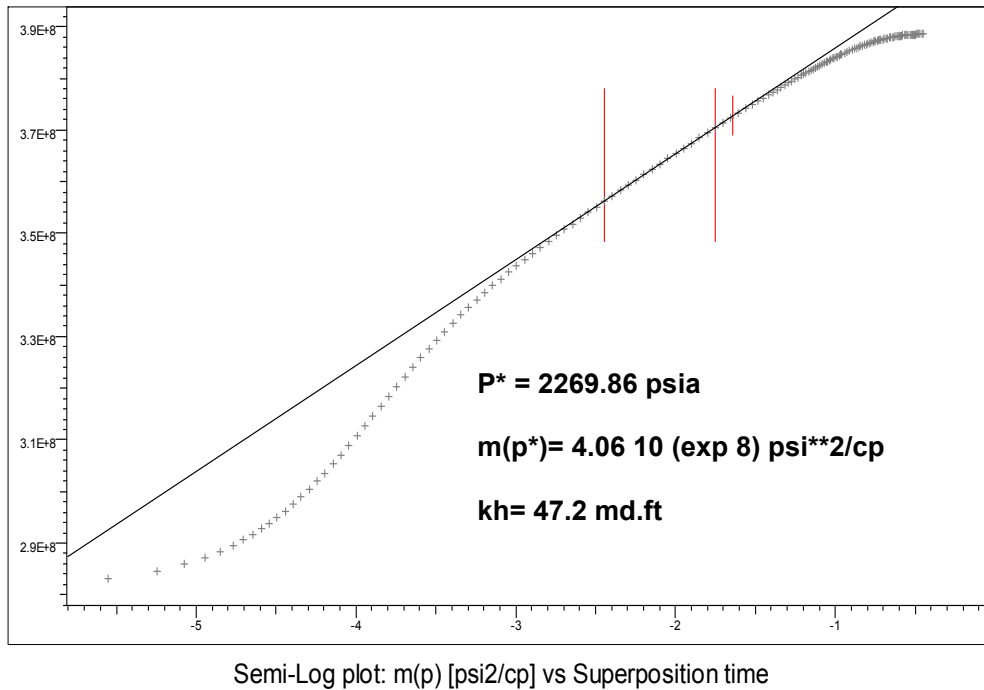


Fig. 4.20. Gráfica tipo semi-log

Al igual que en el caso de pruebas en pozos de petróleo, podemos obtener la presión media del área de drenaje del pozo usando el valor de $m(p^*)$ y aplicar los factores de corrección tal como se explica en el Capítulo III.

Otro método igual de útil, a fin de determinar la presión media y asumiendo condiciones de flujo tipo semi estacionario previo al cierre, como lo es en nuestro ejemplo, se basa en efectuar gráfica de $m(p)$ en función del logaritmo del tiempo de cierre. El valor de $m(p_{media})$ y de aquí el valor de p_{media} se obtiene de la gráfica. Este procedimiento se basa en que se cumple la siguiente relación en el caso de régimen de flujo semi-estacionario:

$$m(p_{ws}) = m(\bar{p}) - 1637 \frac{qT}{kh} \left[\log \left(\frac{\phi(\mu ct)_i re^2}{0.00266kt} \right) \right] \quad (31)$$

Basados en esta ecuación, se cumple que para un tiempo de cierre

$$t = \frac{\phi(\mu ct)_i re^2}{0.00266k} \quad (32) \quad \text{se tiene que} \quad m(p_{ws}) = m(\bar{p})$$

En la siguiente gráfica se presenta este procedimiento:

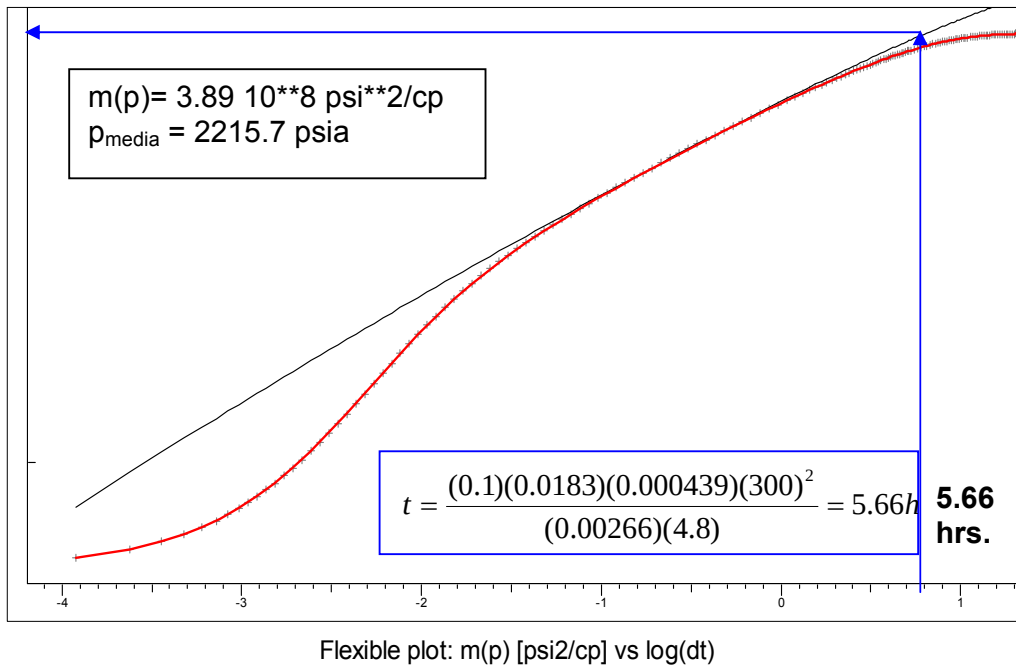


Fig. 4.21. Gráfica tipo semi-log: $m(p)$ vs. $\log dt$

El valor obtenido para la presión media (2215.7psia) es prácticamente el mismo que el obtenido mediante el cálculo por balance de materiales.

El objetivo de mostrar este procedimiento es consolidar la idea de que la misma metodología de análisis aplicada a pozos de petróleo se aplica en el caso de gas.

4.5.2.2. Ejemplo análisis de datos

Con el fin de enfatizar la importancia de reconocer el daño tipo turbulencia, a continuación presentamos un ejemplo simulado, en el que aplicaremos el análisis paso a paso.

La prueba completa, denominada multitasa, consta de un período de flujo inicial (período de limpieza) seguido de un cierre inicial. Le continúa un período de producción, compuesto de 4 flujos a diferentes tasas y finalmente un período de cierre. Asumimos un yacimiento tipo infinito.

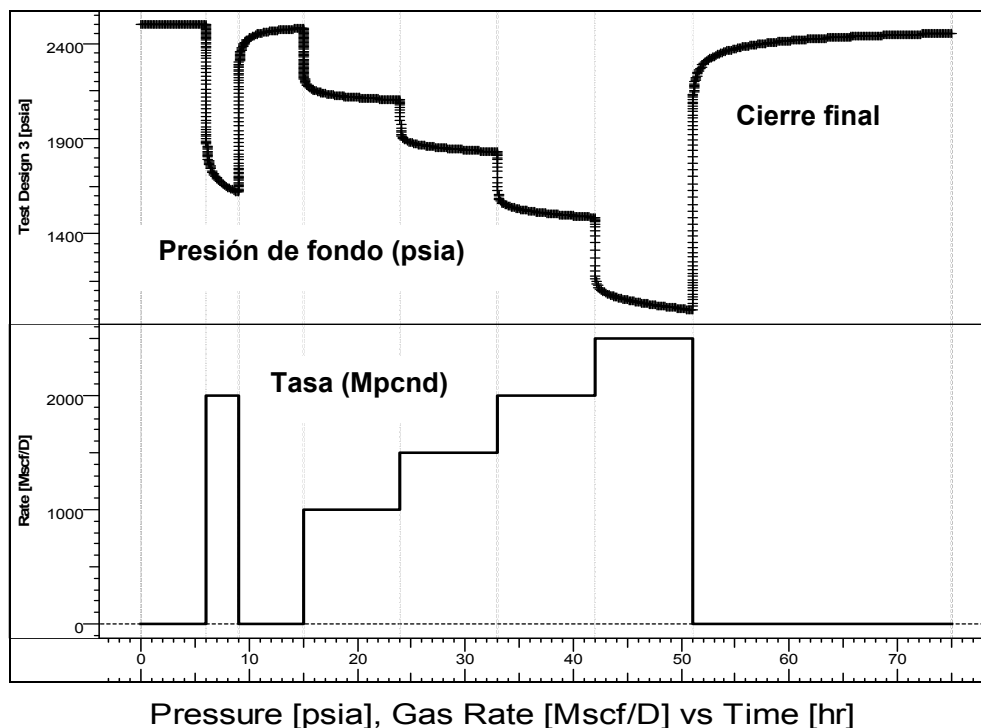


Fig. 4.22. Prueba tipo multitasa

Los datos de yacimiento y fluido usados en esta simulación son:

$P_i = 2500$ psia, $r_w = 0.3$ ft, porosidad = 15%, $T_{res} = 135^\circ\text{F}$, $\gamma = 0.67$, S_o (daño tipo mecánico = 0), $D = 0.001$ (MSCFD)⁻¹.

El primer paso, tratándose de una prueba en un pozo de gas, consiste en efectuar los gráficos de diagnóstico, a fin de identificar si hay daño por efecto de turbulencia, y la magnitud del mismo, de ser el efecto apreciable durante los tasas de la prueba. Para esto, como se explicó anteriormente, debemos efectuar el cálculo del daño efectivo (s') para cada período de flujo y corroborar si es diferente (nuevamente asumimos que el producto kh no varía durante el prueba. En este caso la variación debería estar asociada a la permeabilidad efectiva del gas -reducción-, que podría suceder de tener condensado en la zona vecina al pozo, ya que la presión de fondo podría ser menor que la presión del punto de rocío).

A continuación se presentan los cuatro períodos de flujo en gráficas tipo log-log y semilog a fin de efectuar diagnóstico y determinar el valor de daño efectivo s' para cada periodo. Cabe mencionar que al igual que en el caso de petróleo, la función del tiempo es tipo superposición, a fin de considerar la historia de las tasas en el análisis de los períodos de cierre. La idea de obtener el daño efectivo del análisis de los períodos de flujo y cierre es que una vez definido el mismo y su dependencia con la tasa, se puede obtener el factor D , y de aquí que se pueda realizar ajuste de toda la historia de la prueba, usando inicialmente este valor para la constante D .

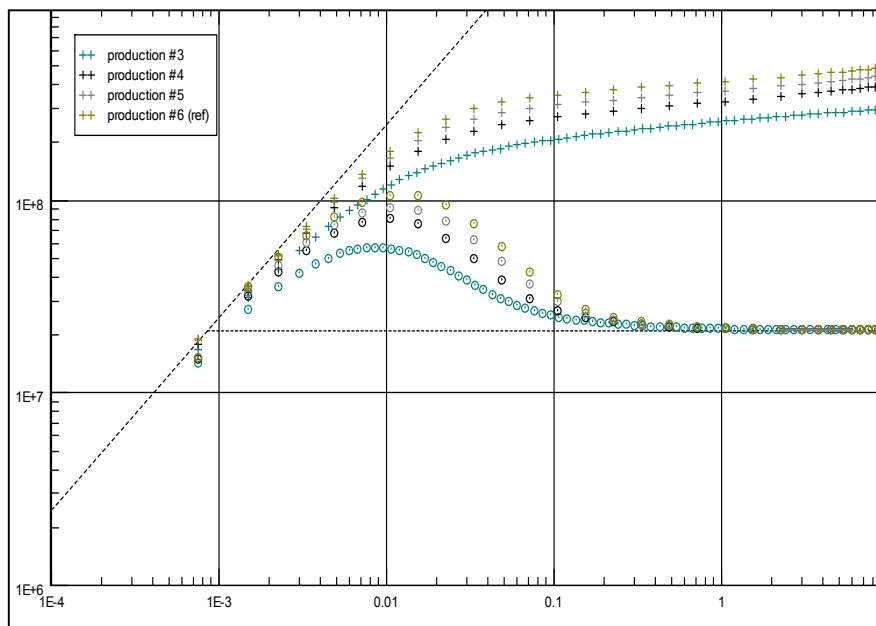
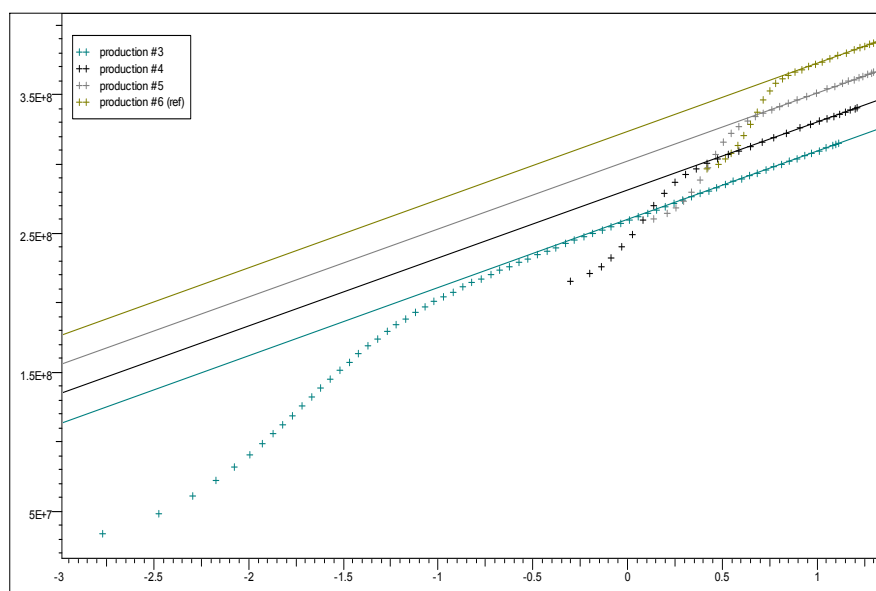


Fig. 4.23. Diagnóstico tipo Log-Log

Mediante inspección visual de la Fig. 4.23., se aprecia que la separación de la presión con respecto a la presión derivativa es diferente, para cada período de flujo, lo que indica daño variable.

Podemos efectuar una gráfica del daño efectivo obtenido del análisis semi-log de cada período en función de las tasas registradas durante la prueba.



Semi-Log plot: $m(p)$ normalized $[\text{psi}^2/\text{cp}]$ vs Superposition time

Fig. 4.24. Análisis tipo semilog para cada período de flujo

Los resultados (relevantes) obtenidos del análisis para cada período de flujo son:

Flujo previo al cierre final Slope = $4.90086E+7$ psi ² /cp $M(p)@1hr = 9.84174E+7$ psi ² /cp Delta Q = 2500 Mscf/D $k.h = 49.7$ md.ft $k = 4.97$ md <i>Skin</i> = 2.45 Primer Flujo Slope = $1.95996E+7$ psi ² /cp $M(p)@1hr = 3.63822E+8$ psi ² /cp Delta Q = 1000 Mscf/D $k.h = 49.7$ md.ft $k = 4.97$ md <i>Skin</i> = 0.958	Segundo Flujo Slope = $2.93852E+7$ psi ² /cp $M(p)@1hr = 2.82704E+8$ psi ² /cp Delta Q = 1500 Mscf/D $k.h = 49.7$ md.ft $k = 4.97$ md <i>Skin</i> = 1.46 Tercer Flujo Slope = $3.9193E+7$ psi ² /cp $M(p)@1hr = 1.95326E+8$ psi ² /cp Delta Q = 2000 Mscf/D $k.h = 49.7$ md.ft $k = 4.97$ md <i>Skin</i> = 1.95
---	--

Resultados análisis tipo semi-log (períodos de flujo)

A continuación se presenta la gráfica del daño efectivo en función de la tasa:

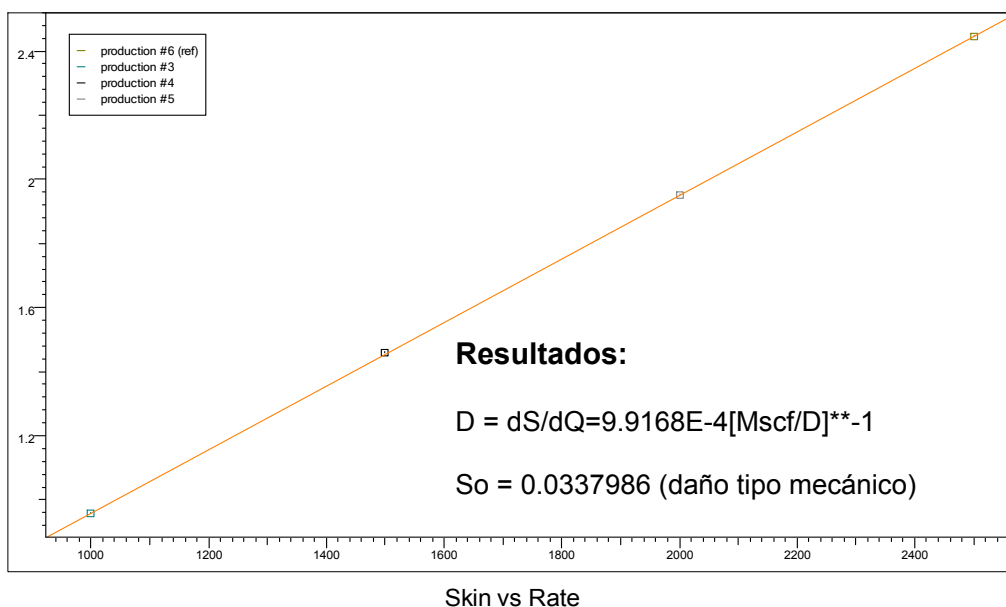
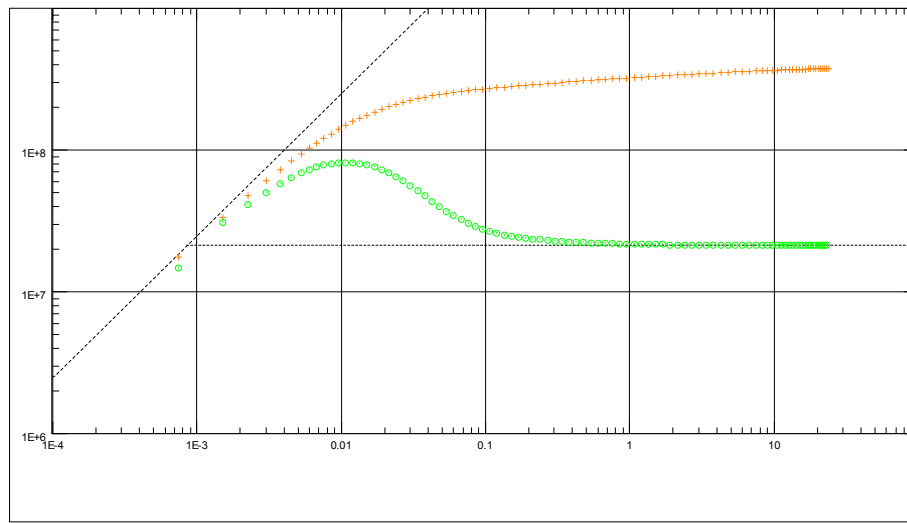


Fig. 4.25. Variación del daño con la tasa

En resumen, basados en análisis tipo semilog, comprobando mediante inspección visual que el régimen de flujo es del tipo radial infinito y que, por lo tanto, la elección de la línea recta semi-logarítmica es válida, se obtuvo el producto kh , So (daño mecánico) y el coeficiente de turbulencia D .

El diagnóstico tipo log-log y semi-log para el período de cierre final se muestra a continuación:



Log-Log plot: $dm(p)$ and $dm(p)'$ [psi^2/cp] vs dt [hr]

Fig. 4.26. Gráfica de diagnóstico tipo Log-log. Período de cierre final.

Vale mencionar que de no efectuar análisis tipo semi-log y de basarnos sólo en el análisis del período de cierre, como en el caso de petróleo, se puede obtener un ajuste de los datos excelente, para el período de cierre, del cual se obtiene un valor para kh , así como de daño (asumido como total y posiblemente del tipo mecánico).

Sin embargo, la simulación de la historia de prueba, basándonos sólo en el análisis del período de cierre, y sin considerar daño variable, no es resolutive. A continuación mostramos el ajuste de los datos mediante dos modelos, cuya diferencia es que uno considera daño debido a turbulencia (el valor de D ya es conocido) y el otro asume que el factor de daño no depende de la tasa.

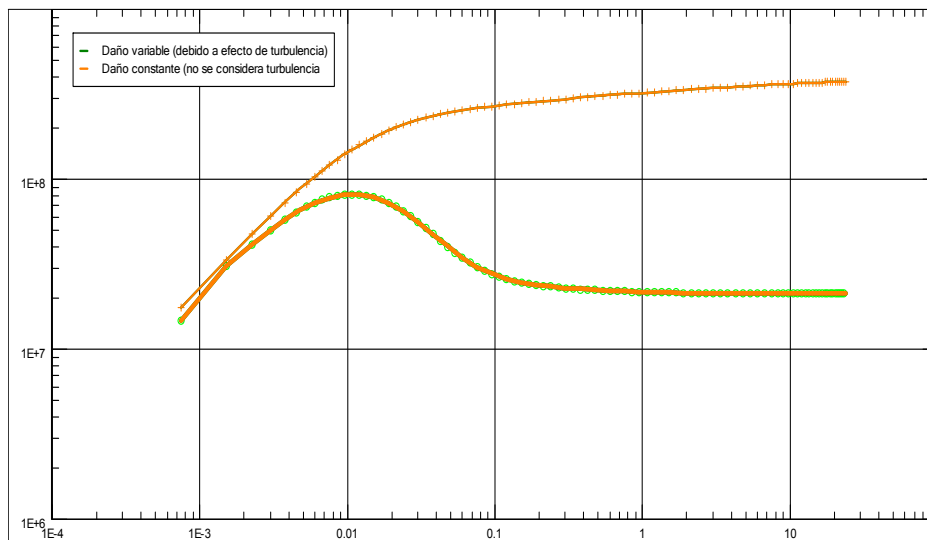


Fig. 4.27. Ajuste de datos mediante modelos

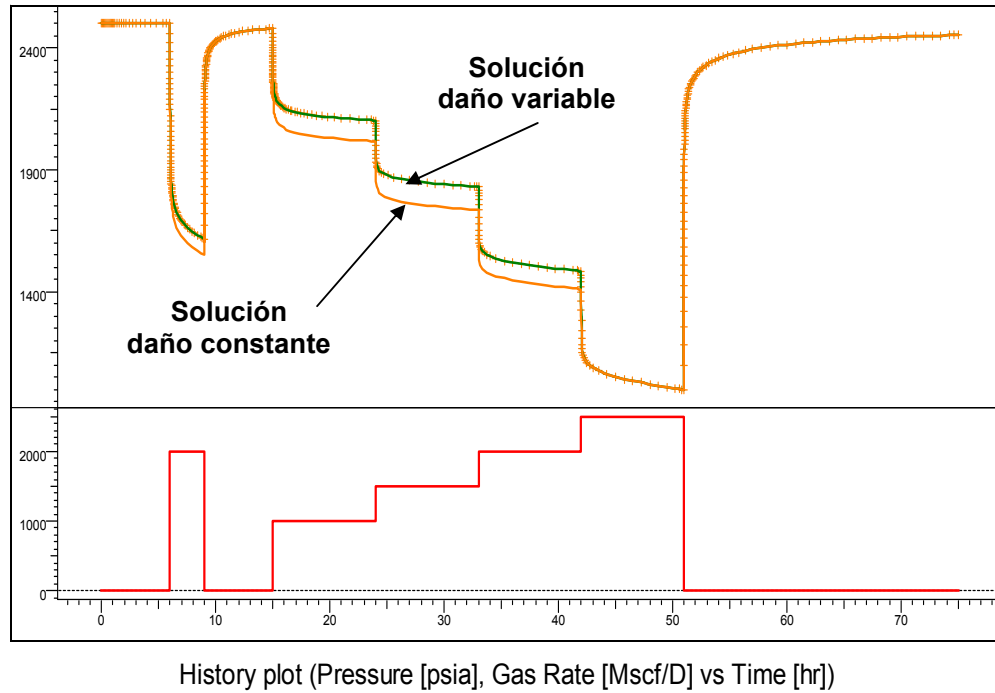


Fig. 4.28. Simulación historia de la prueba

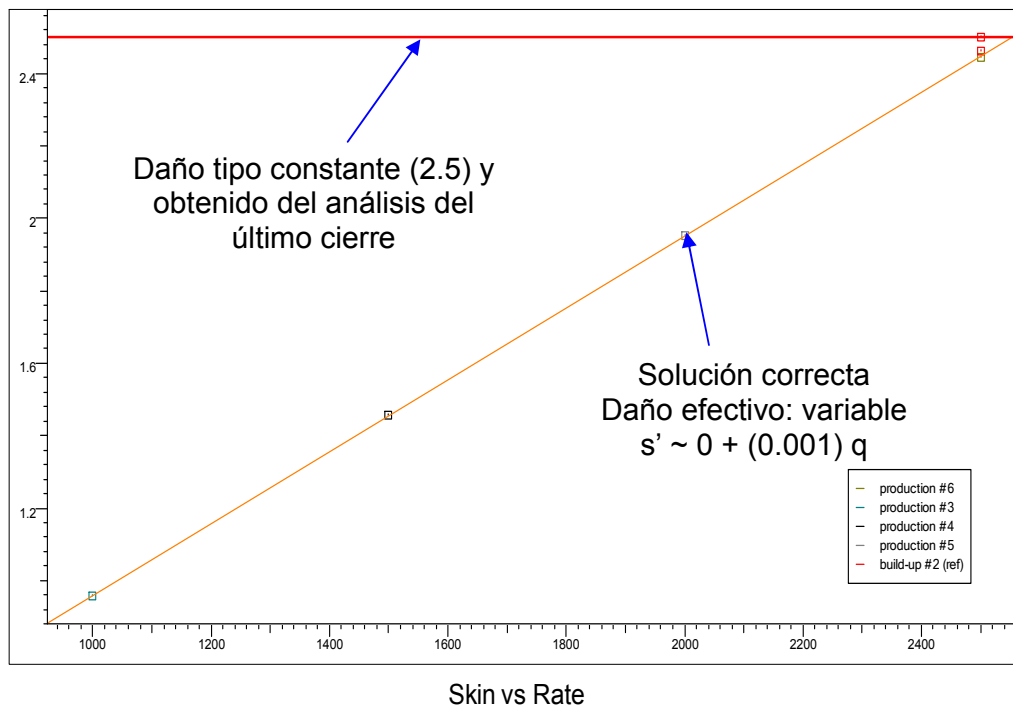


Fig. 4.29. Daño en función de la tasa

Los resultados finales de este ejercicio son ya conocidos, puesto que es un ejercicio simulado. La idea fue efectuar paso a paso el análisis, a fin de

enfaticar la importancia que implica reconocer el efecto de turbulencia y su cálculo.

4.6. Pruebas tipo contra-presión “Back pressure tests”

En gas, las pruebas de producción, también conocidas con el nombre de "contra-presión", se realizan a fin de calcular la tasa de producción del pozo en función de la presión en la tubería de producción.

Un parámetro de suma utilidad en el caso del gas es el potencial absoluto máximo de flujo, AOFP (absolute open flow potencial), que se define como la tasa a la cual el pozo produciría contra una contrapresión igual a la atmosférica (lo cual en la práctica no ocurre). Este es un valor que no se obtiene directamente de la prueba, sino del análisis de la misma.

Originalmente, la evaluación de las pruebas tipo back pressure se basaron en una ecuación empírica, que relaciona la tasa de gas y la presión de fondo, la cual viene dada por la siguiente ecuación:

$$q = C(\bar{p}^2 - p_f^2)^n \quad (32)$$

La EC. 32 ha sido la base de la construcción de curvas de disponibilidad del gas, puesto que relaciona la tasa con la presión de fondo fluyente. De aquí que, y asumiendo condiciones de estabilización (estado estacionario), en principio, mediante esta relación se puede calcular la tasa de producción de gas a futuro.

En la EC. 32 el valor de n está relacionado con el efecto de turbulencia, siendo 0.5 el máximo en cuanto al efecto y 1 el mínimo o nulo (es decir flujo tipo laminar). La constante C está relacionada con parámetros de yacimiento como por ejemplo la capacidad de flujo. La presión P_f es la presión de fondo fluyente estabilizada, correspondiente a cada valor de tasa q , y la presión P es la presión del yacimiento al momento de realizar la prueba.

Los valores de n y C se obtienen del análisis de la prueba, la cual consiste en producir el pozo a distintas tasas, generalmente cuatro, y se registran las presiones de fondo, p_f . Los valores obtenidos se grafican comúnmente en escala tipo log-log ($p^2 - p_f^2$) vs. q . La tendencia de los datos según la EC. 32, debe ser la de una línea recta de pendiente $1/n$. Los valores de C y n se obtienen del análisis de la línea recta. A continuación se presenta una gráfica que ilustra el método:

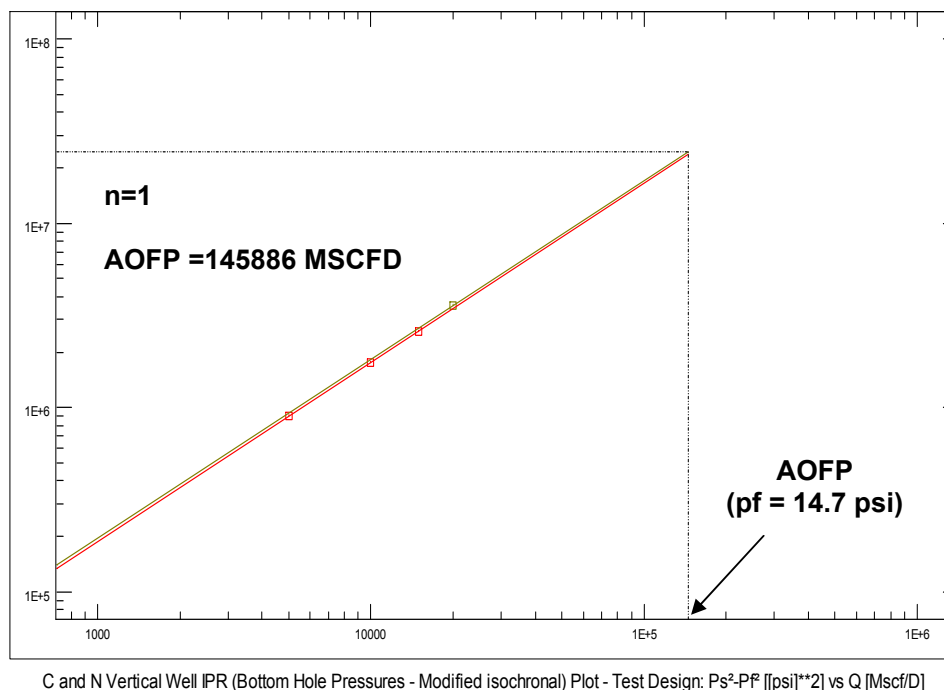


Fig. 4.30. Prueba tipo back-pressure

C y n no son constantes en un sentido estricto, sino que son funciones de las propiedades del fluido, las cuales varían con la presión (y por lo tanto con el tiempo).

Por esta razón, si se usa este tipo de curva, se deben efectuar pruebas periódicamente en el pozo, para reajustar el valor de C y n . De aquí que, como veremos en la próxima sección, se prefieran las pruebas tipo isocronales.

Existen varias modalidades de pruebas tipo back-pressure, siendo la óptima, como se verá, la prueba tipo isocronal modificada.

El éxito de la prueba está en lograr las condiciones de flujo pseudo estacionario o estacionario, las cuales se obtienen si la duración de la prueba es lo suficiente para que toda el área de drenaje esté involucrada dinámicamente durante la misma, ya que esto permite obtener, por ejemplo, el índice de productividad estabilizado, así como el uso de ecuaciones similares a la EC. 32, cuya aplicación implica régimen de flujo estabilizado (efecto de bordes o límites del yacimiento presentes durante el tiempo de la prueba).

A continuación se presenta una breve descripción de los principios en que se basan cada modalidad de prueba.

4.6.1. Pruebas tipo flujo tras flujo (Flow After flow test)

Esta prueba es muy común (tanto en gas como en petróleo: prueba multi-tasa) y se aplica con el fin de obtener un valor para el índice de productividad del pozo (IPR), el cual puede ser de carácter transiente o estabilizado.

A continuación se presenta un ejemplo de prueba tipo flujo tras flujo:

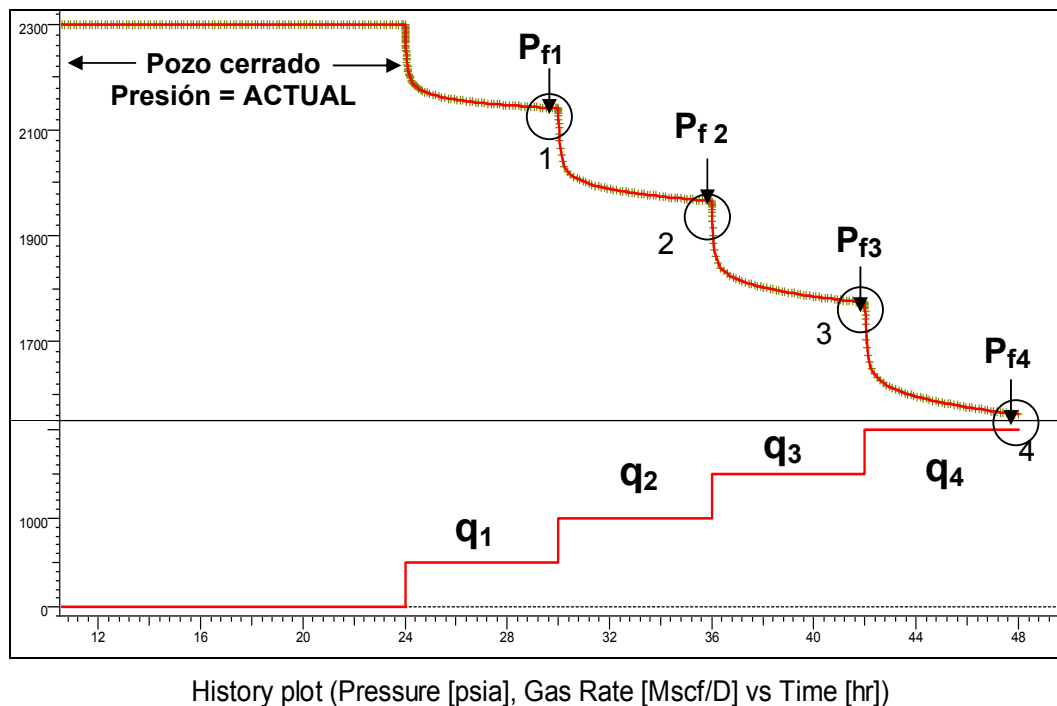


Fig. 4.31. Prueba tipo Flujo tras flujo

Resumiendo, el procedimiento de campo para esta prueba es:

Primero, asegurar condiciones estabilizadas en cuanto a la presión del área de drenaje, es decir, al inicio, el valor de la presión del yacimiento es la inicial (pozo exploratorio) o actual (pozo de desarrollo), antes de proceder con los períodos de flujo.

A continuación, se abre el pozo con distintos orificios y durante un período de tiempo para cada orificio, el cual idealmente se determina mediante el diseño de la prueba (ver Capítulo VI).

Se registra, mediante sensor de fondo, las presiones de fluencia así como las tasas correspondientes, mediante separador en superficie. La tasa debe ser constante durante todo el período de flujo particular.

El índice de productividad y la determinación de los parámetros n y C que aparecen en la EC. 32 se pueden determinar del análisis de los datos, como se explicó en la sección anterior.

A continuación se presentan los resultados en gráfica similar a la usada para el caso de petróleo, es decir, en escala tipo cartesiana de la presión de fondo fluyente en función de la tasa.

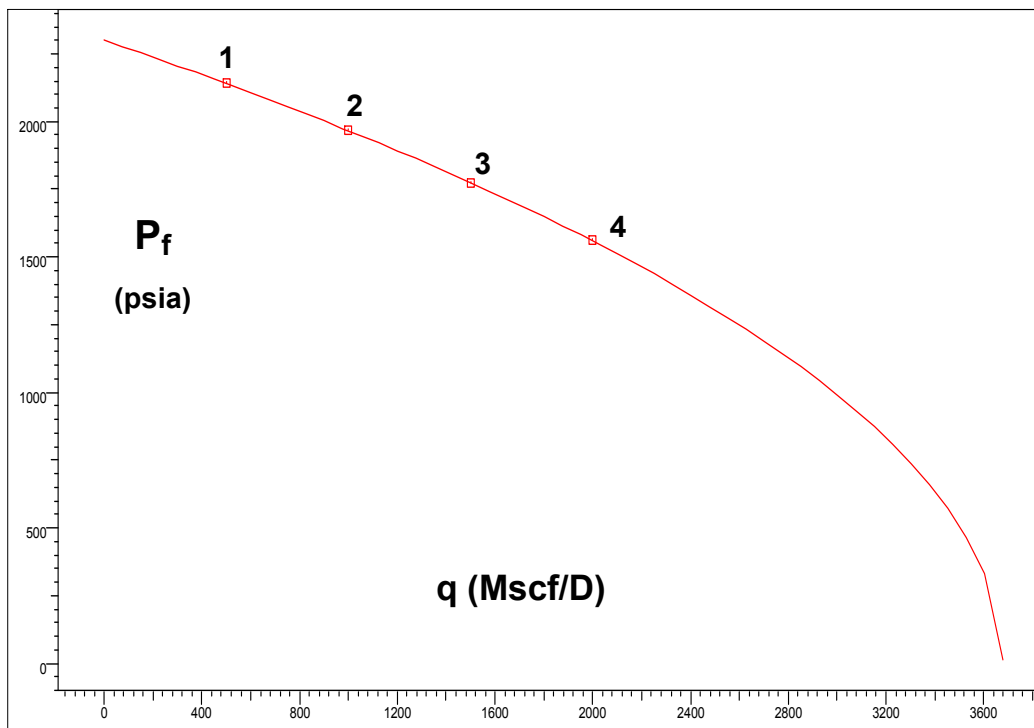


Fig. 4.32. Gráfica tipo IPR. Prueba tipo flujo tras flujo

Como se aprecia en la Fig. 4.32. la tendencia de los puntos no es lineal a diferencia de ser petróleo el fluido y, claro está, de ser los valores de presión superiores a la presión de saturación.

Los resultados numéricos son:

$P_{med} = 2300$ psia

AOFP = 3677.76 Mscf/D

$C = 7.92743E-4 [Mscf/D] / [psi]^{**2N}$

$N = 0.99$

En forma de ecuación (EC.32) tenemos:

$$q = 7.92743 \cdot 10^{-4} \left((2300)^2 - p_{wf}^2 \right)^{0.99}$$

Con el fin de verificar el régimen de flujo existente durante la prueba debemos efectuar el diagnóstico tipo log-log para los períodos de flujo involucrados durante la prueba. El resultado se muestra en la siguiente figura:

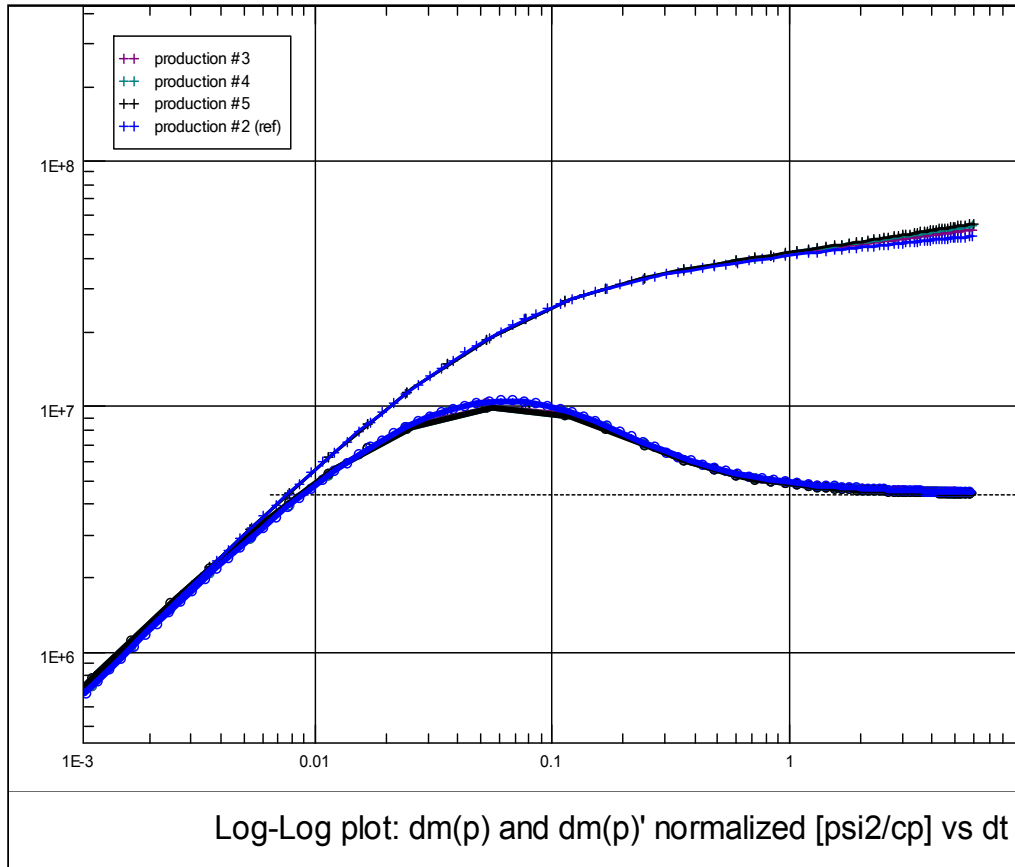


Fig. 4.33. Gráfica de diagnóstico tipo Log-Log (todos los períodos de flujo)

Como se puede apreciar mediante inspección visual de la Fig. 4.33., durante los períodos de flujo, el régimen de flujo tipo transiente fue el dominante. Esto quiere decir que no se logró el régimen de flujo semi-estacionario o estacionario y, por lo tanto, la naturaleza transiente de los resultados en este caso la curva que define el índice de productividad (IPR) del pozo. Esto quiere decir que es válido sólo durante el período de tiempo que duró la prueba.

En la práctica, son muchos los casos de campo en donde se obtienen estos resultados, es decir transientes. Dado que se puede contar con sensores de presión de fondo y lectura en tiempo real, el tiempo necesario, a fin de definir toda el área de drenaje, puede que amerite la implementación de una prueba tipo extendida (ver Capítulo V).

No obstante, del análisis de los transientes de presión de cada uno de los períodos de flujo, se pueden obtener los parámetros básicos de yacimiento y pozo, incluyendo daño por efecto de turbulencia, puesto que el requerimiento mínimo, si se quiere, en cuanto al régimen de flujo, es que sea del tipo radial infinito para la obtención de estos resultados.

4.6.2. Prueba tipo Isocronal e isocronal modificada

En la sección anterior se presentó la prueba tipo flujo tras flujo o back-pressure y se enfatizó sobre la naturaleza transiente de los resultados de no lograr condiciones de flujo pseudo estacionario durante el tiempo de la prueba. La prueba tipo isocronal tiene por objetivo obtener la curva IPR estabilizada a partir de datos de presiones de fluencia asociados con régimen de flujo transiente.

La prueba Isocronal consiste en realizar aperturas de igual duración seguidas de cierres, pero cuya duración sea tal que se logre alcanzar la presión media del yacimiento. Sin embargo, a nivel de campo, esto significa que, dependiendo de la transmisibilidad del yacimiento, y de ser la misma baja, cumplir con este requisito puede llevar a pruebas de muy larga duración (períodos de cierre), lo cual puede no ser económico (producción diferida, costos de la prueba versus beneficios de la información).

A continuación se presenta un ejemplo simulado de la historia de una prueba tipo isocronal. La palabra isocronal significa “de la misma duración”, es decir, una prueba isocronal de 6 horas significa que los períodos de fluencia son de 6 horas cada uno:

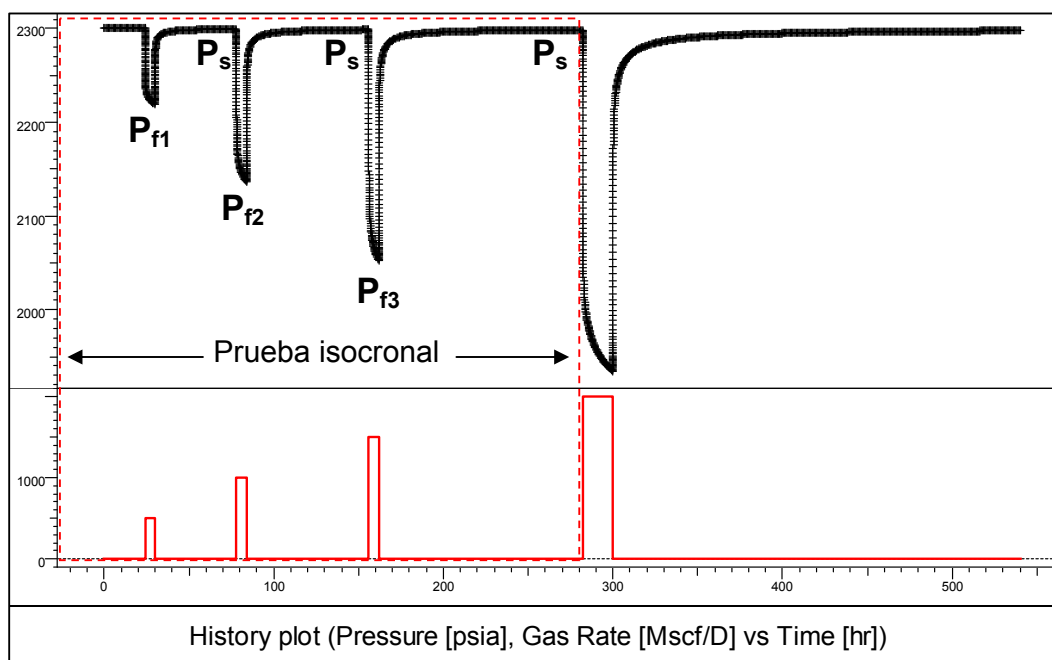


Fig. 4.34. Prueba tipo isocronal

Dado que es un ejemplo simulado, la duración de los períodos de cierre es tal que la presión alcanza régimen de flujo tipo estacionario en cada período de cierre.

En este ejemplo se usó un valor para el producto permeabilidad espesor de 100 md.ft. Si consideramos un valor de 25 md.ft, sólo durante el último cierre,

asumiendo la misma duración para los cierres que en el caso anterior, se logra alcanzar la estabilización de la presión.

De aquí que en la práctica se use la prueba tipo isocronal “modificada” la cual consta de períodos de flujo y cierres de la misma duración. Con el fin de asegurar condiciones de régimen de flujo semi-estacionario, se incorpora un período de flujo extendido, es decir, de una duración mayor a los períodos de fluencia que conforman las isócronas, con el fin de lograr condiciones de “estabilización”, lo que significa disponer al menos de un punto de presión que se considere estable (régimen de flujo estacionario) y de esta manera del análisis de los datos poder determinar grafica tipo IPR estabilizada.

Nuevamente vale decir que en la práctica puede que no se logre este objetivo durante el período de flujo extendido, sobre todo si la medición de presiones no se realiza en la modalidad tiempo real, que permite verificar el régimen de flujo existente mediante el análisis de los datos sobre la marcha de la prueba.

La teoría en que se fundamenta la prueba tipo isocronal, así como la validez de la misma (ver Referencias), se basa en que las curvas elaboradas con datos de presión registrados durante los períodos de flujo de igual duración, pero de tasa diferente en magnitud, se caracterizan por que el valor de la pendiente ($1/n$) es el mismo para todas las curvas.

El fundamento del método se basa en el concepto de radio de drenaje, el cual se explicó en secciones anteriores. El radio de drenaje sólo depende del tiempo, y no de la magnitud de la tasa. Esto quiere decir que el radio de drenaje es el mismo con tal de que la duración del período de flujo de cada tasa y cierre sean iguales. Esto conlleva a razonar que estaríamos simulando un estado de flujo estacionario por cuanto el radio de drenaje no cambia durante los períodos de flujo de la prueba.

A continuación y dado de que es importante aclarar las condiciones de validez de la prueba isocronal, así como la isocronal modificada, se presentan los conceptos de radio de drenaje aparente y efectivo, los cuales según la literatura se usaron a fin de ilustrar la aplicación de las pruebas isocronales, y su ventaja sobre las pruebas tipo back pressure o flujo tras flujo de naturaleza transiente.

Vale mencionar que de ser el yacimiento limitado en extensión puede que se logren condiciones de estabilización durante las pruebas tipo flujo tras flujo y de aquí que no sea necesario el uso de las pruebas isocronales. Claro que esto es un riesgo, sobre todo si se trata de pozos exploratorios; de aquí el uso común de las pruebas isocronales.

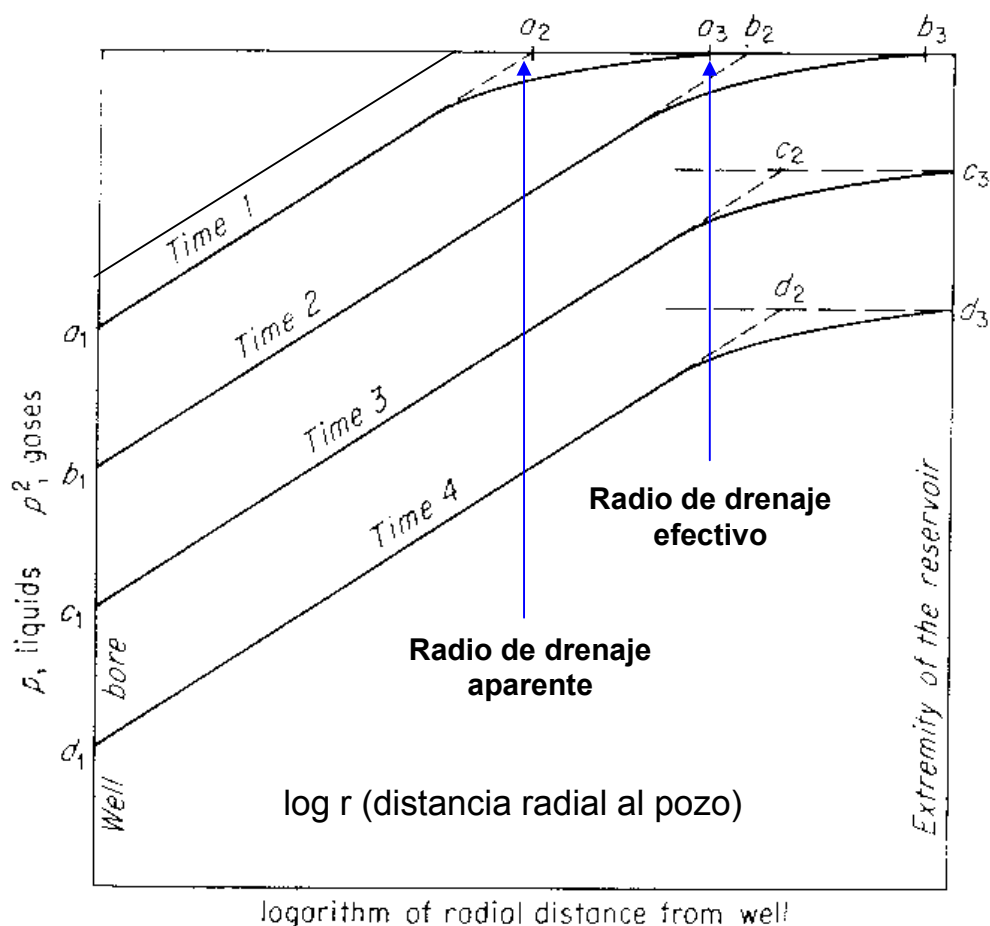


Fig. 4.35. Ilustración concepto de radio de drenaje aparente y efectivo

A un valor determinado del tiempo de producción, la extrapolación de la línea recta a la presión del yacimiento, en ese tiempo, nos provee el radio de drenaje aparente (régimen de flujo estacionario). El radio de drenaje efectivo es mayor que el aparente, y es a partir de este valor que el cambio en la presión del yacimiento es despreciable (desde el punto de vista práctico y de medición si se quiere). Podríamos decir que el pozo drena en un momento dado, de un área de drenaje definida por el radio de drenaje aparente.

El radio de drenaje aparente y el efectivo cambian con el tiempo de producción, como se aprecia en la figura. Por ejemplo (ver Fig. 4.35.), para el tiempo de producción 1 (time 1) el radio de drenaje aparente es a_2 y el efectivo es a_3 .

La teoría y práctica de la prueba isocronal e isocronal modificada, se basa en que el radio de drenaje aparente es el mismo en caso de tener los períodos de flujo la misma duración y, por lo tanto, es constante. De aquí que este sea el requisito que se cumple para un estado estacionario. Por lo tanto, la pendiente de las curvas isocronales deben ser iguales por definición de condiciones de flujo estacionario.

Este desarrollo permitió ofrecer una alternativa a las curvas tipo contra-presión, debido a que las mismas pueden presentar cambios en las constantes C y n . A continuación se presentan las gráficas de comparación de la prueba isocronal y tipo contra-presión efectuada en un mismo pozo:

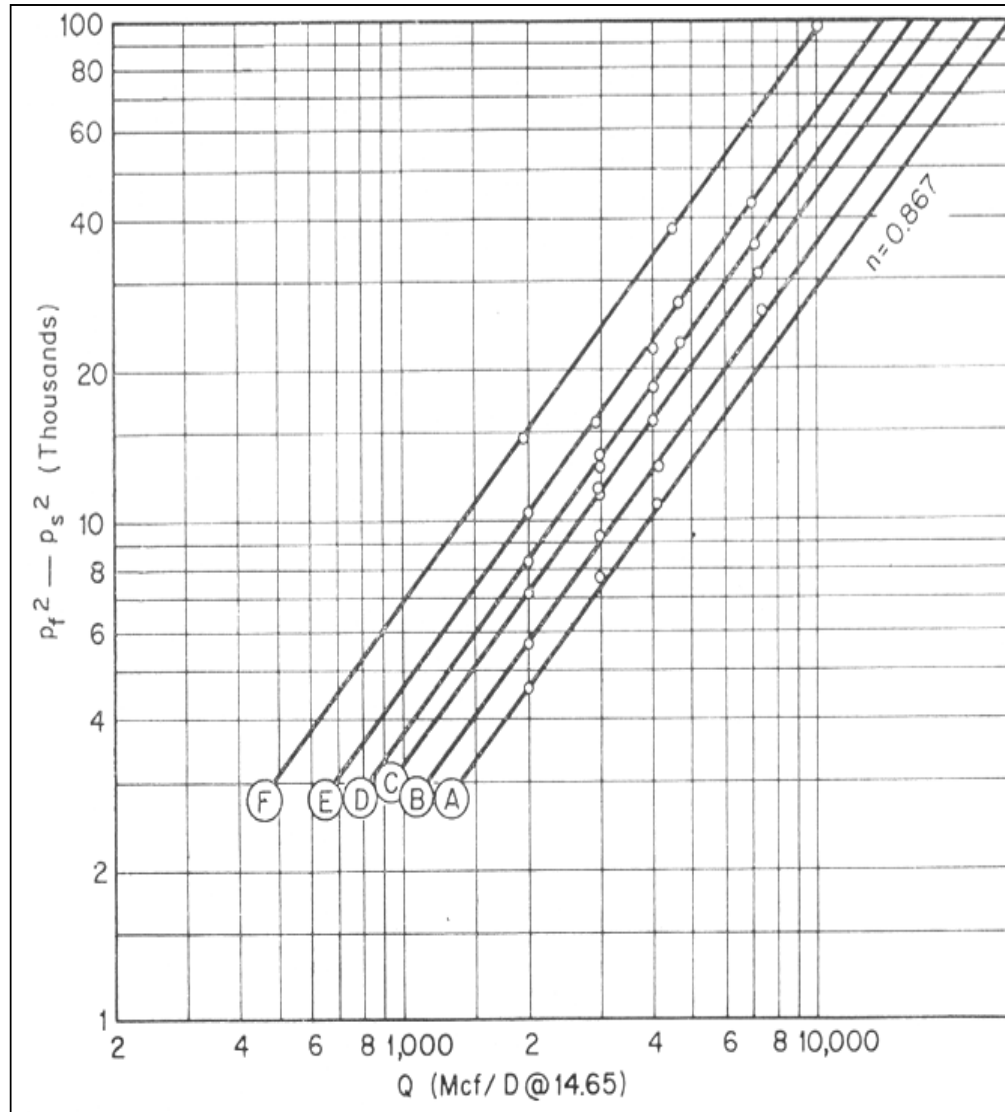


Fig. 4.36. Pruebas tipo isocronal. Datos de campo ($n = 0.867$ para todas las curvas).

La Fig. 4.36. muestra seis pruebas tipo isocronal efectuados en un pozo de gas. Como se aprecia en la figura, el valor de n que se deduce de cualquiera de las curvas es el mismo: 0.867.

A continuación se presenta gráfica tipo Back-pressure o contrapresión obtenida de pruebas efectuadas en el mismo pozo:

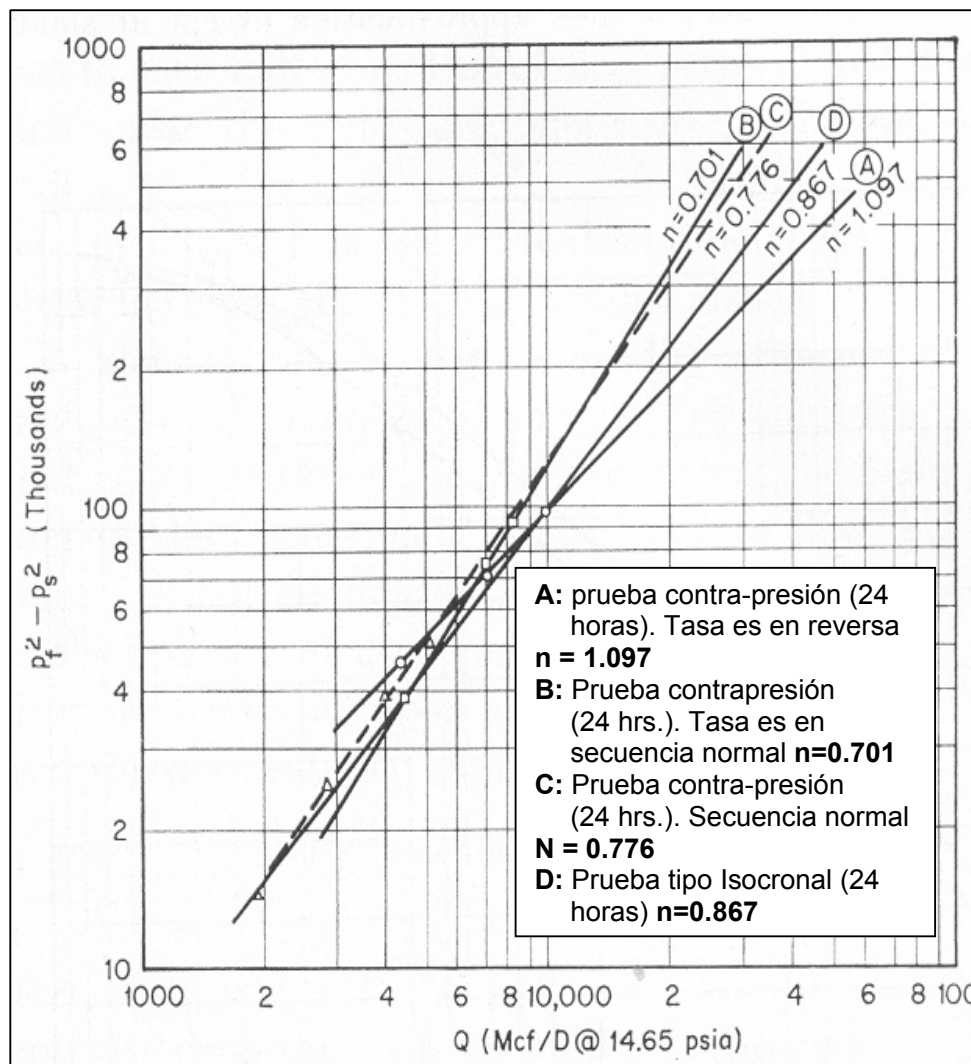


Fig. 4.37. Prueba tipo contra-presión efectuado en el mismo pozo (Fig. 4.36.)

Como se aprecia por los resultados mostrados en la Fig. 4.37., el valor de n obtenido del análisis de las curvas tipo contra-presión no es constante, en contraste con el valor obtenido mediante curva tipo prueba isocronal.

Para finalizar, debemos enfatizar que en el prueba isocronal modificada consideramos períodos iguales para la fluencia y cierre a efectos del análisis.

La diferencia entre la presión de cierre y la presión de fluencia medidas o registradas al final de cada período es la que se usa para el análisis, es decir, no se espera la estabilización de la presión.

A fin de ilustrar este punto, a continuación se presentan gráficas de apoyo, considerando tres períodos de flujo y cierre:

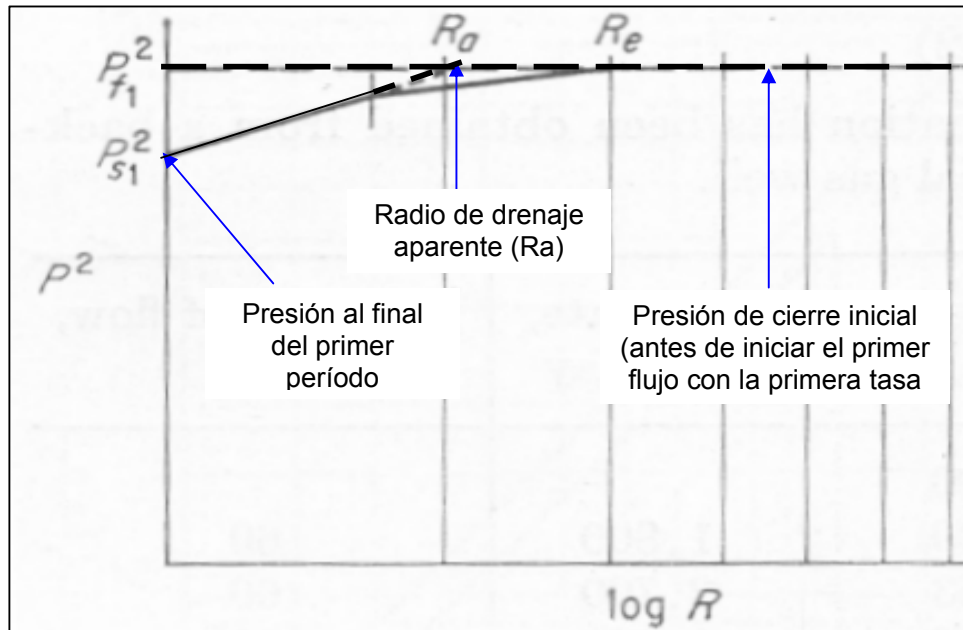


Fig. 4.38. Gradiiente de presión en el yacimiento. Primer flujo.

En la Fig. 4.38. se muestra el gradiiente de presión en el yacimiento antes de iniciar el flujo y al final (tiempo de duración de la isócrona) durante el primer período de flujo. La intersección de la extrapolación de la línea del gradiiente con la curva de la presión, define el radio de drenaje aparente R_a como se muestra en la figura.

A continuación se presentan las dos secuencias que siguen al cambiar las tasas, donde se infiere que, a fin de mantener el mismo radio de drenaje aparente, debe considerarse la presión medida en cada cierre como referencia para efectuar la diferencia de presiones en función de la tasa, es decir, elaborar la curva isocronal:

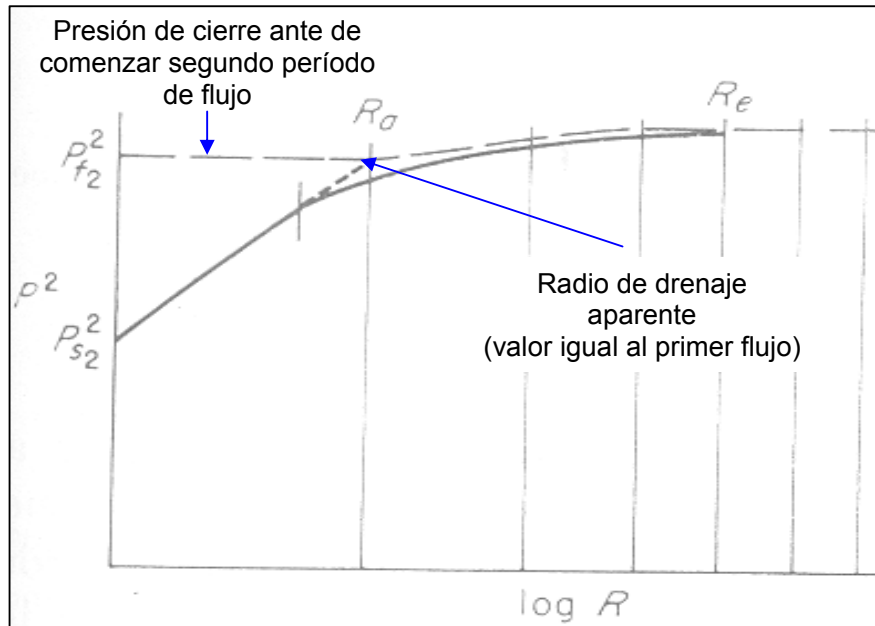


Fig. 4.39. Prueba isocronal. Segundo período de flujo

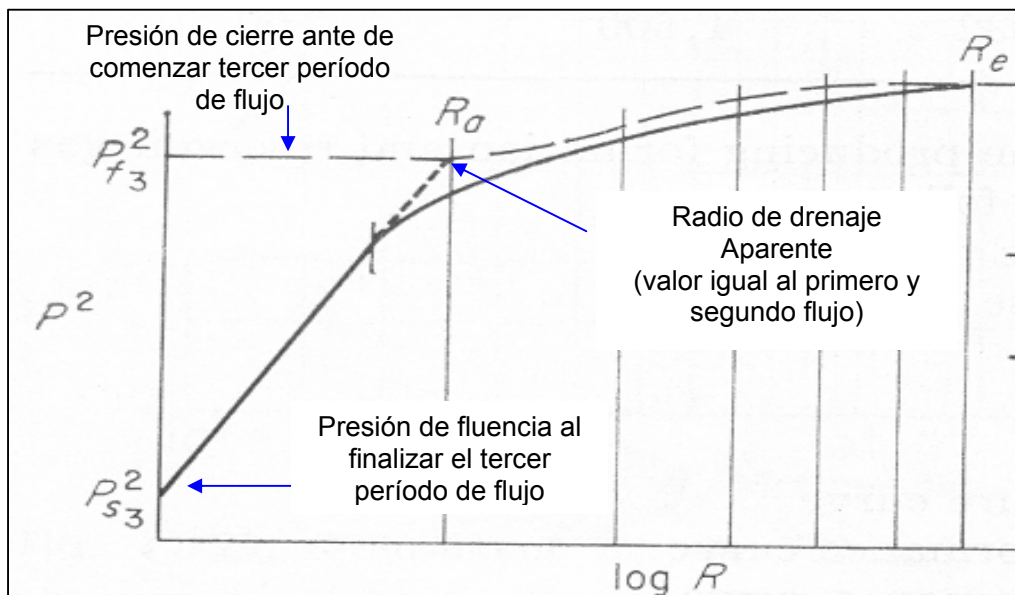


Fig. 4.40. Prueba Isocronal. Tercer período de flujo.

Ejemplo Prueba isocronal modificada

A continuación, se presenta ilustración de una prueba isocronal modificada, que consta de 3 isocronas de 6 horas de duración y un período de flujo extendido.

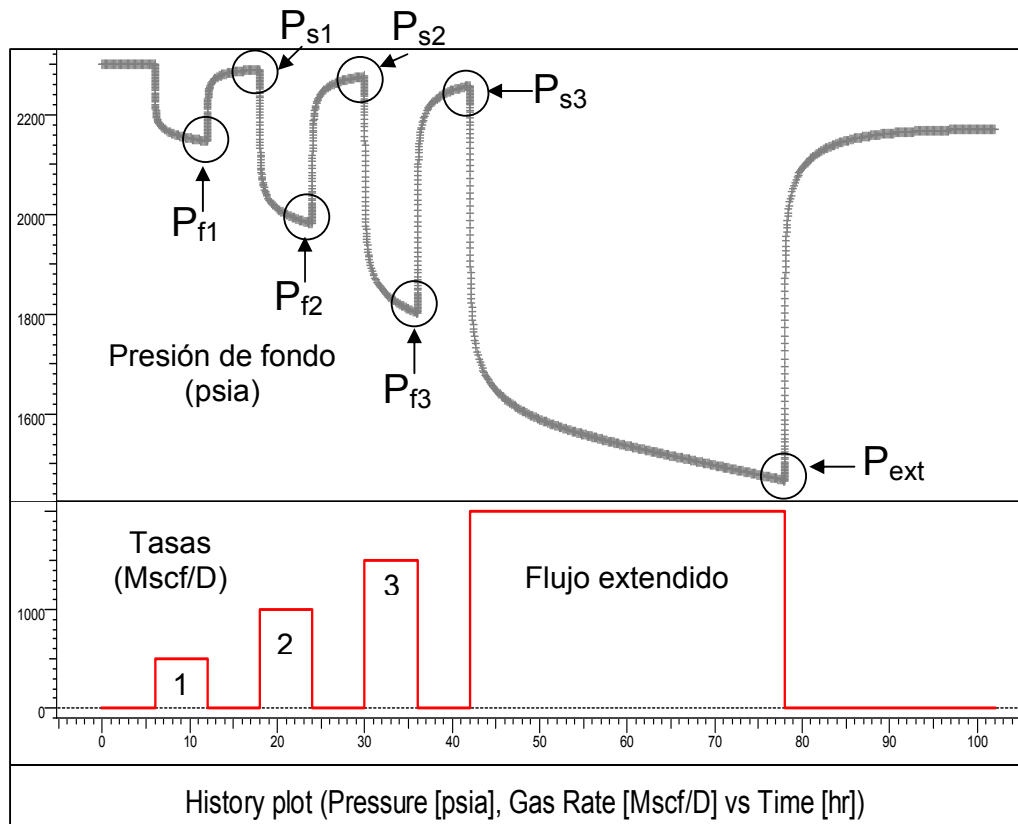


Fig. 4.41. Prueba tipo Isocronal Modificada

En la práctica, como se mencionó en el Capítulo III, el conocimiento del tiempo de inicio del flujo tipo semi-estacionario depende, entre otros factores, del conocimiento del área de drenaje del pozo. La ventaja de poder disponer de mediciones de la presión de fondo y efectuar análisis sobre la marcha de la prueba permite efectuar el diagnóstico de los regímenes de flujo existentes, lo que a su vez permite determinar las condiciones de estabilización necesarias para la validez de la aplicación de la prueba tipo isocronal.

A continuación se presentan los resultados obtenidos a fin de mostrar el método. En este ejemplo usamos la función de gas real $m(p)$ para la construcción de las curvas.

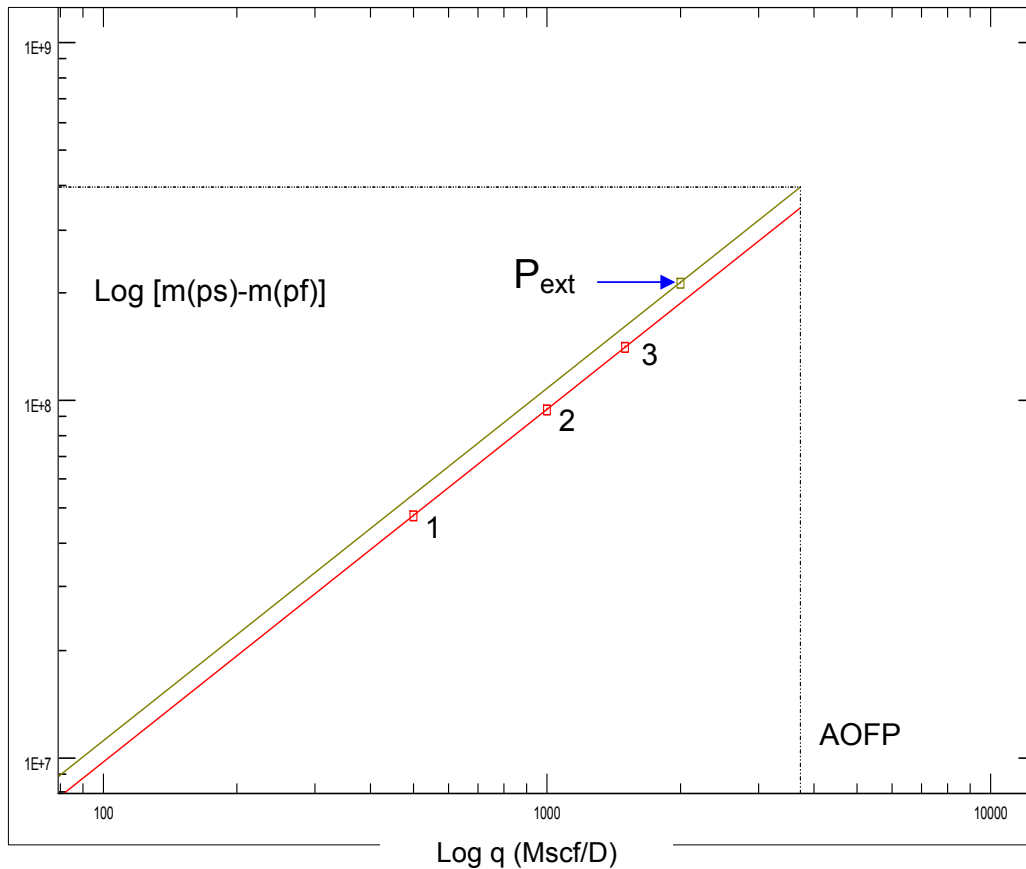


Fig. 4.42. Resultados prueba tipo isocronal modificada

A continuación se presentan los resultados numéricos:

$P(\text{media})=2232.8 \text{ psia}$

$\text{AOFP}=3732.4 \text{ Mscf/D}$

$C \text{ (trans.)}=7.96635E-6 [\text{Mscf/D}]/[\text{psi}^2/\text{cp}]^{**n}$

$n = 1.0$

isocronas = 3

$C \text{ (ext.)} = 6.9492E-6 [\text{Mscf/D}]/[\text{psi}^2/\text{cp}]^{**n}$

$P \text{ ext.} = 1467.5 \text{ psia}$

$q \text{ ext.} = 2000 \text{ Mscf/D}$

Dado que es un ejemplo simulado, la duración del período de flujo extendido se eligió de manera tal que alcanzara el régimen de flujo tipo semi-estacionario.

A continuación se presenta la gráfica de diagnóstico del período de flujo extendido:

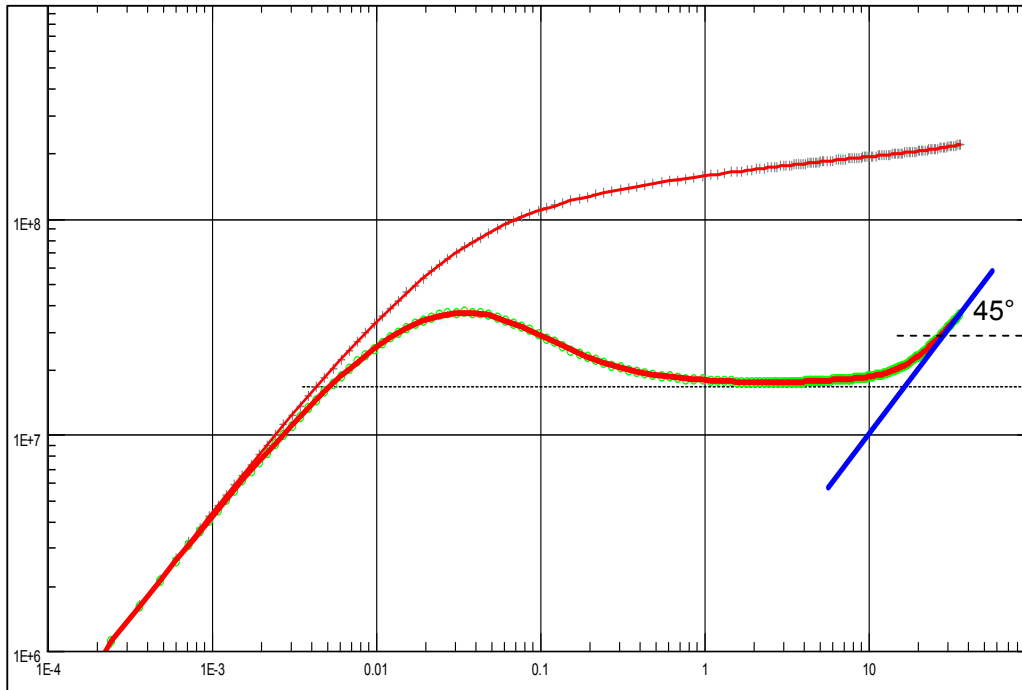


Fig. 4.43. Gráfico de diagnóstico de régimen de flujo. Período de flujo extendido.

De aquí que la relación de disponibilidad de gas que representa condiciones de estabilización, se pueda expresar como:

$$q = 6.9492 \cdot 10^{-6} \left(3.947 \cdot 10^8 - m(p_{wf}) \right)^{1/2}$$

Para finalizar, presentamos una tabla resumen, en la cual se presenta la dependencia de los parámetros que caracterizan los yacimientos de gas (C, n, y Ra) con los regímenes de flujo.

	FLUJO TIPO ESTACIONARIO	FLUJO TRANSIENTE	FLUJO PSEUDO ESTACIONARIO
Diagnóstico del régimen de flujo	Radio de drenaje y presión de yacimiento constantes.	Radio de drenaje y presión varían (transientes)	Radio de drenaje constante y presión declina de forma lineal
Pruebas válidas	Contra-presión Flujo tras flujo e isocronales.	Isocronales e isocronales modificadas	Contra-presión e isocronales
Valor de n (curva contrapresión)	Constante. Definido según flujo laminar ó turbulento.	Variable: aumenta con secuencias de flujo creciente y disminuye con secuencias de flujo decrecientes. Así como con flujo tipo turbulento.	Constante. Definido según flujo laminar ó turbulento
Valor de n (curva tipo isocronal)	Constante. Definido según flujo laminar ó turbulento	Constante. Definida según flujo laminar ó turbulento	Constante. Definida según flujo laminar ó turbulento
Coefficiente C: prueba contra-presión ó isocronal	Constante	Disminuye con la duración del período de flujo	Constante

Resumen pruebas en pozos de gas

4.7. Ejemplo inspirado en datos de campo

A continuación, y con la finalidad de implementar la metodología a datos de campo, presentamos un ejemplo de prueba en pozo de gas. Los datos de yacimiento y fluido son:

$P_i = 3000$ psia, $h = 59$ ft, $r_w = 0.27$ ft, $T = 158^\circ\text{F}$, Gravedad específica = 0.57, porosidad 15%. Tipo de prueba: Isocronal modificada.

A continuación se presenta la historia de la prueba.

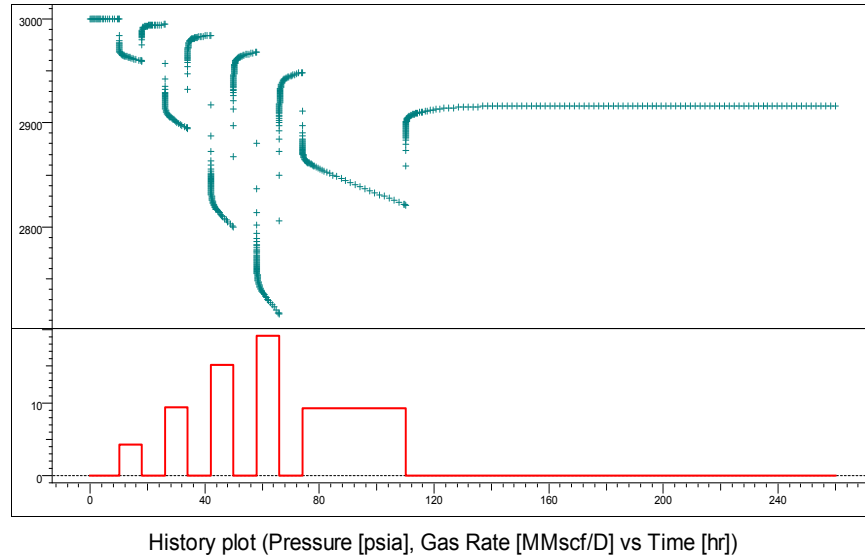


Fig. 4.44. Historia del Prueba (Ejemplo de campo)

Como se aprecia la prueba consiste de cuatro períodos de flujo y cierres de igual duración “isocronal de 8 horas”. Se efectuó un período de flujo extendido de 36 horas. De la inspección visual de la historia de la prueba, se infiere que la conducta de la presión (en este caso la tendencia de la misma durante los períodos de flujo) es lineal, indicativa de posible flujo semi-estacionario. El período final de cierre tiene una duración de 150 horas.

A continuación, presentamos gráficas de diagnóstico correspondientes al período de flujo extendido y cierre final:

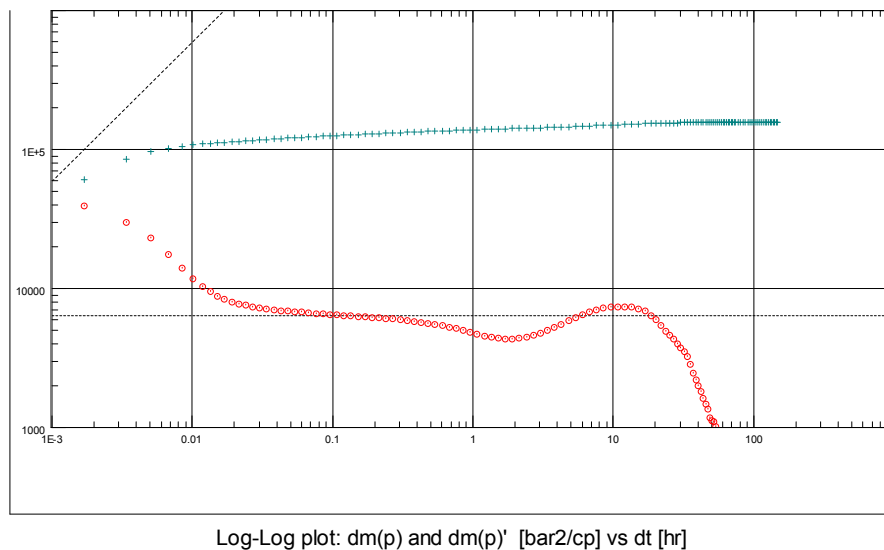


Fig. 4.45. Diagnóstico tipo Log-Log. Cierre final

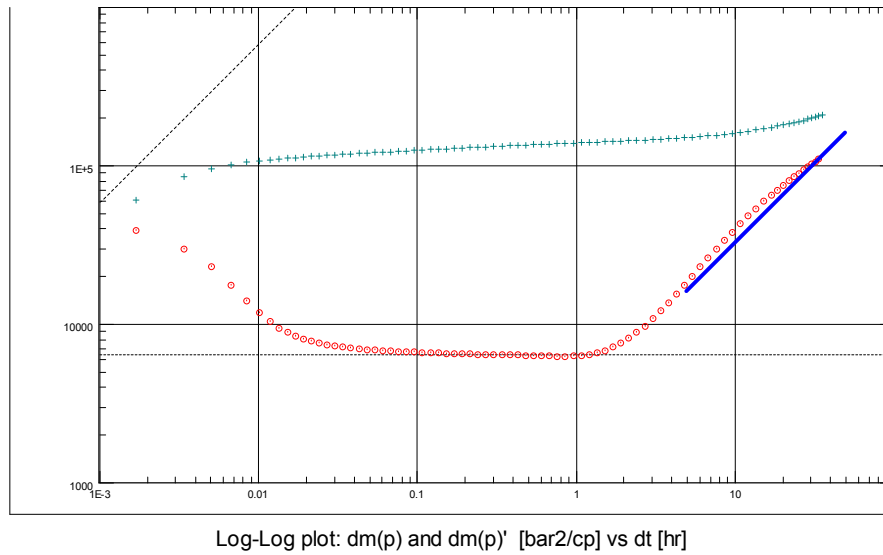


Fig. 4.46. Diagnóstico tipo Log-Log. Período de flujo extendido

Aunque una interpretación detallada requiere, del insumo de los modelos de geología y sísmica, podemos inferir que no solo se detectó límite del área de drenaje, sino que además la tendencia de la presión es hacia la estabilización.

De aquí que el análisis de los datos, en este caso, esté orientado a definir los parámetros básicos de yacimiento y límite del área de drenaje así como la obtención de la relación de disponibilidad del gas.

A continuación se presenta el diagnóstico de todos los períodos de cierre:

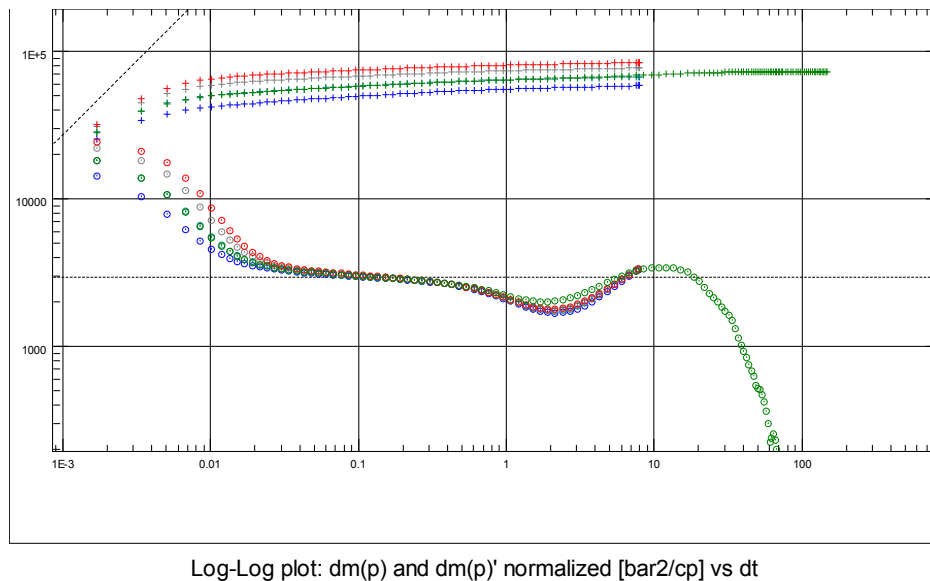
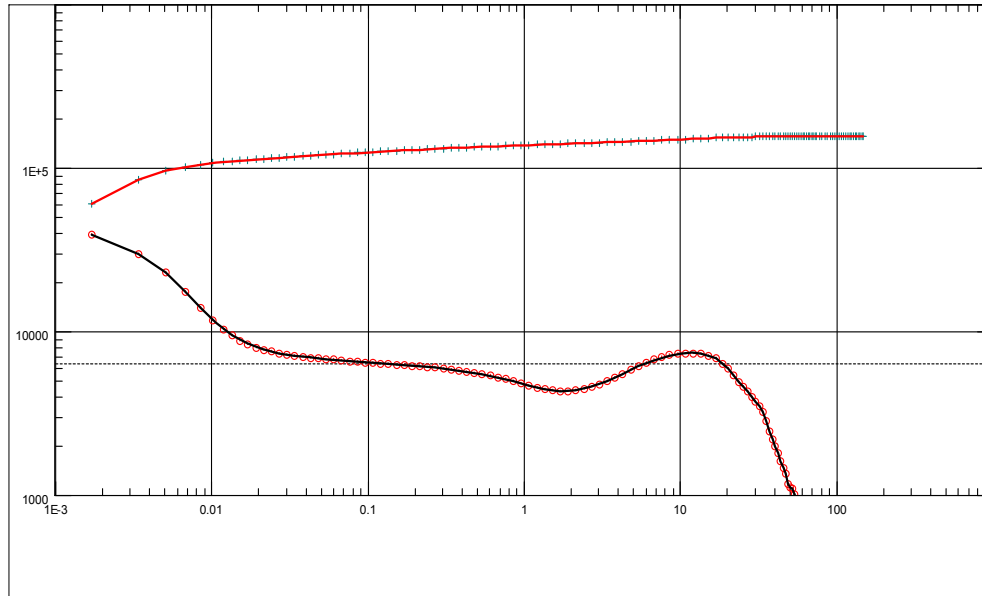


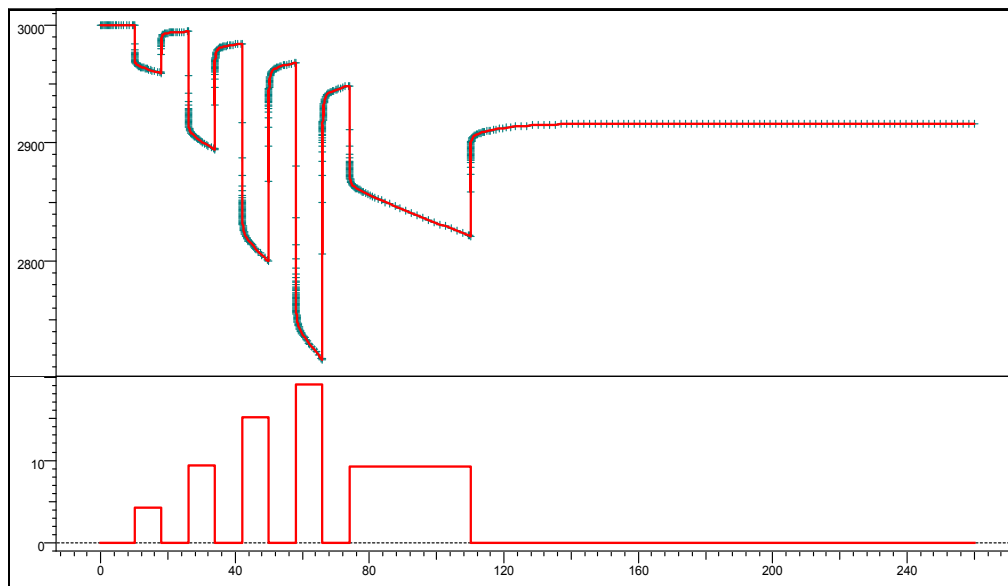
Fig. 4.47. Diagnóstico tipo Log-Log de todos los períodos de cierre

Inspección visual de la Fig. 4.47.: comparando la separación entre la presión y su correspondiente derivada, la cual es diferente para cada cierre, nos indica que el daño es variable. Igualmente, el daño aumenta con la tasa (se asume que no hay variación del producto kh), lo que es indicativo de efecto de daño por turbulencia. A continuación se presenta el modelo de ajuste de los datos y la simulación de la historia de la prueba:



Log-Log plot: $dm(p)$ and $dm(p)'$ [bar²/cp] vs dt [hr]

Fig. 4.48. Ajuste de datos para el período de cierre final, usando modelo de yacimiento homogéneo continuo, y de área de drenaje tipo barra



History plot (Pressure [psia], Gas Rate [MMscf/D] vs Time [hr])

Fig. 4.49. Simulación historia de la prueba

A continuación se presentan los resultados obtenidos en cuanto a los parámetros de yacimiento y área de drenaje:

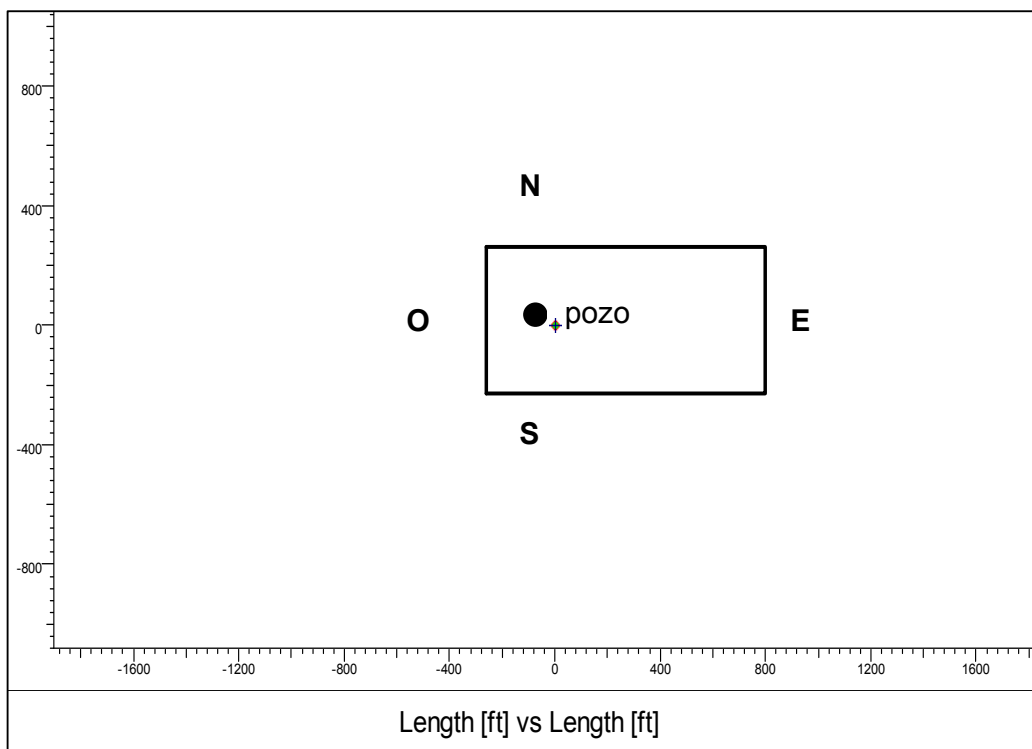


Fig. 4.50. Geometría pozo-yacimiento y resultados del análisis

Resultados obtenidos del análisis de los datos:

$C = 0.0109 \text{ bbl/psi}$. Daño₀=2. $\Delta P_{\text{Daño0}} = 15.35 \text{ psi}$. Daño total = 4.6

$\Delta P_{\text{Skin}} = 35.3 \text{ psi}$. $dS/dQ = 0.283[\text{MMscf/D}]-1$. $P_i = 3000 \text{ psia}$

$P_{\text{media}} = 2896.08 \text{ psia}$. $k \cdot h = 3000 \text{ md.ft}$. $k = 50.8 \text{ md}$

Geometría pozo-yacimiento (ver Fig. 4.50.):

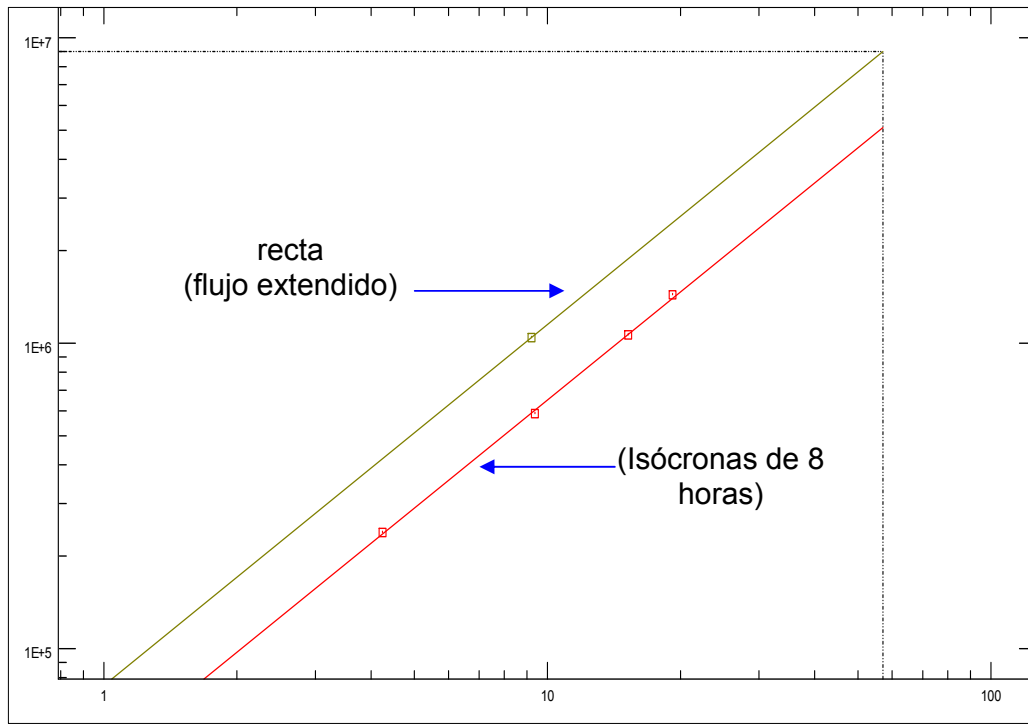
Sur: falla sellante. Ubicada a 230 ft del pozo

Este: falla sellante. Ubicada a 800 ft del pozo

Norte: falla sellante. Ubicada a 262 ft del pozo

Oeste: falla sellante. Ubicada a 262 ft del pozo

Para completar el análisis, debemos efectuar una evaluación de productividad del pozo, a fin de disponer de relación de entrega de gas a condiciones, en este caso, estabilizadas.



C and N Vertical Well IPR (Bottom Hole Pressures - Modified isochronal) Plot - Test Design 3: $P_s^2 - P_w^2$ [psi]**2 vs Q [MMscf/D]

Fig. 4.51. Gráfica tipo IPR

Resultados:

$P_{media} = 2896.08$ psia

AOFP = 56.9617MMscf/D

C (trans.) = $1.19838E-4$ [MMscf/D]/[psi]**2N

$n = 0.846$

C (ext.) = $7.41908E-5$ [MMscf/D]/[psi]**2N

$P_{ext} = 2821.11$ psia

$q_{ext.} = 9.18181$ MMscf/D

En forma de ecuación:

$$q = 1.2 \cdot 10^{-4} \left(p_{avg}^2 - p_{wf}^2 \right)^{0.84}$$

El valor obtenido para n (0.846) refleja de que hay efecto de turbulencia, tal como se podía anticipar, del análisis de los períodos de fluencia y cierre, en el

cual se obtuvo un daño por efecto de turbulencia con un valor para D de 0.283 (MMSCFD)-1.

4.8. Resumen y conclusiones

A continuación se presenta un breve resumen de los conceptos que se presentan en este capítulo.

El uso de la función de pseudo presión $m(p)$ permite aplicar la misma metodología de análisis de los datos que se presentó en el Capítulo III para el caso de petróleo. Las presiones registradas durante la prueba se transforman a pseudo presiones y se procede con el análisis de los datos. Los modelos de yacimiento o “curvas tipo” que se aplican en el método de ajuste por curva tipo son los mismos que para el caso de petróleo y que se presentan en el apéndice A.

Una diferencia importante en el caso de gas es la componente de daño asociada con el efecto de turbulencia, o también denominado flujo no-darcy. Es decir, a diferencia con el caso de petróleo puede que, y dependiendo de la completación del pozo y permeabilidad del yacimiento, el daño sea función de la tasa de producción (incrementa con la tasa). Por ello es importante discriminar el daño debido a turbulencia del daño, llamémosle mecánico. Esto permite una mejor toma de decisiones en cuanto a una posible estimulación del pozo, de ser necesaria. Es decir, la misma debería realizarse basada en el daño mecánico y no debido a turbulencia.

A diferencia del caso de pruebas en pozos completado en yacimientos de petróleo, cabe mencionar que, tratándose de gas, ya es un estándar en la industria aplicar las pruebas tipo flujo tras flujo, isocronales o isocronales modificadas. Debemos enfatizar, sin embargo, que aunque estas pruebas son, si se quiere rutinarias, el que se obtengan las condiciones en cuanto a los regímenes de flujo idóneos según la teoría a fin de aplicar el método particular no está garantizado, porque esto depende de la permeabilidad del yacimiento, la duración de la prueba y/o tamaño del área de drenaje. De aquí que se sugiera el uso de la prueba isocronal modificada, especialmente en pozos exploratorios.

Para finalizar, y basados en la experiencia de numerosas pruebas de campo, es importante aclarar que la metodología de análisis de datos para pozos de gas, que aquí se presenta, se basa en que el yacimiento es de gas seco. Es decir, el valor de la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, salvo en la cercanía del pozo, en donde pueden sucederse caídas de presión que impliquen que la presión de fondo fluente, pueda estar por debajo de la presión de rocío durante los períodos de fluencia de la prueba.

Bibliografía

1. Application of real gas flow theory to well testing and deliverability forecasting. Al-Hussainy and H.J. Ramey. SPE reprint series N° 9. Pressure Analysis methods (1967).
2. A simplified analysis of unsteady radial gas flow. J.s. Aronofssky and R. Jenkins. SPE reprint series N° 9. Pressure Analysis methods (1967).
3. The Isochronal Performance Method of determining the flow characteristics of gas wells. M.H. Cullender. SPE reprint series N° 9. Pressure Analysis methods (1967).
4. Method for predicting the back-pressure behavior of low permeability natural gas wells. M.R. Tek et al. SPE reprint series N° 9. Pressure Analysis methods (1967).
5. Petroleum Production Systems. Michael J. Economides et al. Prentice Hall (1993).
6. Handbook of Natural Gas Engineering. Katz et al, MCGRAW Hill (1959).
7. Well Performance (second Edition). Michael Golan and Curtis Whitson (1991).
8. Natural Gas Resources Development in Mid-Continent Basins: Production and exploration Techniques. (March 11.12), 1980.
9. Railroad Commission of Texas. Back pressure tests for natural gas wells (Abril, 1972).
10. Advances in well test analysis. Monografía SPE 5 (1977).

Capítulo V

PRUEBAS EXTENDIDAS

CAPÍTULO V

PRUEBAS EXTENDIDAS

5.1. Introducción

Las pruebas extendidas en su concepto más básico consisten en una serie de aperturas y cierres controlados del pozo a realizar durante un período de tiempo que depende del alcance de los objetivos de evaluación, aunque basados en la experiencia, el período de tiempo total puede variar entre días y meses. Durante la ejecución de la prueba se registra en forma continua tanto la presión como otros parámetros de producción, por ejemplo, la tasa de producción, tipo de fluidos que se producen, corte de agua, relación gas-petróleo, entre otros.

El objetivo de evaluación principal de las pruebas extendidas es caracterizar en su totalidad el área de drenaje dinámica asociada con el pozo, en particular, identificar los límites o sellos y la naturaleza de los mimos (volumétricos o mantenimiento de presión), así como confirmar la sustentabilidad de las tasas de producción y el tipo de fluido productor, que garantice la comercialización del campo. Es posible que durante la ejecución de las pruebas se identifiquen discontinuidades laterales, como fallas o cambios de movilidad lateral. Sin embargo, el objetivo principal de la prueba extendida es investigar la naturaleza de los límites o bordes externos que confinan el yacimiento. Las conclusiones de las pruebas extendidas se derivan del análisis continuo de los datos de producción y presión registrados durante la ejecución de la prueba.

Las pruebas extendidas son aconsejables en el caso de ser un pozo exploratorio y en el cual sólo se efectuaron pruebas de corta duración, y de cuyo análisis se obtienen los parámetros de yacimiento válidos para una escala cercana al pozo. Si bien el pozo muestra un potencial de producción que lo hace candidato a comercialización, pueden presentarse incertidumbres en cuanto a las reservas, especialmente si no se dispone de un modelo de geología y sísmica de alta resolución en ese momento, que permita definir la posible área de drenaje asociada con el pozo.

5.2. Parámetros de Monitoreo durante la prueba extendida

A continuación se presentan los parámetros de monitoreo más relevantes a registrar o medir durante la etapa de la prueba extendida.

5.2.1. Monitoreo de la presión

Durante la prueba, se puede registrar el valor de la presión de fondo así como en superficie o cabezal en forma continua.

Por lo general están previstos varios períodos de cierre al pozo, a fin de registrar la restauración de la presión y obtener la presión media válida para el acumulado de producción al momento del cierre.

El análisis de los datos de presión, como se detalló en los Capítulos III y IV, permite determinar el área de drenaje dinámica y confirmar límites, acuíferos activos y sellos a una escala que puede ser estructural. Igual de importante es la determinación del daño y el seguimiento de su valor durante el periodo de prueba.

A continuación y a fin de ilustrar el concepto de una prueba extendida, se presenta un ejemplo simulado que muestra la respuesta de la presión de fondo de pozo a esperar, según dos escenarios de límites posibles: (A) un sistema cerrado o volumétrico y (B) un acuífero muy activo (mantenimiento de presión).

A. Área de Drenaje con límite tipo volumetrica

Se considera que el pozo está ubicado en el centro de un sistema de fallas sellantes tipo bloque, cuya longitud de cada lado es de 10.000 pies. El fluido es gas seco y la prueba extendida, también denominada “límite”, consiste en fluir el pozo durante un mes y, seguidamente, cerrarlo durante 15 días.

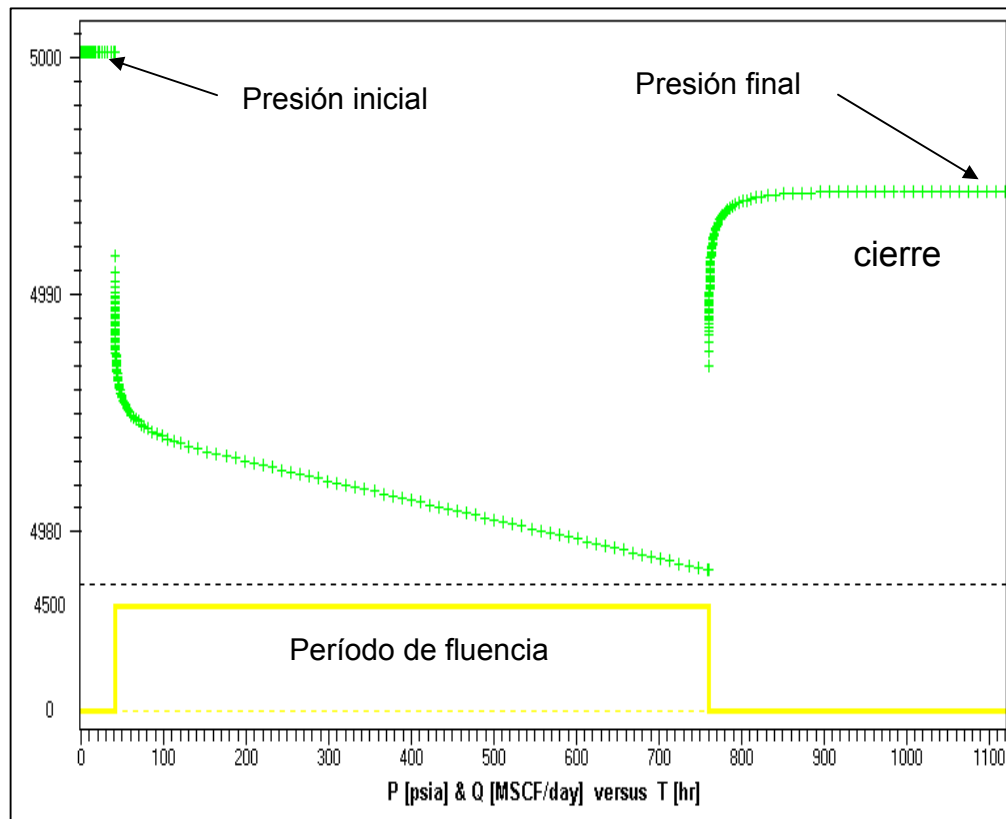


Fig. 5.1. Resultados simulación prueba extendida

Como se parecía en la Fig. 5.1., la tendencia de la presión durante el período de fluencia es del tipo lineal decreciente, lo que indica que se alcanzó el régimen de flujo tipo semi-estacionario.

En la Fig. 5.2. se aprecia que la presión derivativa muestra el diagnóstico de régimen de flujo semi-estacionario. Aunque no se presenta el cálculo de la presión media luego de este acumulado de producción, mediante inspección visual de la Fig. 5.1. se evidencia que la presión declinó con respecto a la presión inicial, característico de un sistema volumétrico.

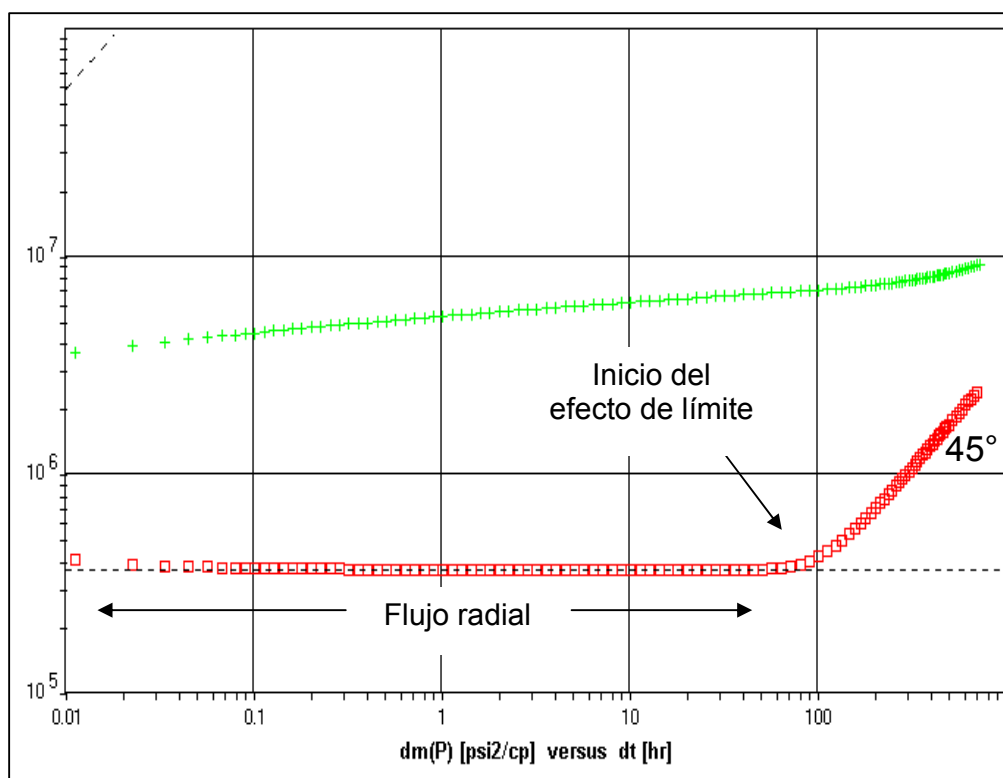


Fig. 5.2. Diagnóstico del cambio de la presión y su derivativa durante el período de fluencia

B. Área de drenaje con límite tipo mantenimiento de presión

Basados en la experiencia de campo, la existencia de acuífero como límite o borde externo del yacimiento no necesariamente implica mantenimiento de presión. Por ejemplo, de ser el acuífero de muy baja permeabilidad, implicaría que la respuesta del mismo, debido a la perturbación ocasionada por la producción del pozo, pueda tardar un tiempo considerable en hacerse presente y que no se evidencie mantenimiento de presión durante la duración de la prueba.

Hay casos en los que durante una prueba de restauración de presión, el tiempo necesario para lograr condiciones de estabilización puede ser extremadamente grande, dado que la presión muestra un incremento que, aunque pequeño o

despreciable, si se quiere, es continuo y requiere una duración del periodo de cierre que puede no ser práctico, ya que implica una situación de producción diferida.

El período de cierre puede ser de hasta meses de duración y no obtenerse un valor de presión constante, aunque la tendencia de la presión es a la estabilización. Por ello es importante aclarar que nuestro ejemplo, como veremos a continuación, el cual es simulado, se basa en un acuífero activo y, por lo tanto, impone un mantenimiento de presión.

A continuación se muestran los resultados en el caso de existir mantenimiento de presión en el límite:

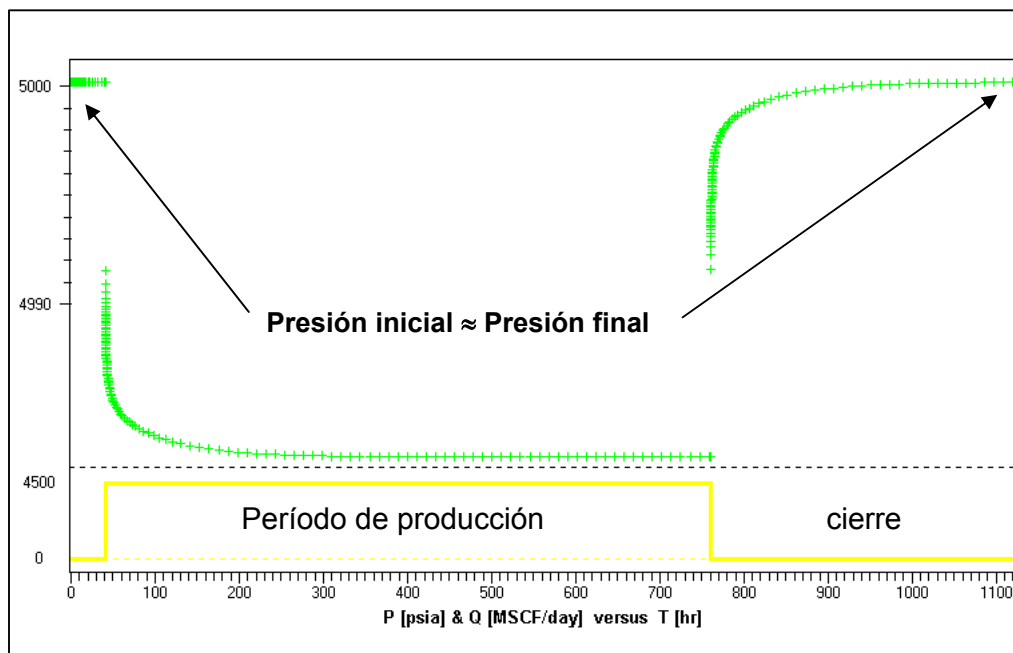


Fig. 5.3. Resultados simulación prueba extendida

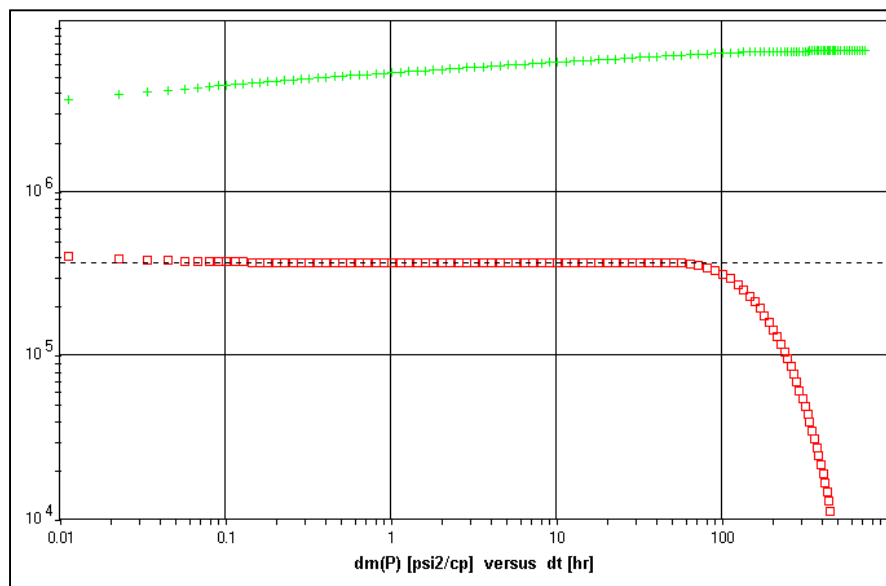


Fig. 5.4. Cambio de la presión y su derivada durante el período de fluencia

La inspección visual de las Figs. 5.3. y 5.4. indica que la presión de fondo no presenta declinación con respecto a su valor inicial durante el período de cierre final, como consecuencia del acumulado de producción. Igualmente, es importante aclarar que de ser el sistema tipo volumétrico se logra alcanzar una estabilización de la presión durante el periodo de cierre, pero la diferencia está en que el valor de la presión estabilizada es menor que la presión inicial, como se explicó en el caso A.

5.2.2. Monitoreo del sistema de producción

Permite detectar o diagnosticar sobre la marcha de la prueba efectos no esperados y posiblemente asociados no sólo al área de drenaje vinculada con el pozo, sino también con el sistema de producción y completación, es decir, tanto la tubería como la línea de producción en superficie. Por ejemplo, un incremento en la producción de agua, el cual no estaba previsto. Así mismo, permite identificar si la tasa a la cual produce el pozo es la apropiada, dada la completación del mismo. La evaluación continua de la tasa de producción, así como la RGP, el % de AYS, salinidad del agua, y el contenido de sólidos durante el periodo de la prueba, permite la implementación a tiempo del plan de contingencia. El análisis de la declinación de la tasa de producción se complementa con el análisis de los datos de presión de manera de lograr una mejor resolución en cuanto al cálculo de las reservas existentes.

5.3. Ejemplo Ilustrativo

En esta sección presentamos un ejemplo simulado de prueba de producción extendida, basado en situaciones observadas en el campo. No presentaremos un análisis de los datos o conclusiones de la prueba, sino, más bien, la historia

de la prueba y los acontecimientos o contingencias que se pueden presentar durante la ejecución de la misma.

El procedimiento operacional (ver Fig. 5.5.) basado en el diseño de la prueba (ver Capítulo VI), consiste en una serie de aperturas y cierres del pozo. Al final de cada período de cierre (punto de control) se procede con el análisis de los datos de presión con la finalidad de obtener la presión media. La duración de la prueba dependerá de poder confirmar los objetivos tan pronto sea posible, siendo el objetivo principal la determinación de las reservas.

En muchos casos, la decisión de efectuar prueba extendida se basa en el hecho de que durante las pruebas iniciales realizadas al pozo (exploratorio) las cuales debemos considerar de corta duración, se evidenciaron discontinuidades laterales cercanas al pozo, así como tendencia a mantenimiento de presión, pero el área de investigación no fue considerable, es decir no se detectaron los límites ni la naturaleza de los mismos.

En este caso, la prueba extendida sirve para corroborar los resultados de las pruebas iniciales, pero abarcando un radio de investigación mayor (escala del área de drenaje).

A continuación se presenta la historia de la prueba cuya duración total fue de 282 días durante los cuales se logró un acumulado de producción de 200.000 barriles de fluido (petróleo + agua).

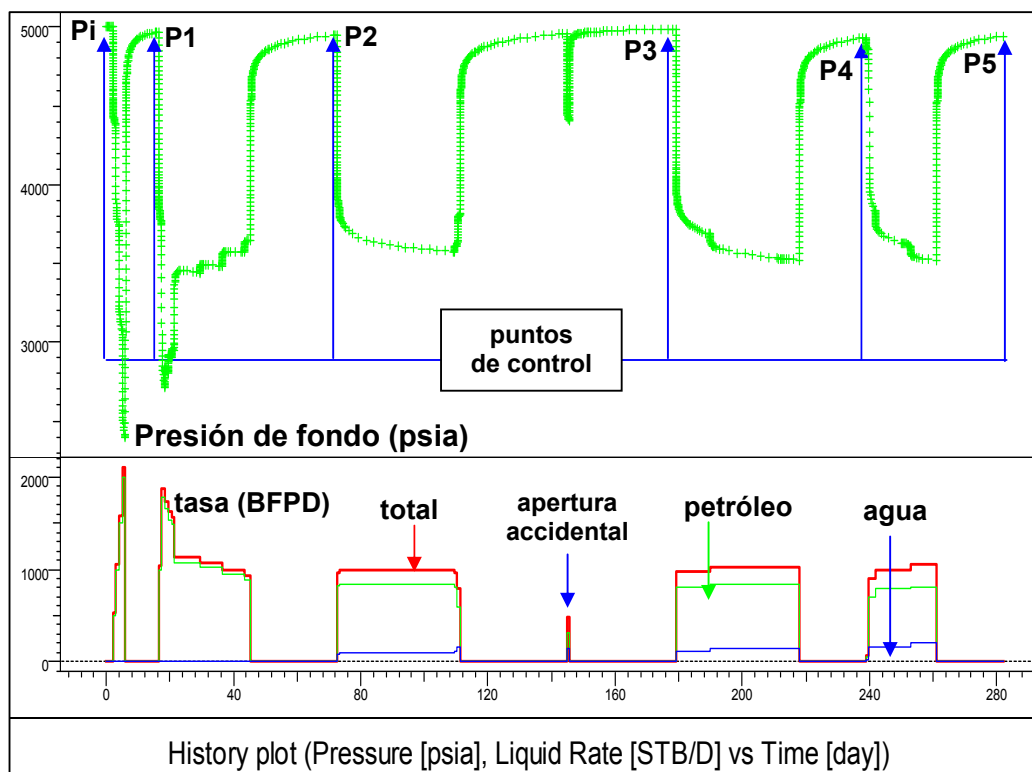


Fig. 5.5. Prueba extendida y puntos de control

Tanto la presión de fondo como las tasas de producción se registraron de forma continua durante toda la prueba. Como se puede apreciar en la Fig.5.5., la producción de agua se evidencia, aunque no en forma alarmante, luego del segundo período de cierre, lo que confirmaría presencia de acuífero. Esta observación permite tomar medidas en cuanto a tasa óptima de producción y prever la forma de disponer del agua. Aunque durante las pruebas iniciales no hubo producción de agua, según los resultados de la prueba extendida no hay garantía de que esto no suceda luego de un acumulado considerable de producción.

La cuantificación de las reservas es, quizás, el objetivo más importante a derivar de la prueba extendida. A este fin, el análisis de los períodos de cierre es importante.

Además de obtener los parámetros básicos de yacimiento y pozo y su evolución (permeabilidad efectiva, daño) que caracterizan la zona de drenaje, lo cual se logra del análisis de los períodos de cierre (puntos de control P1, P2, P3, P4, y P5 en este caso, ver Fig. 5.5.), se debe obtener la presión media del área de drenaje. El valor de la presión media es el que se usa en un análisis de balance de masa para el cálculo de las reservas y el valor obtenido para las mismas mediante este método debe ser aproximadamente igual al obtenido mediante el análisis de los datos de presión.

A continuación se presenta un ejemplo de prueba extendida, inspirada en caso de campo, a fin de mostrar los procedimientos de cálculo y análisis de datos:

Ejemplo 1

En la Fig. 5.6. se presentan los resultados en forma gráfica de una prueba extendida, realizada en un pozo ubicado en un yacimiento o área de drenaje contentora de gas-seco. La motivación a realizar la prueba extendida se debe a que, durante las pruebas iniciales, se presentó tendencia de declinación de la presión, lo que podría indicar que se trata de un área de drenaje limitada, por lo que se sugirió realizar una prueba extendida a fin de probar la comercialidad del pozo o el área de drenaje asociada al mismo.

La historia de la prueba se muestra a continuación:

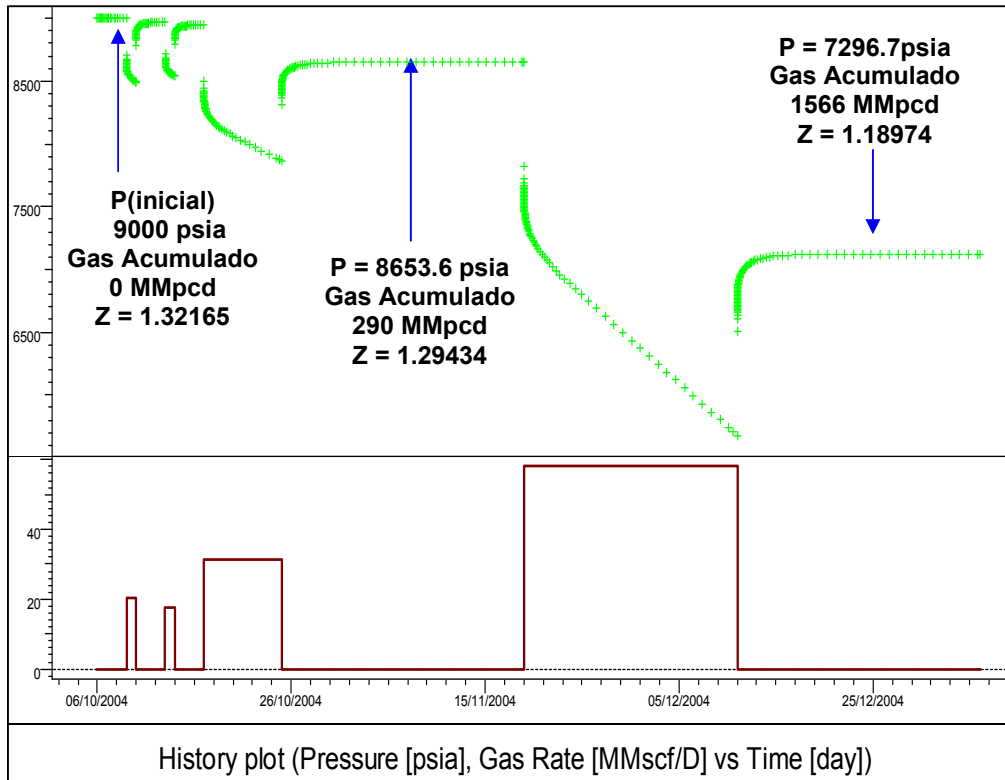


Fig. 5.6. Historia de la prueba extendida

Antes de la ejecución de la prueba se realizó el diseño de la misma (ver Capítulo VI) con el fin de estimar el tiempo de los períodos de producción y cierre tal que se logren definir los objetivos de la prueba: cuantificar las reservas.

Los parámetros de yacimiento y pozo usados en la simulación fueron los siguientes:

$$r_w = 0.35 \text{ ft}, h = 100 \text{ ft}, \phi = 14\%, \gamma_g = 0.7, T = 270^\circ\text{F}, P_i = 9000 \text{ psia}.$$

Aunque los datos de presión son simulados, la prueba debe considerarse representativa de datos de campo.

Las tasas de producción correspondientes a la historia de la prueba que se muestra en la Fig. 5.6. fueron las siguientes:

DURACIÓN días	TASA GAS MMscf/D	ACUMULADO MMscf
3	0	0
1	20.5	20.5
3	0	20.5
1	17.5	38.
3	0	38.
8	31.5	290.
25	0	290.
22	58	1566
25	0	1566

Tabla 5.1. Duración y valor de las tasas de producción

La inspección visual de la Fig. 5.6. indica de que se trata de un yacimiento o área de drenaje limitada y de tipo volumétrica (debido a la declinación tipo tendencia lineal de la presión).

A continuación se presentan los gráficos de diagnóstico tipo Log-Log y semi-log aplicados a los dos períodos de flujo y cierre principales.

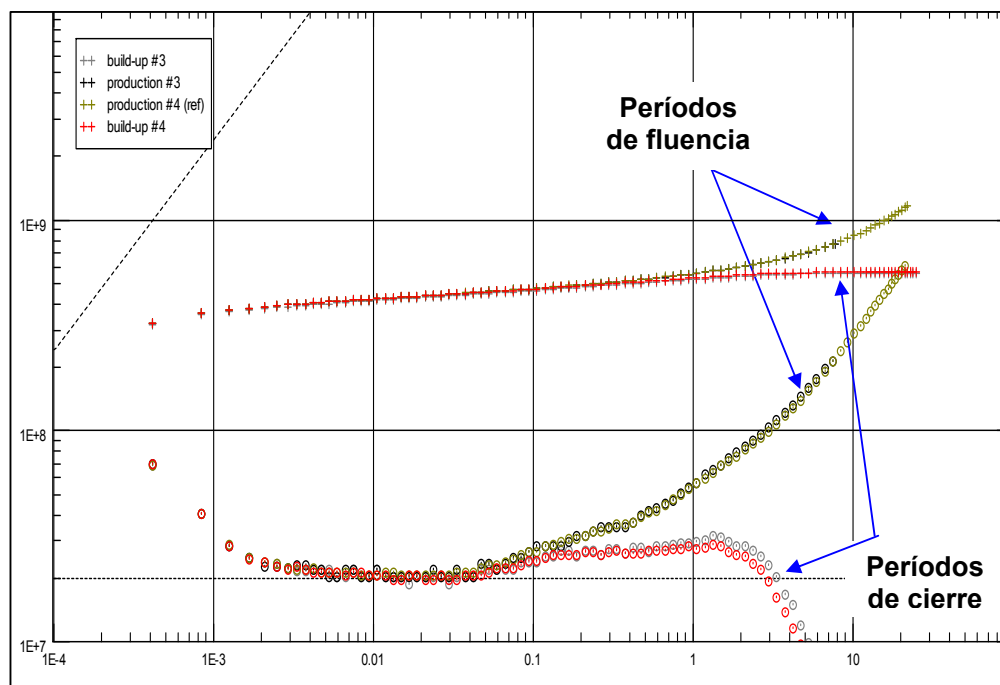


Fig. 5.7. Gráficas de diagnóstico. Períodos de flujo y cierre (3 y 4)

Basándonos en la inspección visual de la Fig. 5.7., vemos que se logró la condición o régimen de flujo semi-estacionario sobre todo durante el período de

producción previo al cierre final. Igualmente, la presión tiende a estabilizar luego de pasado 1.5 días de cierre.

A continuación, se presenta en detalle la gráfica tipo Log-Log válida para el período de producción previo al período de cierre final:

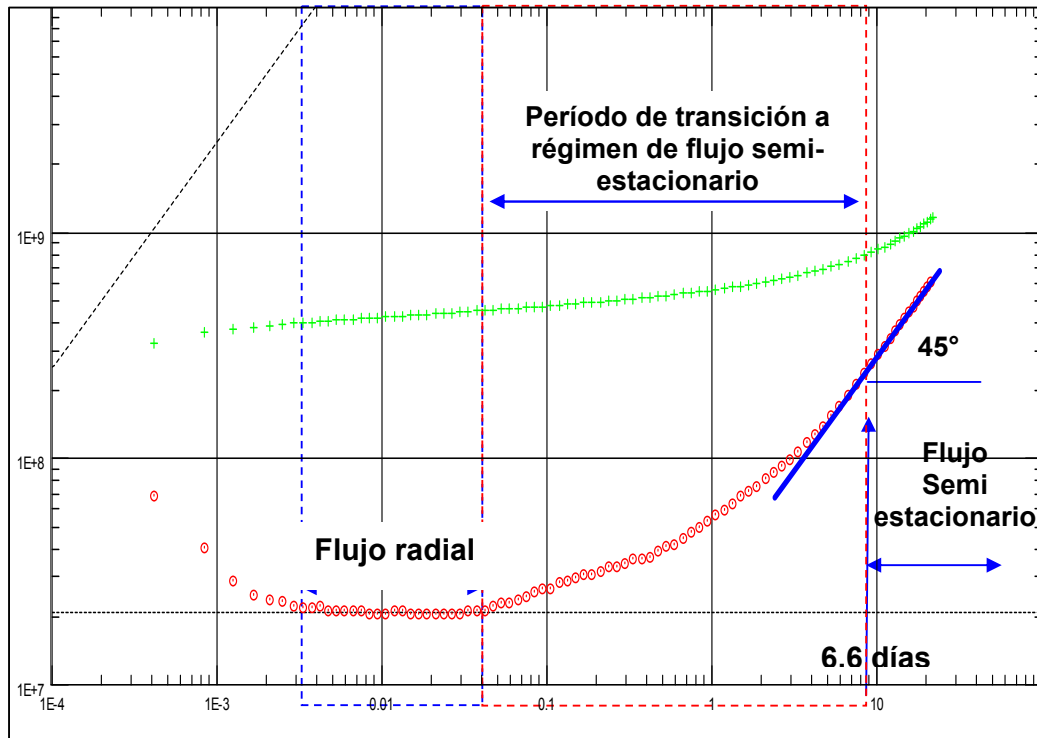


Fig. 5.8. Gráfica tipo Log-Log Período de flujo previo al cierre final

Como se aprecia en la Fig. 5.8., luego del período de régimen de flujo radial, la presión derivativa muestra tendencia al aumento y a partir de 6.6 días (inspección visual) los datos de presión presentan tendencia de caída tipo lineal con el tiempo de prueba, es decir, dp/dt es constante, lo cual indica que se alcanzó el régimen de flujo semi-estacionario, condición que se logra sólo de ser el área de drenaje tipo volumétrica.

El cálculo de las reservas se puede obtener, ya sea, por análisis tipo cartesiano aplicado al período de flujo semi-estacionario, por cuanto se define línea recta cuya pendiente está relacionada con el volumen de drenaje, o por análisis mediante ajuste por curva tipo, como se explicó en capítulos anteriores.

La descripción del área o volumen de drenaje es parte de los objetivos del análisis. La inspección visual de la Fig. 5.8. muestra que la tendencia de la presión derivativa es a incrementarse luego de salir del régimen de flujo radial, que puede deberse a cambios laterales en la permeabilidad o movilidad, como a posibles fallas geológicas, como se presentó en el capítulo de análisis de datos (ver Capítulo III). Debido a que no se presenta una segunda

estabilización en la derivativa, podemos concluir que se superpone el efecto de varias fallas y que, finalmente y una vez concluido este efecto, inicia el régimen de flujo tipo semi-estacionario que corresponde a un sistema cerrado o volumétrico, es decir, el conjunto de fallas forman un bloque o compartimiento en este caso.

A continuación se presentan resultados del ajuste, mediante curva tipo, y la simulación de la historia de la prueba:

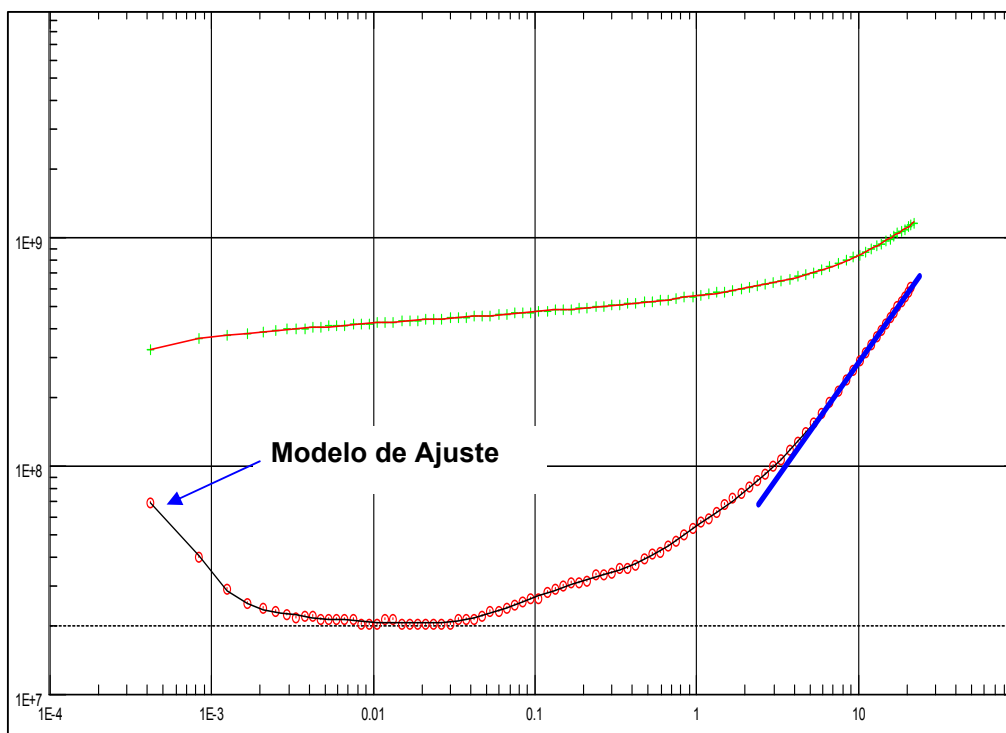


Fig. 5.9. Ajuste de los datos mediante curva tipo

Resultados del análisis:

Modelo de yacimiento o área de drenaje: Homogéneo.

Límites del área de drenaje: tipo bloque o compartimiento volumétrico (ver Fig. 5.10.).

Factor de daño, $S = 4.94$

$Kh = 1500 \text{ mD.ft}$

$K = 15 \text{ mD}$

Volumen portal de reserva: 15054 MMpcn

A continuación se presenta geometría pozo-área de drenaje:

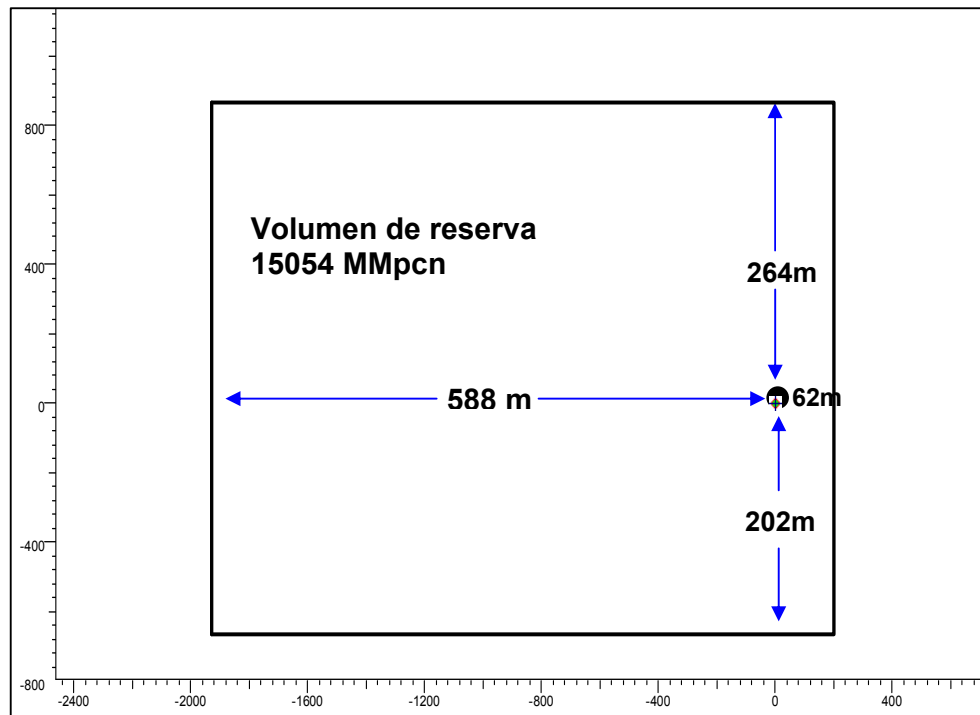


Fig. 5.10. Geometría pozo-área de drenaje

A fin de comparar resultados mediante otros métodos podemos realizar el cálculo de gas en sitio inicial, mediante el método de balance de materiales.

q(MMpcd)	Z	P (psia)	P/Z
0	1.32165	9000	6809.7
290	1.29434	8653.6	6685.7
1566	1.18974	7296.7	6132.9

A continuación se presenta la gráfica tipo P/Z:

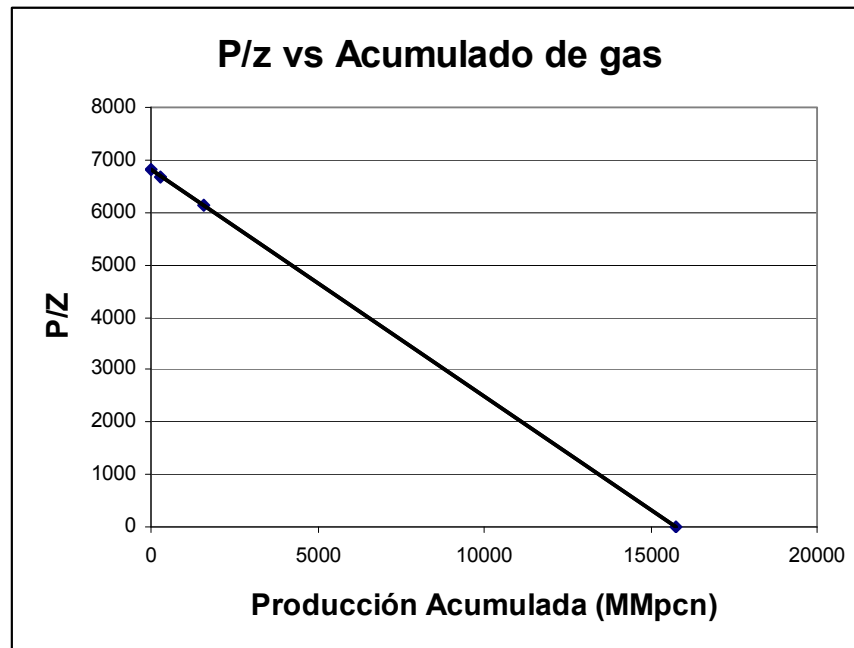


Fig. 5.11. Análisis de Gas en sitio mediante método de balance de masa

La Fig. 5.11., muestra que el gas en sitio inicial es de 15750 MMpcn comparado con 15054 MMpcn, que se derivó del análisis de los datos de presión. Vale mencionar que el trazado de la línea recta que se muestra en la Fig. 5.11. es válido, ya que el área de drenaje es del tipo volumétrica según el análisis de los datos de presión.

Capítulo VI

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LAS PRUEBAS

CAPÍTULO VI

DISEÑO E IMPLEMENTACION DE LAS PRUEBAS

6.1. Introducción

El diseño de las pruebas de presión es una parte importante del proceso de evaluación del pozo y se puede decir que está muy vinculada con el éxito de la prueba, en cuanto al logro de los objetivos de evaluación propuestos.

En la practica son muchos los casos de campo en donde, y a pesar de que operacionalmente tanto las herramientas como el tiempo estimado de la prueba fue adecuado, no se obtienen los objetivos de evaluación. Aunque no podemos generalizar sobre las causas, si debemos enfatizar que el no efectuar diseño previo de la prueba, así como el seguimiento de la misma sobre la marcha, que permite tomar los correctivos necesarios según las contingencias que se presenten, es un factor de riesgo en el éxito de la prueba, como veremos en este capítulo.

A efectos de diseño debemos distinguir entre las pruebas que se efectúan en pozos exploratorios o pruebas que se realizan en pozos de desarrollo o activos, puesto que los objetivos de evaluación son diferentes, así como el procedimiento operacional y herramientas a usar para las pruebas:

Por ejemplo, la prueba tipo DST (Drill Steam Test) es muy común en pozos exploratorios, y se toma ventaja de que el taladro está en sitio, lo cual provee una logística de seguridad óptima. Sin embargo la prueba puede ser de corta duración (lo que se traduce a que puede que no se investigue toda el área de drenaje), por lo cual, y aunque el costo de la prueba per se no sea sino el 30% del costo total, este último puede ser considerable, como es el caso de los pozos costa fuera (promedio 250,000US\$/día). De aquí que los resultados en cuanto al potencial del pozo se tornen importantes y se sugiera prueba de mayor duración una vez completado el pozo.

En el caso de pozos de desarrollo, la producción diferida puede ser una limitante al momento de efectuar pruebas que involucren cierres prolongados del pozo.

En resumen, el costo de la prueba y otros factores que veremos en este capítulo enfatizan la importancia que tiene efectuar el diseño de la prueba antes de su ejecución. En este sentido, el diseño debe considerarse integral, es decir, involucrar la parte operacional y de equipos idóneos, controles de calidad, previo, durante y después de efectuar la prueba, que garanticen la obtención de los objetivos, así como presentar estimados del tiempo de prueba necesario, a fin de obtener los objetivos deseados, y anticipar las posibles contingencias.

A continuación, y con el fin de ilustrar la importancia que tiene el diseño de las pruebas, se presentan algunos ejemplos inspirados en datos de campo, los

cuales son indicativos de fallas asociadas a herramientas o procedimiento de prueba que podrían haberse evitado si se hubiera dispuesto del diseño y del programa de prueba previo a la ejecución de la misma.

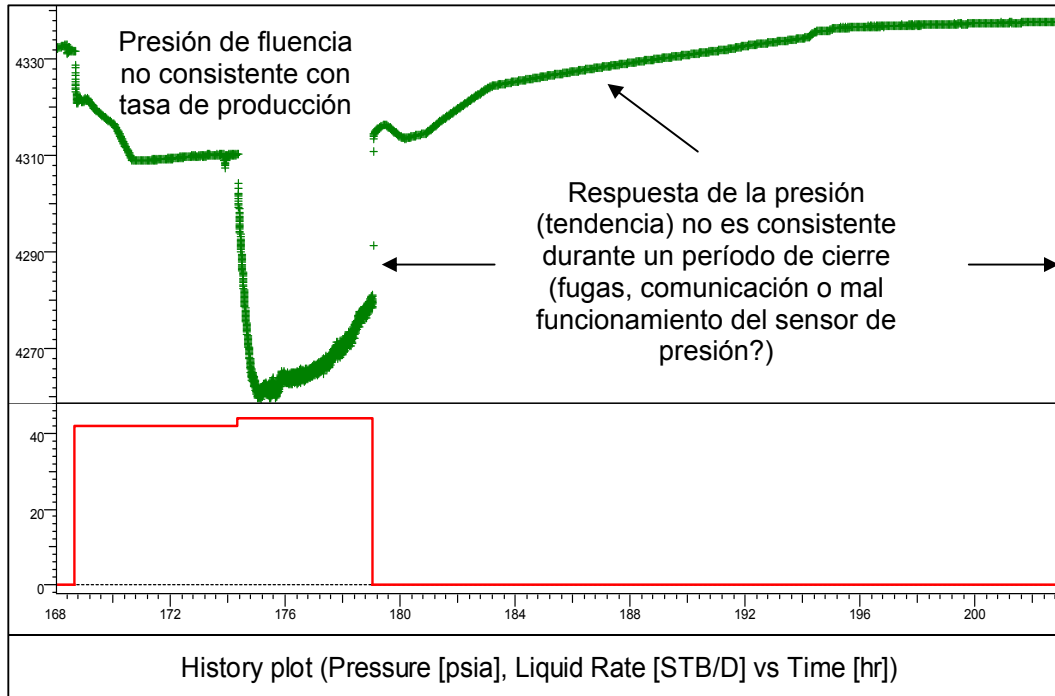


Fig. 6.1. Historia de la prueba en un pozo exploratorio

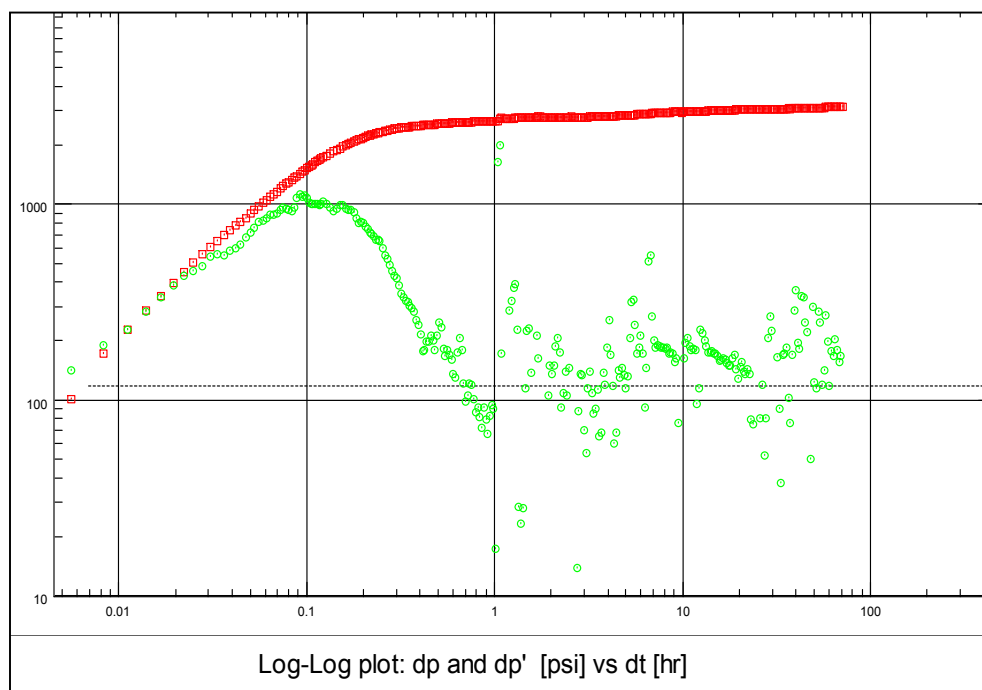


Fig. 6.2. Diagnóstico tipo Log-Log. Período de cierre. Sensor afectado por ruido.

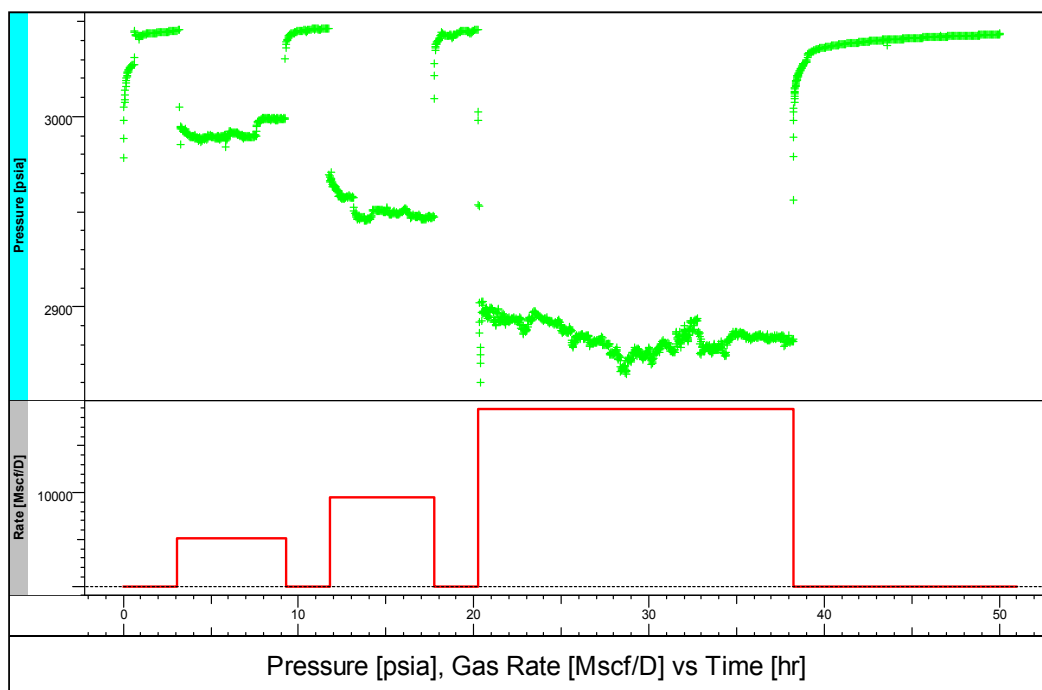


Fig. 6.3. Prueba en pozo de gas. Efecto de comunicación de 2 intervalos vía mala cementación.

6.2. Diseño de las pruebas

El diseño o planificación de las pruebas abarca varias fases, que van desde la etapa de la elaboración del contenido de la licitación, para las compañías de servicio especializadas, en donde se debe indicar tanto el tipo de pruebas a realizar, herramientas y equipos necesarios hasta el rango estimado de las tasas, así como el cálculo de las presiones esperadas y duración estimada de la prueba.

Claro que, y dependiendo de la experiencia y madurez de la cuenca o el campo, el proceso puede ser simple o muy especializado. Por ejemplo, si se trata de un pozo exploratorio, en el cual debemos usar una completación de pozo temporaria para las pruebas, cabe esperar que las necesidades en cuanto a equipos, y procedimientos operacionales contemplen todas las contingencias posibles, ya que en principio debe considerarse que el fluido puede estar compuesto de varias fases (petróleo, gas y agua) en comparación con un pozo productor o inyector, por cuanto ya se tiene una historia de pruebas previa y de fluido, y la completación del pozo objeto de la prueba es permanente.

Si bien los aspectos operacionales y de equipos de pruebas son muy importantes, en esta sección sólo nos concentraremos en el diseño de la prueba, en el sentido de calcular la respuesta de la presión esperada, así como el tiempo de la prueba, tal que la interpretación de los datos permita obtener los objetivos de evaluación.

Presentaremos el diseño para dos casos: (a) pozo exploratorio y (b) pozo activo o productor.

En las siguientes secciones se presentan los desarrollos respectivos.

6.2.1. Pozo exploratorio

Las pruebas en pozos exploratorios revisten gran importancia, debido a que los resultados obtenidos del análisis de los datos de presión y producción como lo son los parámetros de yacimiento así como descripción del área de drenaje, pueden ser indicativos de la comercialidad o no del pozo o inclusive del campo candidato.

Aunque la información de sísmica y de geología es de importancia, a efectos del cálculo de las presiones y tasas a esperar, el análisis petrofísico (en particular la resonancia magnética nuclear) así como los resultados obtenidos del probador de formación son de particular interés, como veremos en esta sección.

En el pozo exploratorio debe incluirse como parte del diseño la toma de la muestra del fluido productivo y el procedimiento para la toma de la misma, dependiendo del tipo de fluido: petróleo, gas o gas-condensado. La muestra se usará para el análisis PVT.

A continuación se presenta un diagrama simplificado de evaluación, para el caso de un pozo exploratorio:

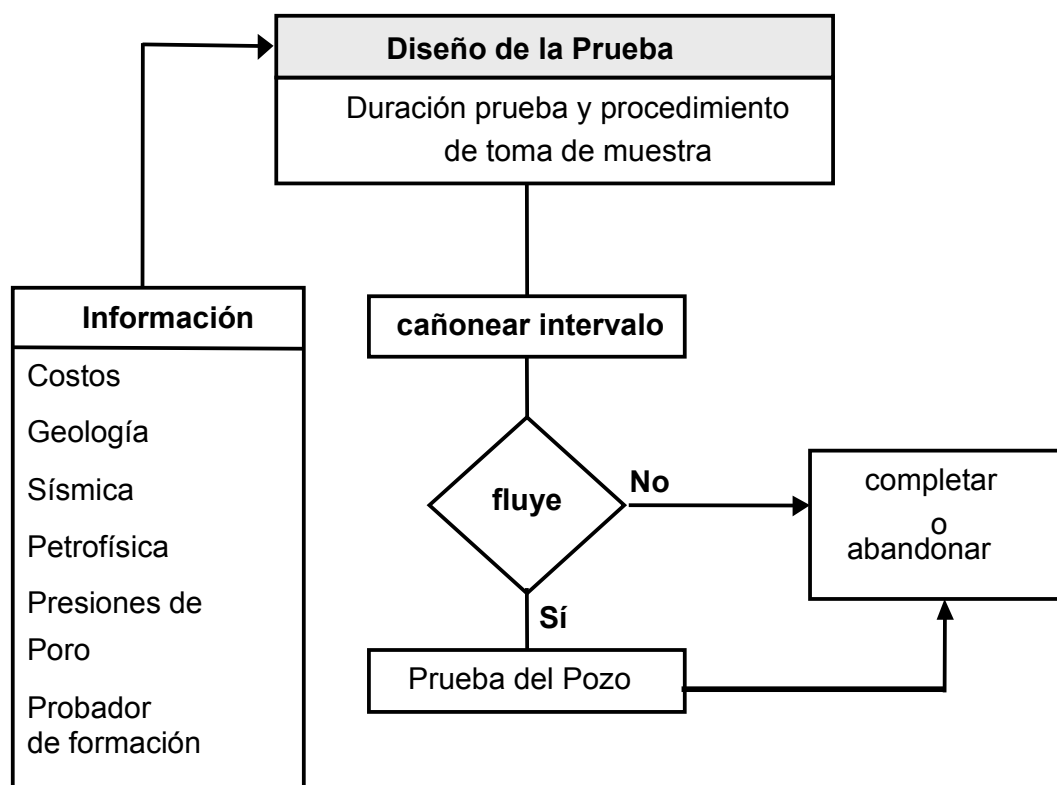


Fig. 6.4. Diagrama básico de evaluación de capas. Pozo exploratorio.

Como se aprecia en la Fig. 6.4., el diseño de la prueba requiere de información obtenida de varias áreas, aunque tanto el modelo de sísmica como el de geología se pueden considerar interpretaciones, las cuales serán objeto de ajuste, con la información obtenida de la prueba de este pozo, así como de los próximos pozos, en caso de ser un campo comercial. El esquema de evaluación que se presenta en la Fig. 6.4. es para un solo intervalo. La información de la evaluación petrofísica y de los resultados del probador de formación, en cuanto a las presiones, gradientes de presión de formación, así como la toma de la muestra, son muy útiles puesto que permiten estimar las tasas y el tipo de fluido a esperar.

Puede que el pozo atraviese varios intervalos, como por ejemplo en la cuenca del golfo San Jorge, Argentina, donde los intervalos pueden ser contentores de fluido diferentes (agua, petróleo o gas). Es decir que el diseño debe hacerse considerando estos aspectos. El resultado final, de la evaluación del intervalo o capa mediante la prueba debe ser conclusivo; es decir, mediante la prueba y sus resultados debemos concluir si el intervalo o la zona de interés es comercial o no, y, de presentarse dudas, sugerir prueba extendida (ver Capítulo V) antes de comprometer la producción del mismo.

A continuación presentamos un ejemplo de diseño de prueba a fin de ilustrar la metodología.

6.2.1.1. Ejemplo de Diseño

Este ejemplo está inspirado en un caso de campo. Primero debemos familiarizarnos con los objetivos mínimos de evaluación, para cada capa o intervalo de interés, los cuales se presentan a continuación:

- ⇒ Validar análisis petrofísico.
- ⇒ Confirmar modelos de interpretación de sísmica y geología.
- ⇒ Obtener parámetros de yacimientos básicos y el índice de productividad.
- ⇒ Evaluar condiciones dinámicas (presión-tasa) que inducen al arenamiento.
- ⇒ Obtener muestras de fluido para análisis PVT.
- ⇒ Sugerir abandono o completación del intervalo de interés.

Como se infiere de los objetivos de evaluación, a pesar de que el pozo es exploratorio, se añade como objetivo evaluar las condiciones dinámicas, en cuanto a la presión y la tasa, que pueda inducir al arenamiento.

Esto se debe a que la información de cuencas cercanas, es indicativa de que el arenamiento del pozo puede ser un factor a considerar como contingencia. Si bien en el caso de un pozo comercial, se puede considerar el control de la producción de arena en la terminación del pozo, en la etapa de prueba debemos manejar esta contingencia mediante un adecuado procedimiento de pruebas y con equipo que no contemple producción de arena. De aquí que el

diseño de la prueba deba considerar sensibilidades en cuanto al diferencial de presión a usar en cada reductor.

A continuación se presenta sección sísmica (interpretación):

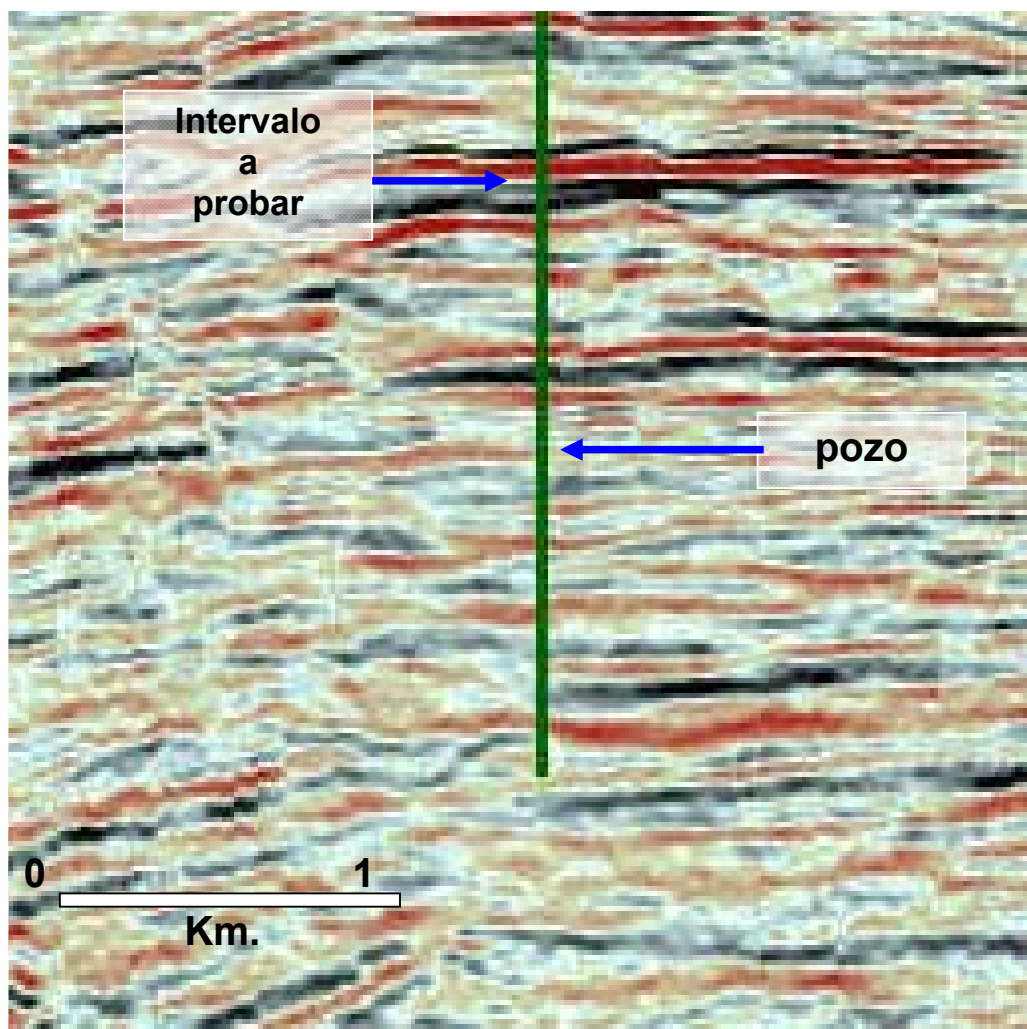


Fig. 6.5. Sección sísmica y pozo

Como se aprecia en la Fig. 6.5., varias capas o intervalos son candidatos a pruebas. La decisión en cuanto a la cantidad de capas a probar depende de los objetivos de exploración, en cuanto a las formaciones importantes, y que pueden definir comercialidad. En principio todas las capas pueden ser candidatas a pruebas, y si se dispone del análisis petrofísico y de presiones, obtenidas del probador de formación, podemos excluir algunas capas, que puedan ser contentoras de agua, por ejemplo. Según el modelo de interpretación de la sección sísmica se puede apreciar que el pozo está ubicado en zonas de fallas.

A continuación se presenta la evaluación petrofísica de una de las capas a probar y los resultados:

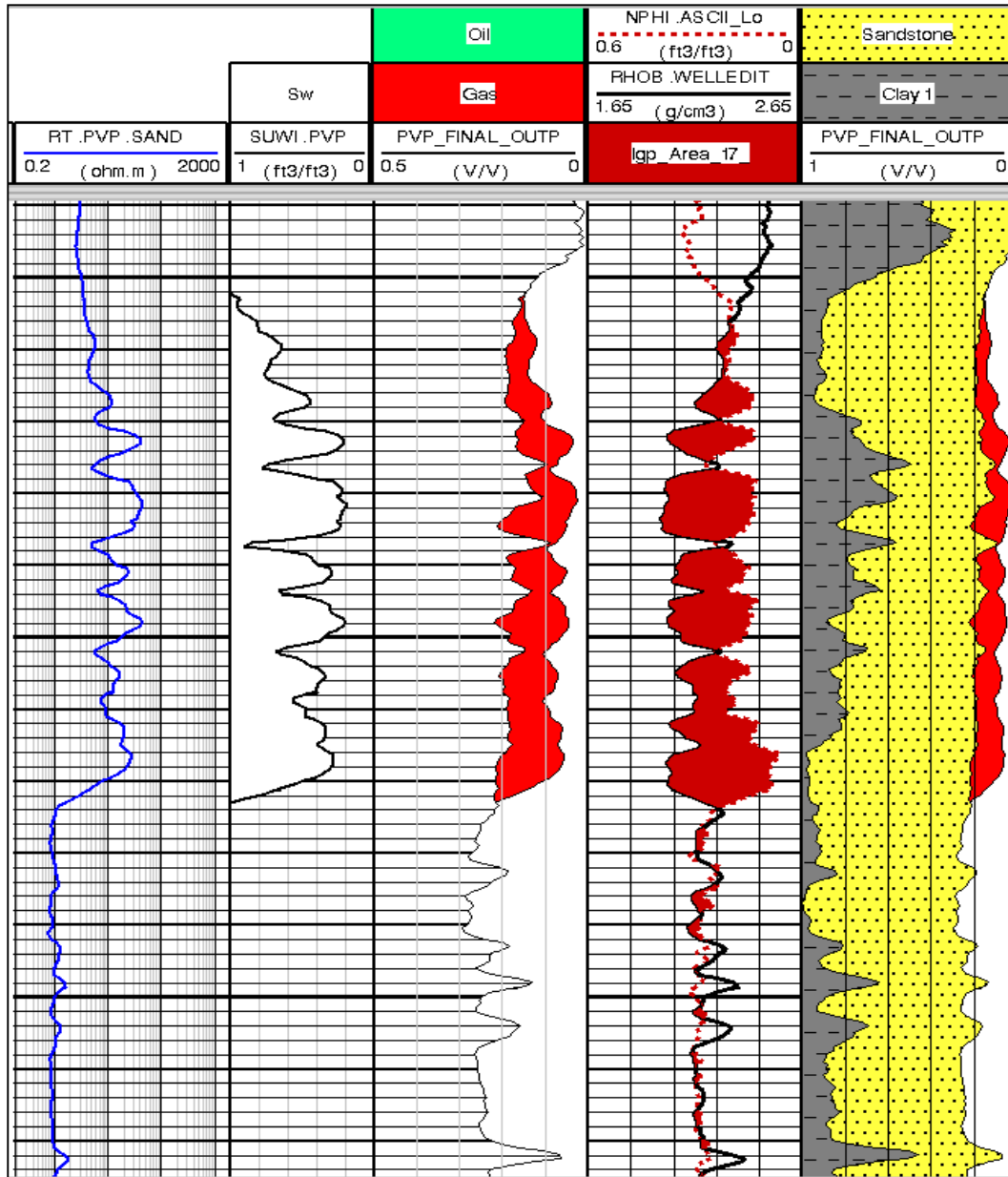


Fig. 6.6. Evaluación petrofísica

Resultados Análisis petrofísico

Gas es el fluido esperado (según gradiente del probador de formación y resultados de la muestra tomada a esa profundidad).

Presión: 4200 psia Espesor bruto: = 74 ft, Espesor neto (h) = 47 ft, Porosidad = 18%, $S_w = 35\%$, $S_g = 65\%$, $S_o = 0\%$, $T = 196^\circ\text{F}$, $\gamma = 0.57$, $r_w = 0.34$ ft Profundidad = 8800 ft.

A continuación se presenta la terminación temporaria usada para la prueba (la misma es del tipo DST como se discutirá en las siguientes secciones):

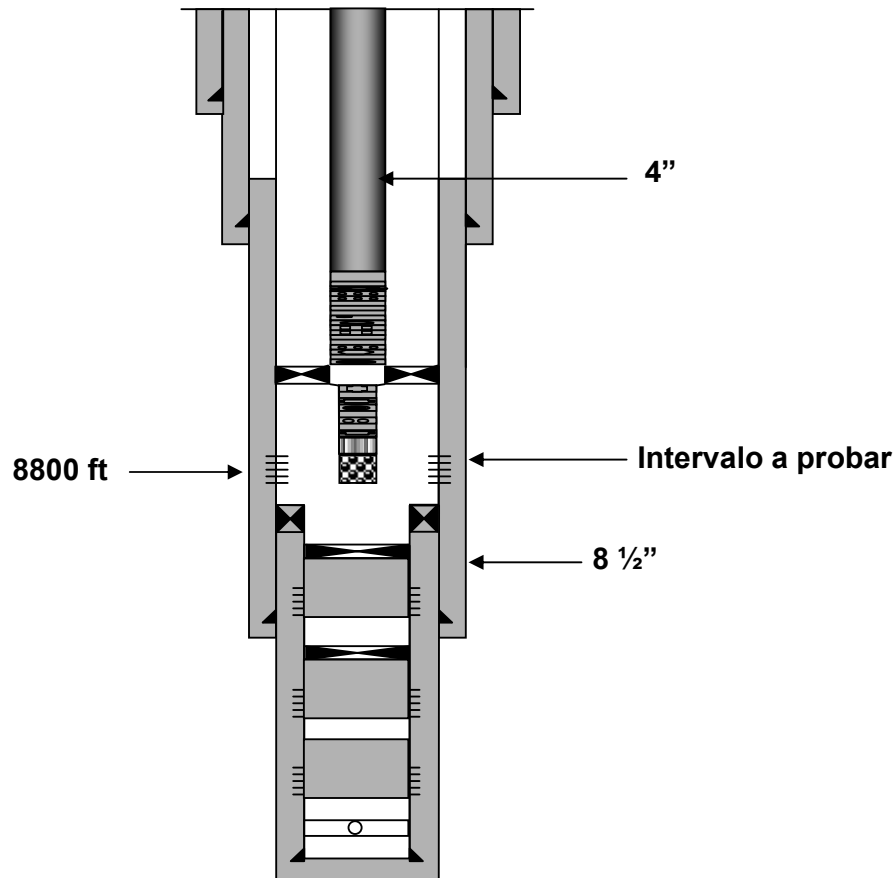


Fig. 6.7. Sarta de Prueba tipo DST

En cuanto a los beneficios de probar con taladro en sitio, como en este caso, la sarta tipo DST tiene una ventaja inherente: el cierre es de fondo. De aquí que la duración de los períodos de cierre y los efectos de segregación de fases se minimizan. Como veremos en el caso de un pozo de desarrollo, y de no disponer de cierre de fondo, debemos estimar el período de duración del efecto de almacenamiento de pozo, de manera tal que permita el diagnóstico del régimen de flujo radial.

El siguiente objetivo de diseño es calcular las presiones y tasas esperadas y el programa de la prueba. Sin embargo, tenemos que definir varios parámetros, los cuales se obtuvieron de forma cualitativa, en la evaluación a hoyo abierto, como lo es la permeabilidad, así como posible área de drenaje. En este sentido podemos efectuar el estimado de tasas transientes y quizás lo más importante sea determinar el orden de magnitud de las tasas a esperar.

Aunque, y según el análisis petrofísico, la permeabilidad está en el orden de los 50 md. De aquí que podamos efectuar cálculos de las tasas considerando la sensibilidad en la permeabilidad.

La ecuación a usar para el cálculo de la tasa de producción de gas esperada durante la prueba se puede expresar como (ver Capítulo IV):

$$q(MSCFD) = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1638} \left[\log t + \log \frac{k}{\phi(\mu c t)_i r_w^2} - 3.23 \right]^{-1} \quad (1)$$

Dado que tenemos un estimado para la presión inicial, así como la gravedad específica del gas, se puede construir la función $m(p)$, mediante el método visto en el Capítulo IV.

Considerando que $P_i = 4200$ psia, $T = 196^\circ\text{F}$, $\gamma = 0.57$, tenemos que:

$$m(P_i) = 1.024 \cdot 10^9 \text{ (E 9) psi}^2/\text{cp}, \mu_i = 0.02451 \text{ cp}, c_t = S_g \cdot c_g = (.70)(0.0001771) = 0.000124 \text{ psi}^{-1}, T = 656^\circ\text{R}$$

Substituyendo valores en la EC. 1, tenemos:

$$q(MSCFD) = \frac{(50)(47)[1.024 \cdot 10^9 - m(p_{wf})]}{1638(656)} \left[\log t + \log \frac{50}{(0.18)(0.02451)(0.000124)(0.34)^2} - 3.23 \right]^{-1}$$

Simplificando nos queda que:

$$q(MSCFD) = \frac{0.00219[1.024 \cdot 10^9 - m(p_{wf})]}{[\log t + 5.67]}$$

A fin de visualizar órdenes de magnitud para las tasas a obtener, se puede construir gráfica tipo IPR transiente, para varios valores del tiempo de producción. Dado que es una prueba relativamente corta en tiempo, elegimos un tiempo de producción de 24 horas y efectuamos la gráfica del IPR a este tiempo.

Asumiendo 24 horas como tiempo de producción, la ecuación anterior se reduce a:

$$q(MSCFD) = 3.10 \cdot 10^{-4} [1.024 \cdot 10^9 - m(p_{wf})]$$

A continuación se presentan resultados asumiendo varios valores para la presión de fondo fluyente.

p(psia)	m(p), psi**2/cp	q(MMscfd)
14.7	16337.6	317
500	1.90E+07	312
1000	7.58E+07	294
2000	2.89E+08	228
3000	5.98E+08	132
4000	9.52E+08	22
4200	1.02E+09	0

Tabla 6.1.

A continuación se presenta la gráfica tipo IPR, usando estos datos:

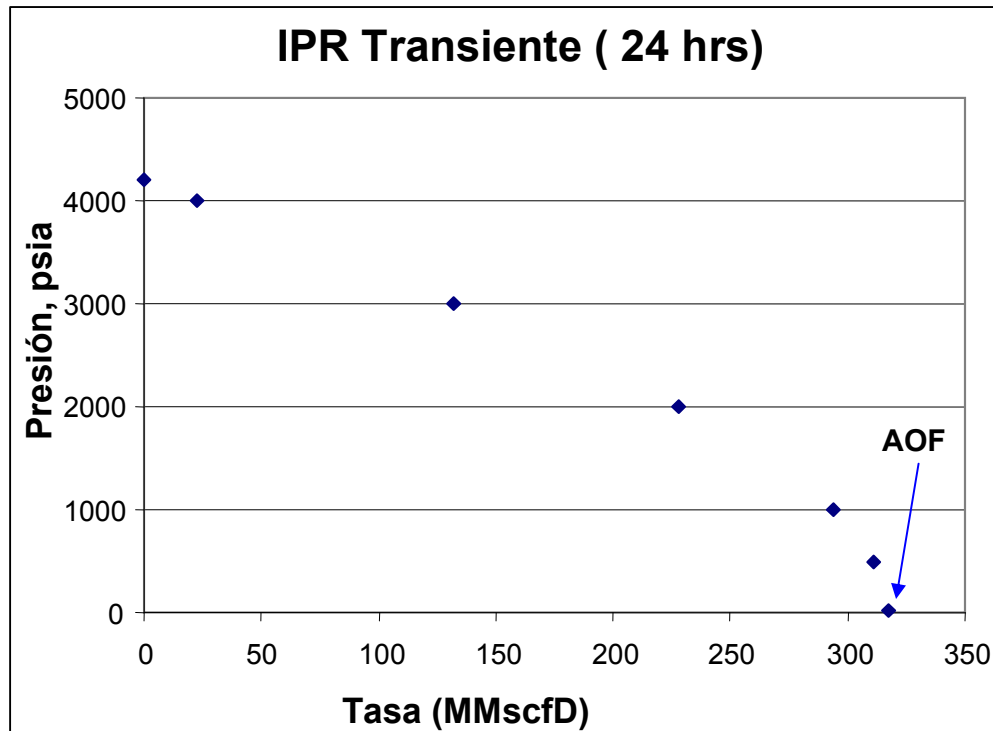


Fig. 6.8. IPR (transiente)

La IPR (transiente), que se presenta en la Fig. 6.8., debe considerarse la del yacimiento. Es decir, es el comportamiento de la presión en la cara de la arena, de no existir tubería de prueba. Ahora debemos considerar el comportamiento de la tubería de producción y de esta manera precisar el orden de las tasas a esperar en superficie. Lo que sí se puede definir es el AOF (considerando la presión atmosférica como referencia), siendo éste igual a 317 MMscfD, asumiendo que el daño total (mecánico y por efecto de turbulencia) es cero.

La curva de la “performance” de la tubería se puede construir, asumiendo varias presiones en cabezal, así como varias tasas para cada presión. Esta rutina es típica del análisis del sistema de producción o Nodal, cuyo software es muy común en la industria.

Sin embargo y en el caso de no disponer del mismo, se puede elaborar las curvas, asumiendo una presión en cabezal y calculando la presión de fondo para varias tasas. La intersección de la curva, así construida, con la curva IPR del yacimiento, define la tasa a esperar en el pozo.

A continuación se presentan las fórmulas que permiten calcular la presión en el pozo a cualquier profundidad, considerando solo una fase, en este caso, gas.

$$p_{fondo}^2 = e^{-s} p_{superficie}^2 - 2.685 \cdot 10^{-3} \frac{f_f (\overline{ZT} q)^2}{\sin \theta D^5} (1 - e^{-s}) \quad (2)$$

$$s = \frac{-0.0375 \gamma_g \sin \theta L}{\overline{ZT}} \quad (3)$$

$$N_{Re} = 20.09 \frac{\gamma_g q}{D \mu} \quad (4)$$

En las ECs. 2, 3 y 4, p representa la presión (psia); q , la tasa de producción (Mscfd); D , diámetro de la tubería de producción (pulgadas cuadradas); L , la longitud de la tubería de producción (pies); μ , viscosidad del fluido (cp); T , temperatura (°R); y el resto de las variables son adimensionales: f_f es el denominado factor de fricción “fanny”, el cual es una función del número de reynolds (Re); y θ es el ángulo de desviación del pozo, siendo 90° indicativo de pozo vertical.

La EC. 2 asume el conocimiento de las propiedades promedio de Z y T en la longitud de la tubería, así como la viscosidad. El proceso de solución es, primero, definir el Número de Reynols (EC. 4) a fin de obtener el valor del factor de fricción f_f , luego calcular el valor de s dado por la EC. 3 y, finalmente, efectuar el cálculo mediante la EC. 2 de la presión a la profundidad en la cual se desea conocer, asumiendo un valor para la presión en superficie.

En nuestro caso podemos asumir varios valores para la presión en cabezal, por ejemplo: 2000, 2500, 3000, y 3500 psia. Par cada uno de estos valores calculamos la presión de fondo (en este caso a 8800 ft (ver Fig. 6.7.)). A continuación se presentan los resultados obtenidos aplicando la EC. 2:

q (MMscfD)	P(cab)=1000	P(cab)=1500	P(cab)=2000	P(cab)=2500	P(cab)=3000	P(cab)=3500
0	1172	1764	2358	2949	3534	4102
5	1203	1785	2374	2961	3545	4111
10	1292	1845	2418	2997	3575	4238
30	1993	2385	2849	3354	3877	4409
40	2442	2768	3178	3637	4129	4636
50	2916	3194	3557	3977	4434	4915
75	4157	4365	4636	4991	5380	5800
100	5447	5636	5870	6169	6512	6889
150	8130	8318	8562	8825	9162	9501

Tabla 6.2. Presiones de fondo

La intersección de las curvas de la tubería de producción con la curva IPR del reservorio define el valor de la tasa a esas condiciones dinámicas, como se muestra en la Fig. 6.9.

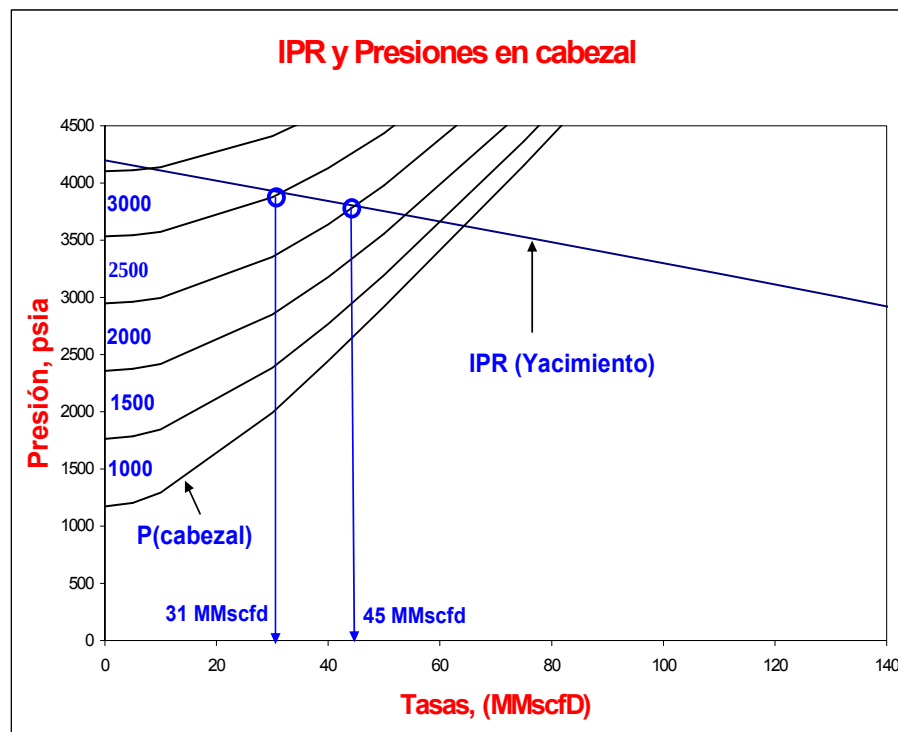


Fig. 6.9. IPR del yacimiento y curvas de performance de la tubería

En principio, sobre la base de los resultados obtenidos, apreciamos que podemos tener tasas que superan los 50 MMscfD, siempre y cuando no esté dañado el pozo. Esta información puede ser importante para el diseño de los equipos de prueba en particular, y en este caso el separador. Es decir, para

probar altos valores de tasas, se necesita un separador con la capacidad adecuada.

El próximo paso es el de calcular los tiempos de prueba, asegurándonos poder observar como mínimo el régimen de flujo radial infinito. El diseño está estrechamente vinculado con los objetivos de evaluación. En nuestro caso se requiere el cálculo de los parámetros básicos del yacimiento y pozo, como lo sería la permeabilidad y el daño.

Con el fin de calcular la respuesta de la presión esperada, así como el tiempo de prueba, dado que ya tenemos un orden de magnitud de las tasas, primero calcularemos el coeficiente de almacenamiento de pozo para la completación que se presenta en la Fig. 6.7., tubería de producción de 4 pulgadas. La capacidad de una tubería de 4 pulgadas es de 0.01084Bbl/ft. y la longitud a considerar es de 8800 ft, la compresibilidad del gas en el pozo es de 0.00025 psi⁻¹, de aquí que:

$C = \text{Volumen del pozo} \times \text{compresibilidad del fluido en el pozo} = (0.01084 \text{ Bbl/ft}) \times (8800\text{ft}) \times (0.00025\text{psi}^{-1}) = 0.024\text{Bbl/psi}.$

El tiempo mínimo de prueba a partir del cual se logra la identificación del régimen de flujo radial tipo reservorio infinito, considerando los efectos de almacenamiento de pozo y daño, viene dado por las siguientes expresiones:

$$\text{Período de Fluencia} \quad t > \frac{(200000 + 12000s)C}{\frac{kh}{\mu}} \quad (5)$$

$$\text{Período de Cierre:} \quad \Delta t > \frac{170000 C e^{0.14s}}{\frac{kh}{\mu}} \quad (6)$$

Aplicando la EC. 5 tenemos (asumiendo cero daño):

$$t > \frac{(200000)(0.024)}{\frac{2350}{0.02451}} = 0.05 \text{ hrs}$$

Aplicando la EC. 6, tenemos:

$$\Delta t > \frac{170000 (0.024) (1)}{\frac{2350}{0.02451}} = 0.042 \text{ hrs}$$

Dado que se trata de gas, sobre la base de lo presentado en el Capítulo IV, podemos sugerir una prueba tipo isocronal modificada e incluir un período de flujo extendido, así como cierre final, con el fin de poder observar efectos de declinación de la presión durante la prueba.

Aunque no sea un objetivo podemos considerarlo como algo básico en todo diseño: comparar la presión P^* inicial con la P^* final durante la prueba. De ser el yacimiento muy pequeño es posible su corroboración durante el período de prueba (el valor de la presión final es menor que el inicial).

Aunque del análisis petrofísico, así como del probador de formación, se obtiene información valiosa para el diseño, la mayor incertidumbre en el caso de pozos exploratorios está en que no conocemos a priori o antes de realizar la prueba la descripción del área dinámica de drenaje, es decir, si se trata de un yacimiento homogéneo con discontinuidades o naturalmente fracturado, o capa de permeabilidad variable, por mencionar algunos ejemplos. De no disponer de ninguna información de geología, lo aconsejable es efectuar diseño considerando un yacimiento homogéneo.

A continuación se presenta diseño de la prueba:

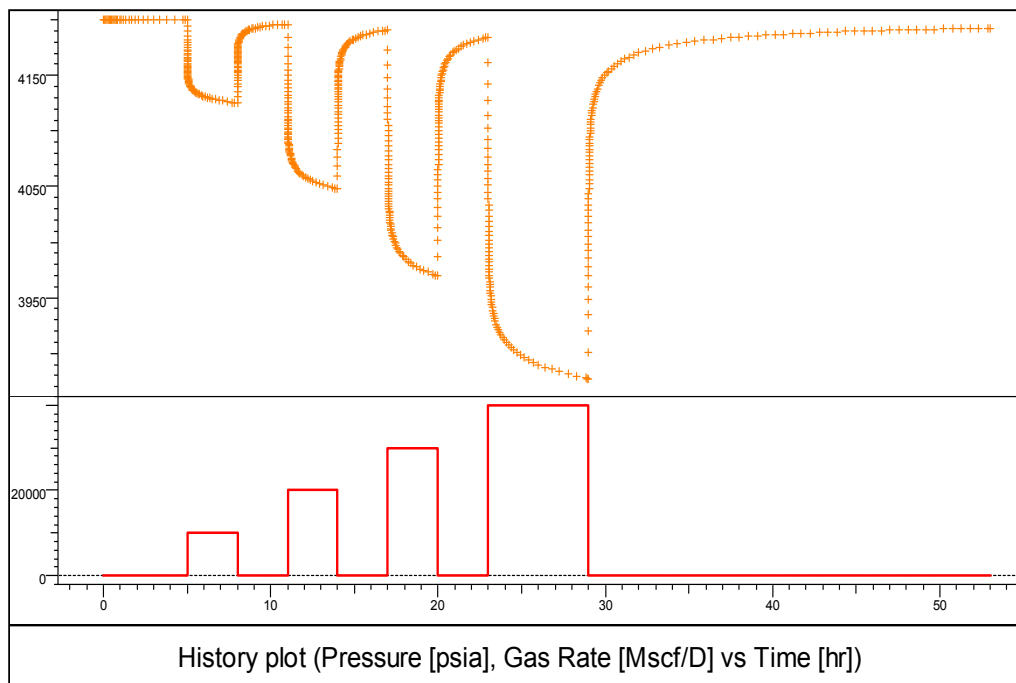


Fig. 6.10. Diseño de la prueba

La siguiente historia de tasas se usó para el diseño:

Duración (hrs)	tasas (MscfD)
5	0
3	10000
3	0
3	20000
3	0
3	30000
3	0
6	40000
24	0

Tabla 6.3. Tasas usados en el diseño

A continuación se muestran las gráficas tipo log-log y semi-log del período de fluencia previo al último cierre:

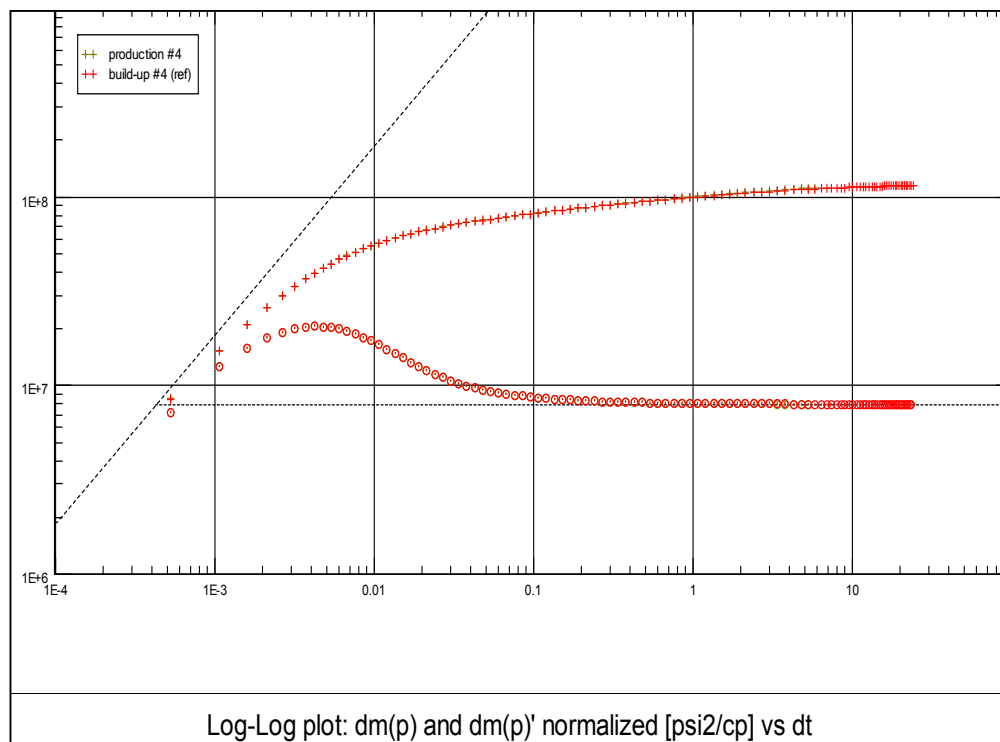


Fig. 6.11. Gráfico tipo diagnóstico: flujo extendido y último cierre

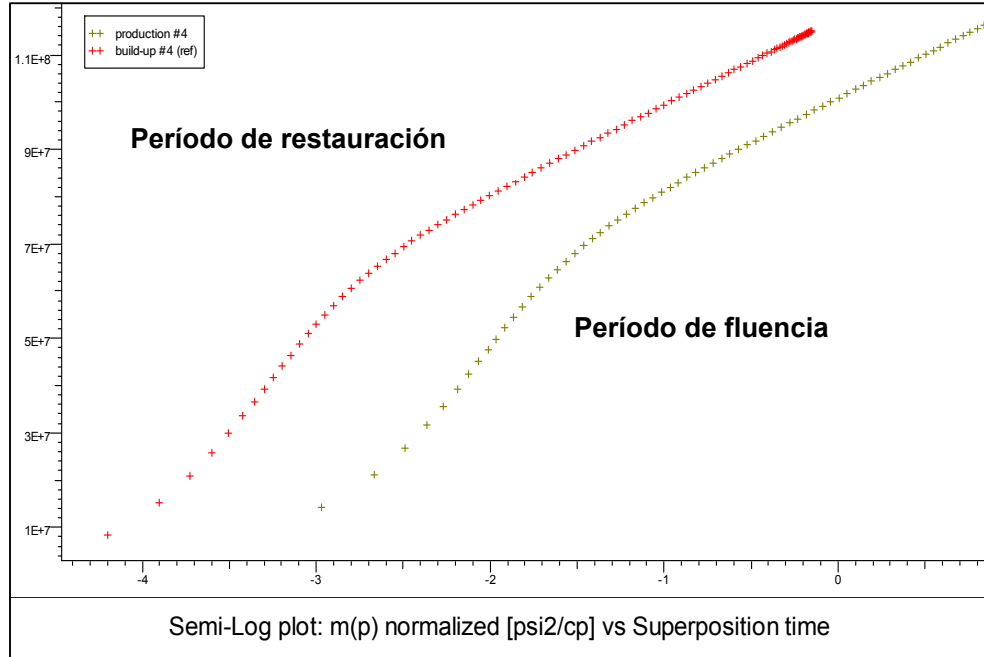


Fig. 6.12. Gráfica tipo semi-log: flujo extendido y último cierre

Sobre la base de la duración propuesta de la prueba, se puede calcular el radio de drenaje afectado.

Para esto podemos hacer uso de la expresión presentada en el Capítulo IV, asumiendo régimen de flujo radial tipo infinito:

$$\log \frac{r_d}{r_w} = \frac{1}{2} \log t_D + 0.1757 \quad (7)$$

$$\text{en donde} \quad t_D = \frac{0.000264kt}{\phi(\mu ct)_i r_w^2} \quad (8)$$

Durante el período de flujo extendido (6 horas) tenemos:

$$\log \frac{r_d}{r_w} = \frac{1}{2} \log \left(\frac{0.000264(50)(6)}{(0.18)(0.0245)(0.00012397)(0.34)^2} \right) + 0.1757$$

de aquí que:

$$r_d = 570 \text{ ft}$$

Cabe mencionar que, tratándose de gas, por lo general son dos los objetivos que deben complementarse: obtener la IPR del pozo mediante la prueba de producción (o comúnmente denominada contra-presión) y extraer información de yacimiento, en cuanto a caracterizar el área de drenaje del pozo que se logra o deriva del análisis de los datos de presión.

En este caso, por ejemplo, según el modelo de sísmica hay una falla cercana al pozo, que dista cerca de los 200 m (656 ft) del mismo. Tal como está propuesto el diseño, al finalizar el período de cierre, se investigó un área tipo circular de 348 m (1141 ft) de radio, con lo cual, de existir falla localizada en este radio, se verificaría.

Para finalizar este ejemplo, es conveniente disponer de un modelo de la respuesta de presión, en caso de que se presente efecto de falla.

La simulación se puede efectuar considerando un modelo de yacimiento homogéneo y discontinuidad lateral tipo falla localizada a una distancia radial de 200 m (656 ft). El procedimiento consiste en identificar si el comienzo del efecto inducido por una falla se presenta en los tiempos propuestos de prueba.

A continuación se presenta la respuesta de la presión obtenida durante el cierre final considerando una falla sellante localizada a 200 m del pozo y asumiendo el mismo tiempo de prueba:

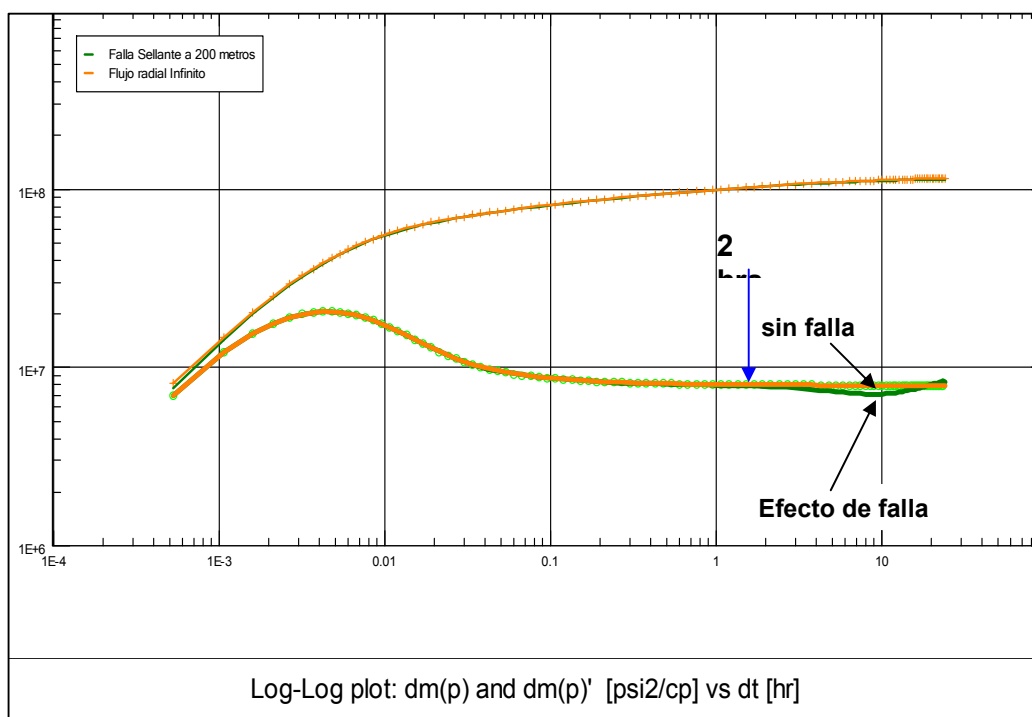


Fig. 6.13. Efecto de falla sellante. Comparación de soluciones.

Comparando mediante inspección visual la respuesta que no considera falla con la que si considera falla, se aprecia que a partir de las 2 horas del tiempo de cierre, inicia período de transición indicativo de discontinuidad. Aunque el régimen de flujo correspondiente a una falla sellante puro no se logra en este tiempo de prueba, esto indica que a partir de las 2 horas de iniciado el cierre comienza el régimen de flujo tipo transición que puede implicar posible efecto de discontinuidades laterales al pozo.

Es importante señalar que la mayoría de las pruebas se analizan basándose en la respuesta que se observa en tiempos cortos (12 ó 24 horas) y pretender una duración de la prueba tal que, se defina, como en este caso régimen de flujo puro tipo falla sellante, puede conllevar a un tiempo de prueba muy grande.

En nuestro caso, a manera de ejemplo, es necesario un período de flujo extendido de por lo menos 500 horas de duración, como se muestra por los resultados de simulación:

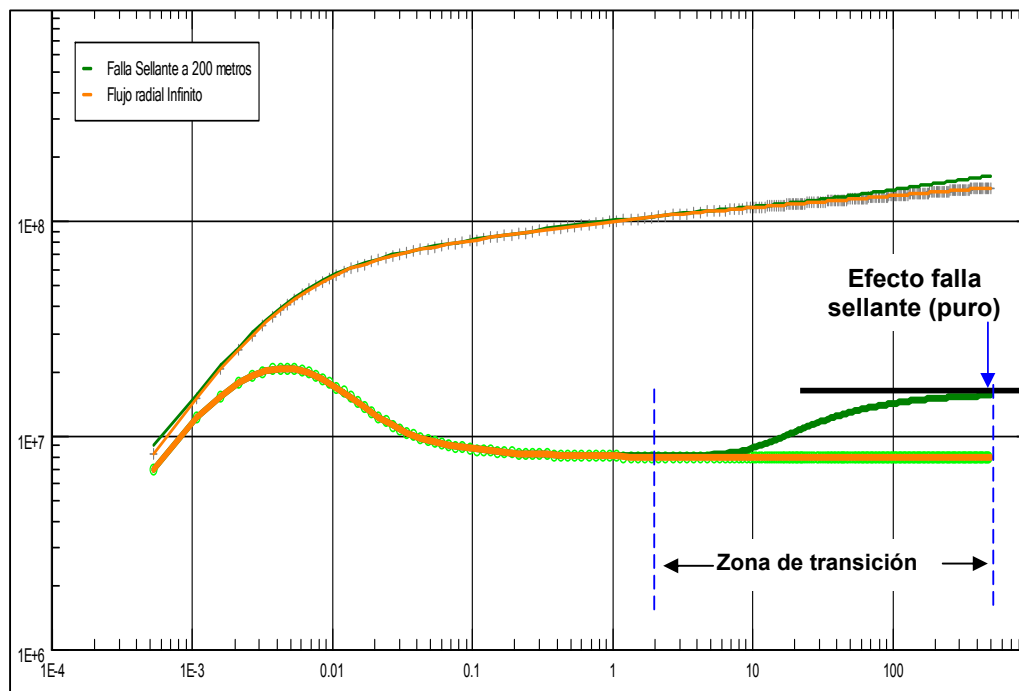


Fig. 6.14. Simulación flujo extendido de 500 horas

Ejercicio 1

Elabore diseño de prueba usando el mismo procedimiento, pero considerando que la permeabilidad del yacimiento es de 375 md, y que el pozo presenta un daño total (no hay efecto de turbulencia) igual a 21. Asuma una tubería de producción nominal de 3 ½ pulgadas. Las propiedades del fluido así como la presión son las mismas. Estime el tiempo de prueba necesario o mínimo que garantice la verificación de la existencia de falla sellante ubicada a 200 m (656 ft) radialmente al pozo.

6.2.2. Pozo Activo (productor)

Por pozo activo queremos decir un pozo inyector o productor. A diferencia del pozo exploratorio, el tipo de pruebas que se efectúa en estos, tienen objetivos muy concretos, y por lo general están relacionados con minimizar incertidumbres asociadas a la caracterización del yacimiento o la productividad del pozo en sí. Por ejemplo, determinación del daño del pozo.

Las pruebas pueden ser rutinarias, es decir, formar parte de una campaña de pruebas (de frecuencia anual, por ejemplo), a fin de dar seguimiento a un proceso de recuperación secundaria (ensayos tipo fall-off). O a ser realizadas en el caso de presentarse un comportamiento anómalo en la conducta de producción o presión del pozo: declinación inesperada, por ejemplo. En otros casos se quiere corroborar la continuidad lateral entre dos o más pozos, por lo que proponen pruebas tipo interferencia.

En la mayoría de los casos, tanto los parámetros básicos del yacimiento y pozo (presión, permeabilidad efectiva, daño del pozo, por ejemplo) como la composición del fluido son conocidos, y el pozo puede que ya tenga un historial de pruebas. De aquí que los objetivos de evaluación sean concretos y las alternativas en cuanto al tipo de pruebas y el tiempo de duración de las mismas depende del objetivo de evaluación. El procedimiento empleado en el diseño de las pruebas es similar al caso del pozo exploratorio, aunque se puede definir con mayor resolución el tiempo de prueba por cuanto los parámetros de yacimiento son conocidos.

6.3. Efecto de almacenamiento de pozo y daño

Un objetivo igualmente importante, y parte de la razón de efectuar el diseño de la prueba previo a su ejecución, es poder estimar el efecto que factores, tales como el almacenamiento de pozo (el cual siempre esta presente no importa el tipo de prueba) y el daño, tienen sobre la conducta de la respuesta de la presión. Esto es aplicable sin importar si el pozo es tipo exploratorio o activo.

El efecto de almacenamiento de pozo, en particular su duración, debe considerarse a fin de visualizar el uso o no de herramienta de cierre de fondo, según objetivos de evaluación.

De aquí que en los escenarios de diseño sea conveniente que se presenten resultados de la sensibilidad del tiempo de prueba, considerando tanto el efecto de almacenamiento de pozo, así como el daño.

A fin de ilustrar este punto, aplicamos el concepto usando datos que son representativos de casos de campo.

Supongamos que el diámetro de una tubería de producción es de 2 7/8, la constante de almacenamiento de pozo (C) se puede obtener de la expresión:

$$C = V_w c_f$$

en donde C viene dado en bbl/psi; V_w , volumen de la tubería, en Bbl; y c_f , la compresibilidad del fluido en la tubería, en (1/psi).

Asumiendo que la tubería de producción tiene una capacidad de 0.00449 Bbl/ft y la longitud a la zona de interés es de 15200 ft, se tiene que:

$$C = (0.00449) (15200) (1.73E - 5) = 0.0011 \text{ Bbl} / \text{psi}$$

A fin de visualizar el impacto que tanto el efecto de almacenamiento de pozo como el factor de daño tienen en los resultados, a continuación presentamos la respuesta de la presión durante un período de cierre de una prueba que contempla herramienta de cierre de fondo y su comparación con prueba en la cual el cierre es en superficie, considerando varios valores para los parámetros de almacenamiento de pozo y daño. En este ejemplo, el coeficiente de almacenamiento de pozo obtenido de la prueba es del tipo cambiante (C-inicial siendo mayor que el C-final).

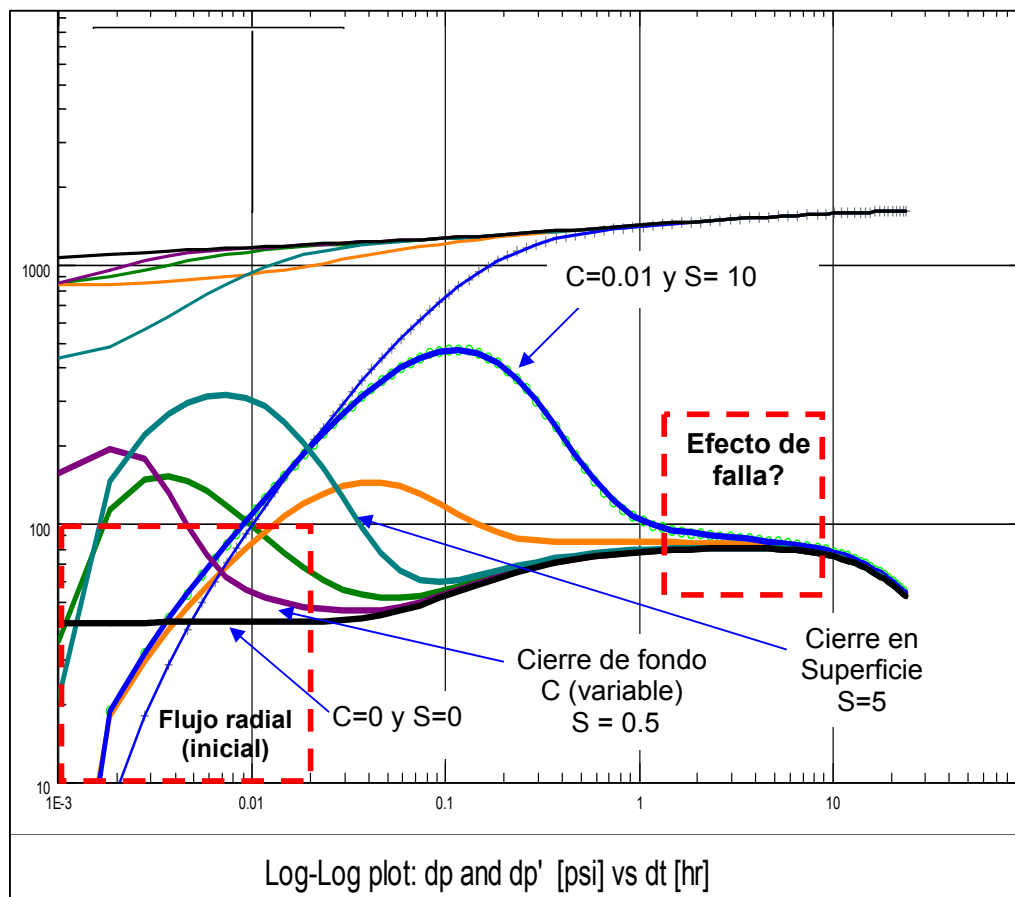


Fig. 6.15. Efecto de almacenamiento de pozo y daño

Como se aprecia en la Fig. 6.15., la identificación visual del régimen de flujo radial tipo infinito depende del valor de C , así como del valor del factor de daño

(S). Es decir, se puede minimizar el efecto de almacenamiento de pozo, pero si tenemos un alto valor de daño, implica una distorsión de los datos a tiempos cortos, lo que puede derivar en que el cálculo basado sólo en la línea recta semi-logarítmica de la permeabilidad y daño no sea confiable.

Por ejemplo, en el caso de que el valor de C sea igual a 0.01 bbl/psi y el factor de daño igual a 10, aunque se tenga una línea recta semi-logarítmica, a partir de 1 hora del ensayo la misma no corresponde al régimen de flujo radial infinito inicial y de aquí que el cálculo de la permeabilidad resulte incorrecto (valor menor). Esto afecta igualmente el diseño de prueba tipo larga duración, puesto que se usarían los valores de los parámetros de yacimiento obtenidos de la prueba para el diseño, y por ello el tiempo de prueba determinado según diseño estaría en error.

6.4. Implementación de las pruebas

En la sección anterior, se presentó la metodología por el cálculo de las presiones esperadas, según el tipo de prueba. La etapa de diseño debe, igualmente, considerar varios factores como las herramientas idóneas, el tipo de terminación existente y los costos involucrados, por mencionar algunos.

A continuación se presentan los aspectos relevantes que deben considerarse en la etapa del diseño de la prueba:

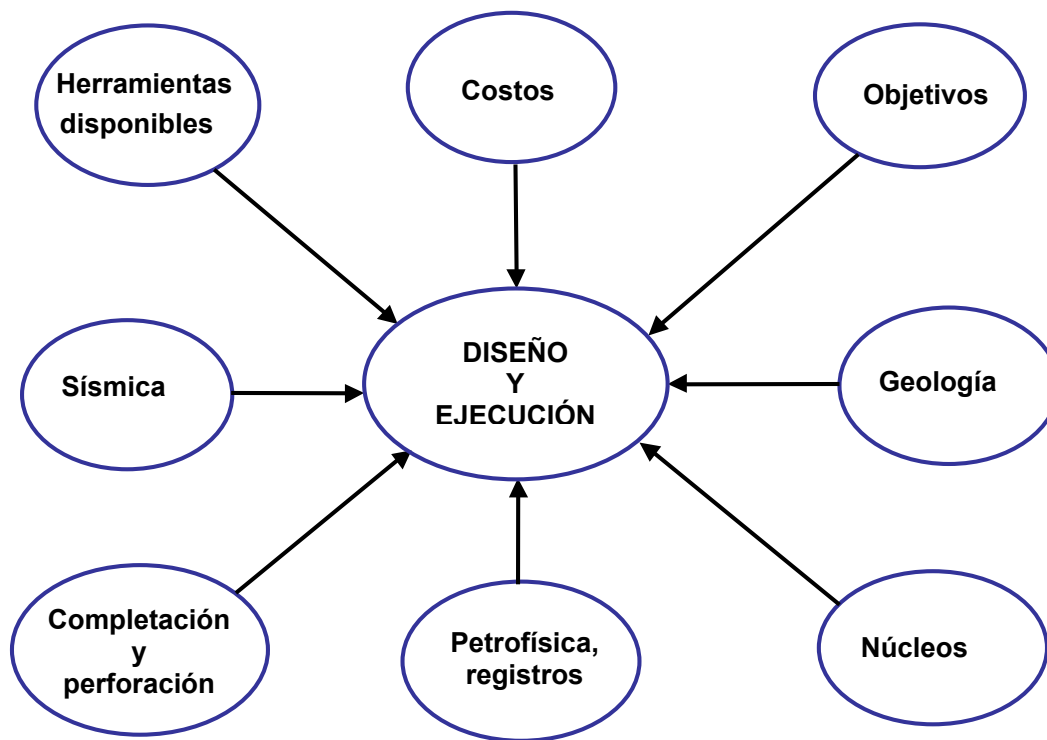


Fig. 6.16. Factores a considerar en etapa de diseño

Igualmente la implementación de las pruebas requiere la consideración de varios factores como por ejemplo:

- ⇒ Tiempo de taladro y duración de la prueba.
- ⇒ Personal especializado en el pozo.
- ⇒ Objetivos de evaluación.
- ⇒ Interpretación de los datos en tiempo real.
- ⇒ Seguimiento continuo durante la ejecución de la prueba.
- ⇒ Facilidades de producción.
- ⇒ Herramientas idóneas y disponibles.
- ⇒ Terminación del pozo: factores de riesgo.
- ⇒ Plan de contingencias.
- ⇒ Diseño de la prueba.
- ⇒ Seguridad.

Con base a la experiencia de numerosas pruebas, se puede concluir que el éxito de la prueba depende del manejo apropiado de todos estos factores en tiempo real.

Cualquiera de los factores, antes mencionados, puede ser crítico en la obtención de los resultados. Por ejemplo, la consecuencia de no disponer de herramientas de cierre de fondo, la cual minimiza el efecto de almacenamiento de pozo y la segregación de fase, puede ser la obtención de datos de presión, cuya interpretación no sea confiable, sobre todo si la prueba fue de corta duración.

Sobre la base de la experiencia, debemos estar involucrados en todas las etapas de la prueba, es decir: en el diseño, en la ejecución y en la interpretación de los resultados. Son muchos los casos, en los que a pesar de contar con un diseño de prueba óptimo, sin embargo, en la práctica, no se obtienen los resultados, debido al no seguimiento de la prueba a nivel de campo, esto es durante su implementación, puesto que se pueden presentar contingencias, que requieren de un cambio en el diseño sobre la marcha de la prueba, a fin de lograr los objetivos propuestos.

6.4.1. Sartas comunes y equipos de pruebas

La sarta de prueba, así como el equipo necesario para la ejecución de la misma, depende principalmente de la completación del pozo, y si la prueba se efectúa con taladro en sitio o no. Debe ser parte del diseño de la prueba sugerir el tipo de sarta adecuada, a fin de lograr los objetivos deseados. En el caso de pozos exploratorios y de realizarse la prueba con taladro, al tipo de sarta se le denomina DST (Drill Stem Test), que significa que la prueba se efectúa con la asistencia del taladro.

De no existir el taladro, el tipo de sarta o, mejor dicho, la configuración a usar para la prueba puede ser tan simple como la de posicionar el sensor de presión en el fondo, bien sea en un niple de asiento o de suspender el mismo vía cable, a la profundidad de la zona de interés, o, de ser necesario, incorporar herramienta de cierre de fondo.

6.4.1.1. Sarta DST

A continuación mostramos la configuración de prueba tipo DST usada por la compañía Schlumberger.

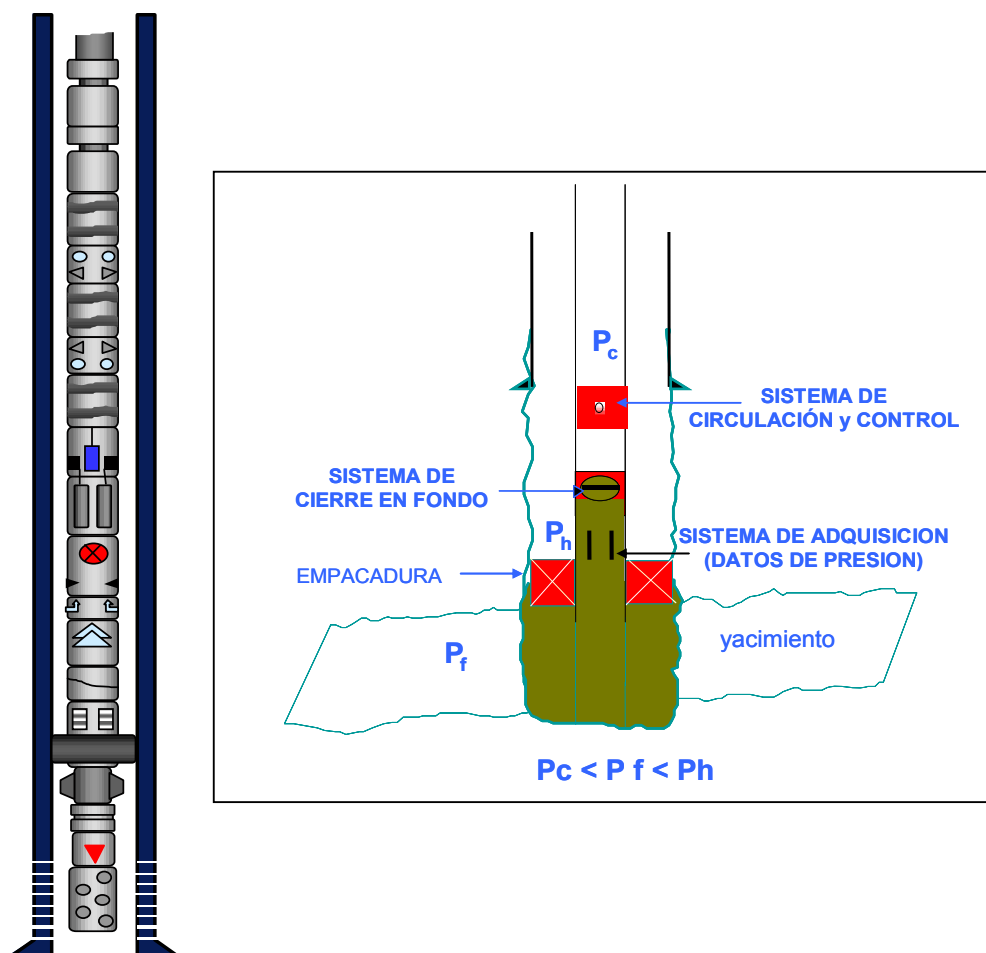


Fig. 6.17. Sarta de prueba tipo DST (Schlumberger)

A continuación se muestra, en forma bastante resumida, la operación básica de la sarta durante la prueba.

Inicio de la prueba

Una vez posicionada la sarta de prueba en profundidad y asentada la empacadura, se procede a abrir la válvula de circulación para desplazar el

fluido del colchón y así aligerar la columna sobre la formación, creando un desbalance de presión a favor de la formación, luego de lo cual se cierra la válvula de circulación.

Se procede a abrir la válvula de prueba permitiendo el flujo del hidrocarburo a través de la tubería hacia superficie.

Después de un período establecido (de limpieza), la válvula de fondo se cierra lo que induce a la restauración de la presión de formación. Este cierre es registrado por los sensores de presión y temperatura. A este período comúnmente se lo denomina restauración.

Posteriormente la válvula se abre nuevamente y el período de flujo se repite seguido de otro cierre. El análisis de los datos de presión registrados por los sensores permite la determinación de los parámetros de yacimiento y pozo.

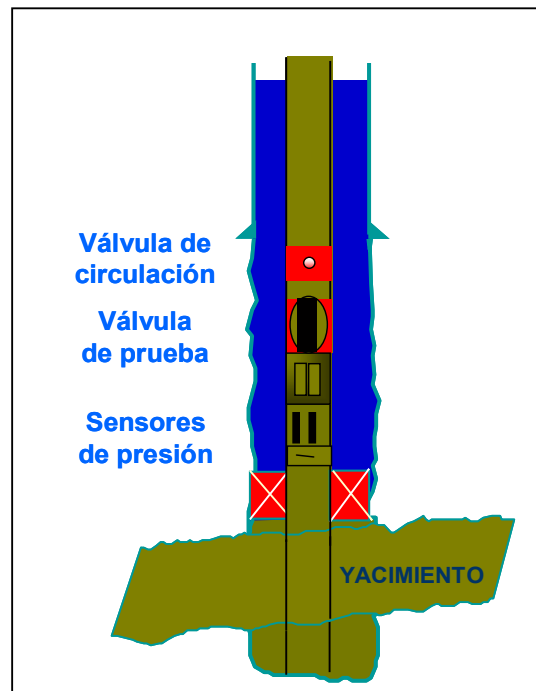


Fig. 6.18. Operación de los períodos de flujo y cierre

Final de la prueba

Durante los períodos de flujo, mediante los equipos de superficie (separadores, tanques de calibración, toma muestras), es posible medir las tasas de producción, presión y temperatura en cabezal, así como la toma de muestras de fluido.

Una vez finalizada el programa de prueba, se cierra la válvula de cierre de fondo, y se procede a abrir la válvula de reversa a través de la cual se desplazan los fluidos de la formación a la tubería de producción.

Una vez verificada la homogeneidad en el fluido de control, se procede a desanclar la empacadura.

Se realiza la circulación directa de todo el volumen, a fin de asegurar el control del pozo y se procede a sacar la sarta.

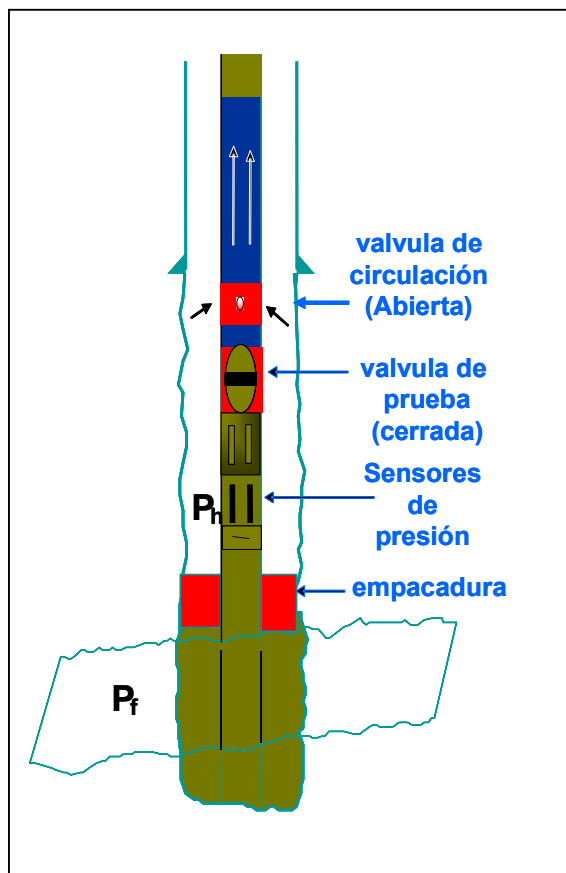


Fig. 6.19. Procedimiento operacional para la finalización la prueba

Los sensores de presión y temperatura que están incorporados en la sarta registran los datos en forma continua durante toda la operativa de la prueba.

Es conveniente registrar en fondo la presión de la formación, así como la del anular y de la tubería, simultáneamente, a fin de detectar comunicación de fluido entre el anular y la tubería que, de haberla, implicaría la suspensión de la prueba. A continuación se presenta el registro de las presiones, obtenido de 3 sensores de presión durante una prueba tipo DST:

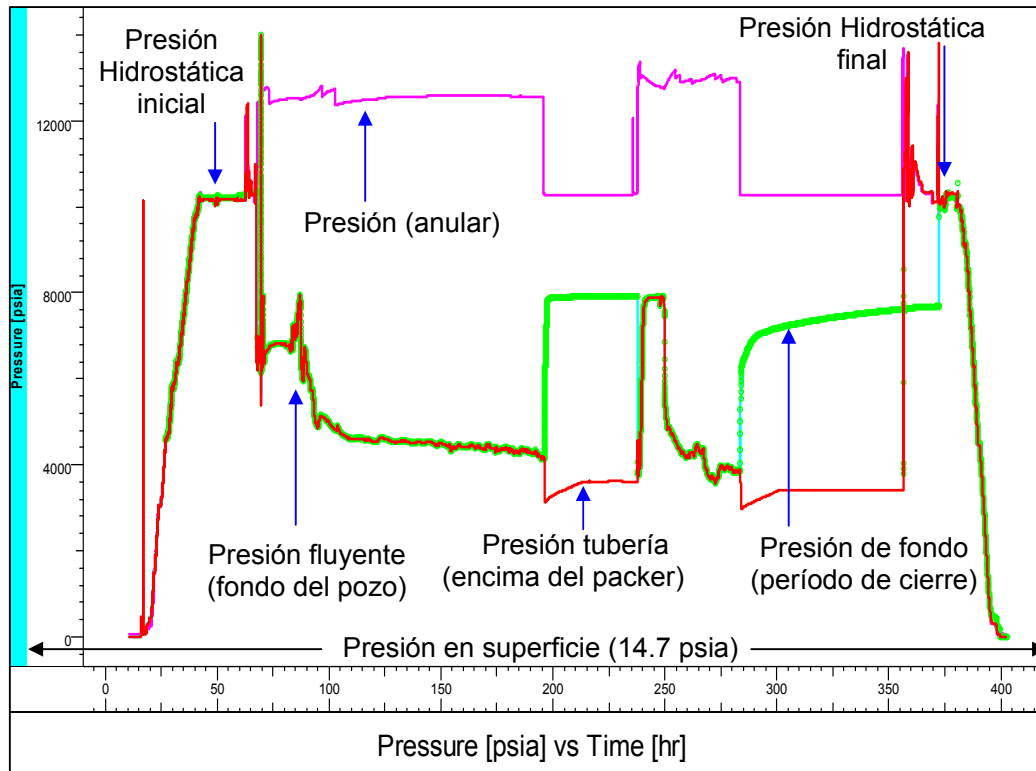


Fig. 6.20. Datos de presión obtenidos durante prueba tipo DST

Como se aprecia en la Fig. 6.20., el monitoreo continuo de las presiones, permite obtener información que asegura la calidad de la prueba. Por ejemplo, de haber fugas entre el packer y la tubería, una vez cerrado el pozo, se pudo verificar comparando la presión registrada en la tubería, justo arriba del packer, con la presión de fondo (formación), puesto que la tendencia de la presión de la tubería, de existir fugas (aunque pequeñas), sería la misma que la de la formación (esto igualmente se corrobora por la presión de tubería en superficie).

Igualmente, de existir comunicación entre tubería y anular, la presión de fondo de la formación y la del anular (fondo) registrarían el mismo valor.

6.4.1.2. Válvula de cierre de fondo

En el caso de pruebas en pozos activos, la sarta de prueba es simple, aunque depende de la completación del pozo y de los objetivos de la prueba.

A continuación presentamos la configuración para la medición de presiones en el fondo del pozo, que incluye válvula de cierre de fondo:

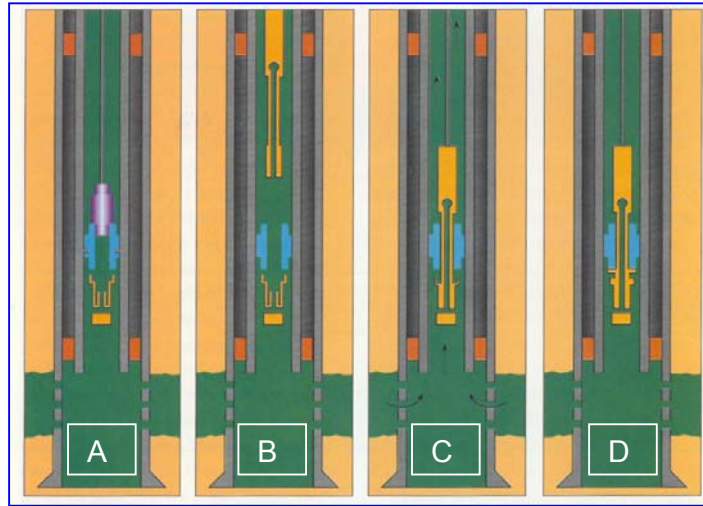


Fig. 6.21. Pozo activo. Medición de presiones y válvula de cierre de fondo

En este caso la secuencia operacional es: primero, bajar mandril, el cual se instala en niple existente en la tubería (A), luego, se baja el sensor de presión en conjunto con un dispositivo actuador (B). La apertura y cierre de la válvula se logra tensionando la guaya. Por ejemplo, si el pozo fluye (C), para cerrarlo en el fondo se tensiona la guaya (D).

A continuación se presenta, a manera de ejemplo, el beneficio en cuanto al uso de válvula de cierre de fondo en una gráfica de diagnóstico tipo log-log:

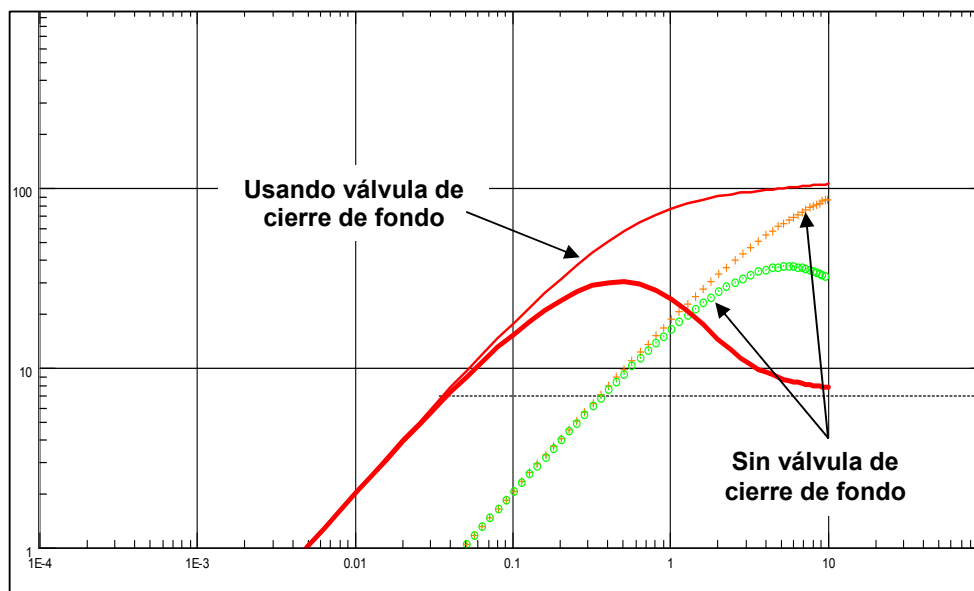


Fig. 6.22. Efecto de válvula de cierre de fondo

Como se aprecia en la Fig. 6.22., el uso de la válvula de cierre de fondo, permite identificar el régimen de flujo radial tipo infinito, antes de las 10 horas de prueba. En caso de no usar la válvula, se requiere de un tiempo de prueba mucho mayor (por lo menos 50 horas) a fin de identificar el régimen de flujo radial, siempre y cuando no estén otros efectos presentes que inducen a regímenes de flujo tipo transición.

6.4.1.3. Sensores permanentes

Igualmente en el caso de pozos activos, existe la opción de instalar un sensor de presión permanente. En este caso, el sensor forma parte de la completación final del pozo. Este tipo de sensores puede registrar la presión del pozo en forma continua, y la lectura de los datos de presión de fondo se puede realizar en superficie mediante la transmisión vía cable eléctrico, el cual también es parte de la completación del pozo. Esta es una modalidad muy usada en el caso de que el pozo sea de intervención difícil o costosa, por ejemplo, pozos costa afuera, como los existentes en el mar del norte y en Brasil, por mencionar algunos.

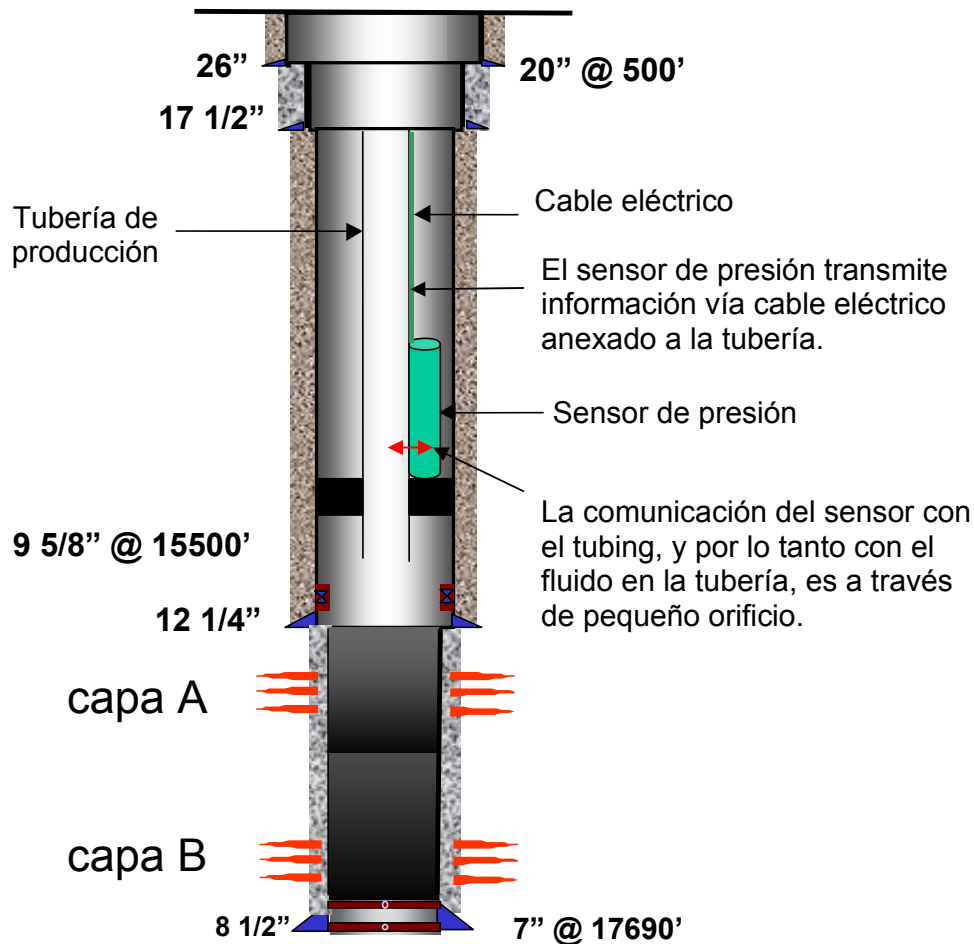


Fig. 6.23. Sensores permanentes. Configuración básica.

6.4.2.4. Equipos de superficie

En cuanto a la configuración de los equipos de prueba a usar en superficie, la misma depende de los objetivos de la prueba y del tipo de pozo (exploratorio, productor o inyector).

A continuación se presentan componentes básicos de los equipos de superficie, en el caso de un pozo exploratorio.

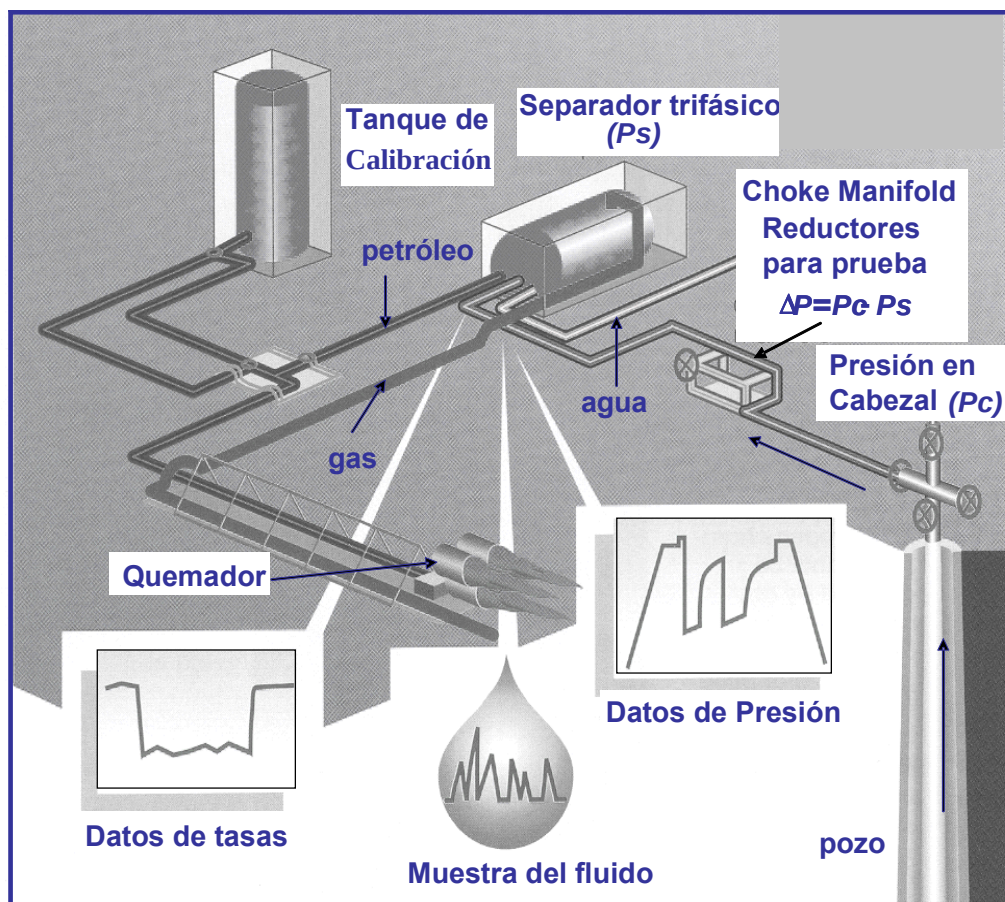


Fig. 6.24. Equipo básico de superficie usado en prueba (tomado de Schlumberger)

La Fig. 6.24. presenta los equipos de superficie, usados comúnmente en pruebas tipo DST. Es una configuración básica y, dependiendo del fluido esperado, otros equipos pueden incorporarse. Por ejemplo, intercambiador de calor, bomba para inyección de glicol, medidor de arena, por mencionar algunos.

El fluido proveniente del pozo pasa primero a través del choke manifold, el cual permite el uso de varios reductores (choke) según sea la prueba. A la salida del manifold el fluido pasa al separador, en donde se efectúan las mediciones de tasas (gas, petróleo y agua, así como la toma de la muestra).

Del separador, el gas y el petróleo siguen hacia el quemador y al tanque de almacenamiento, respectivamente, y se dispone del agua, previa su purificación. La caída de presión a través del orificio es tal que se garantice flujo crítico, que significa que los cambios de presión que se propicien en superficie, por ejemplo, a través de un cambio de orificio, se reflejen en el fondo.

6.5. Sensores de presión

Como hemos visto en capítulos anteriores, la evaluación de la prueba se basa en el análisis de los datos de presión, que se registran durante la misma. Igualmente, es parte del diseño de la prueba sugerir el tipo de sensor de presión, que se considera ideal para lograr los objetivos de evaluación. Existen diferentes tipos de sensores de presión.

A continuación y a manera de introducción, se presenta el valor del cambio de presión registrado durante una prueba simulada usando sensores de características diferentes en cuanto a resolución, precisión, drift y otros parámetros que se discutirán más adelante. Se presentan los resultados en gráficas tipo Log-Log a fin de visualizar el impacto:

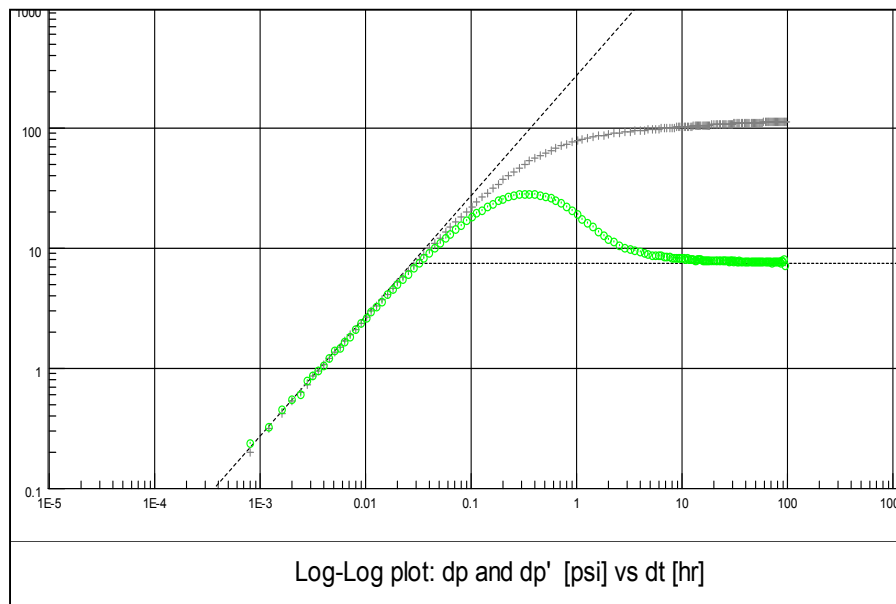


Fig. 6.25. Sensor tipo cristal de cuarzo. Resolución 0.02 psia, drift = 0, ruido = 0

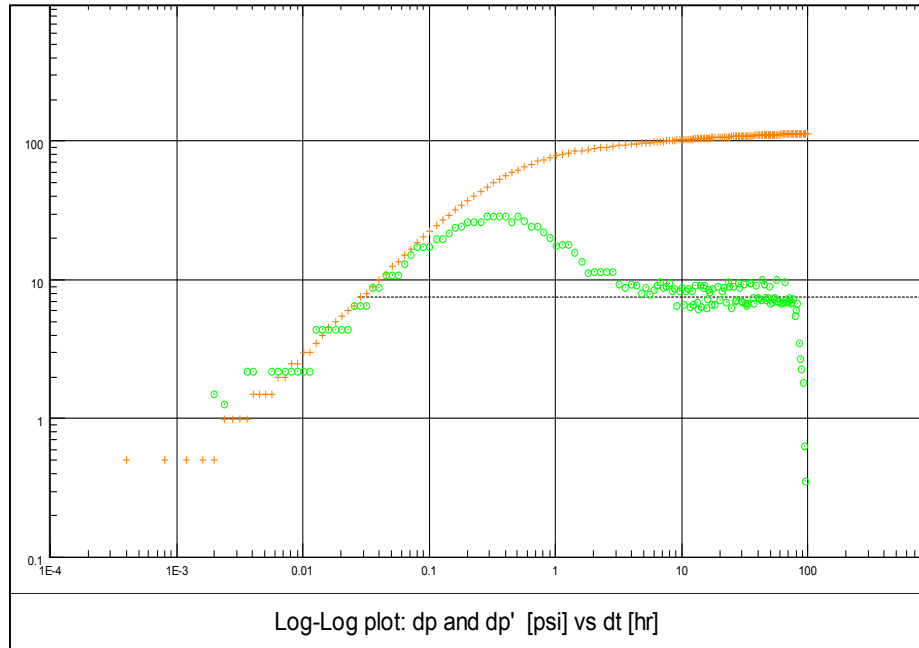


Fig. 6.26. Sensor: tipo strain, resolución = 0.5 psi, drift = $1.E-7/hr$, ruido = 0

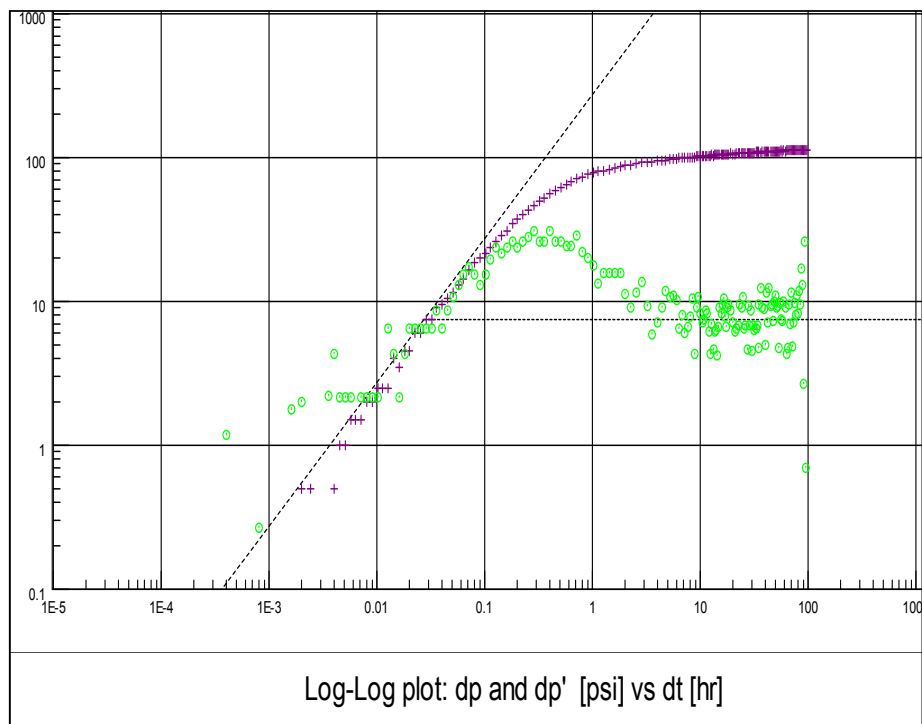


Fig. 6.27. Sensor tipo strain: resolución = 0.5 psi, drift = $1.E-7/hr$, ruido = 0.5 psia

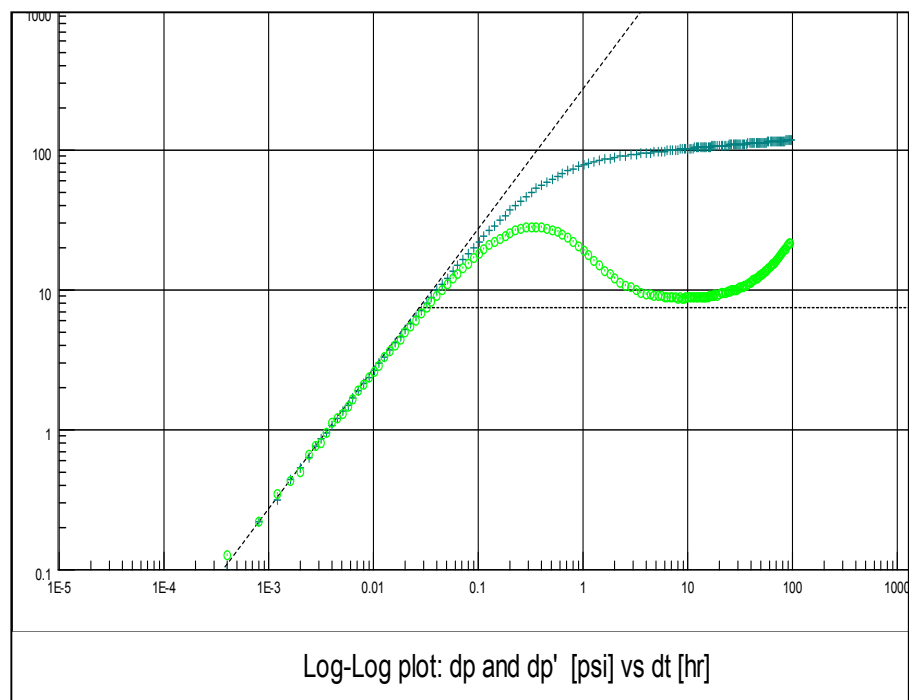


Fig. 6.28. Sensor tipo cuarzo. Resolución = 0.02, Drift = 1.E-5 hr, ruido = 0.

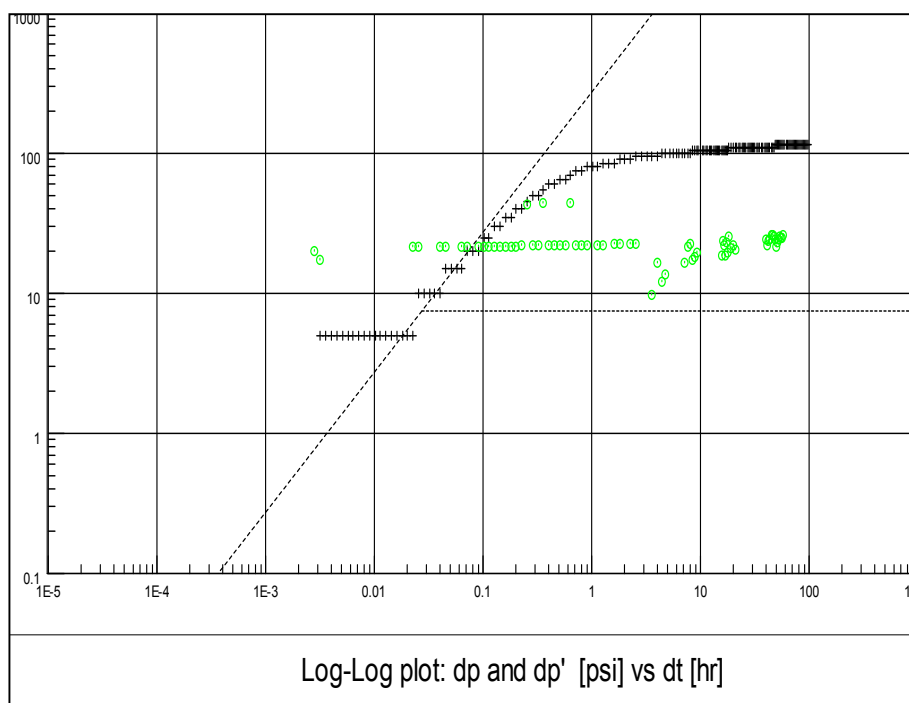


Fig. 6.29. Sensor tipo mecánico. Resolución = 5 psi, drift = 1.E-7/hr, ruido = 0.

La gráficas de diagnóstico que se presentan en las Figs. 6.25. a 6.29. corresponden a un período de cierre, y se simuló la respuesta esperada para la

presión, según las especificaciones del sensor. Dado que son ejemplos simulados, conocemos cuál es la respuesta según el parámetro o especificación del sensor. Sin embargo, en la práctica puede que no sea tan simple de inferir y, por lo general, se tiene la tendencia (no sugerida) de “suavizar” (como se verá más adelante) los puntos de presión, con la finalidad de minimizar el efecto de baja resolución del sensor o ruido.

Cabe destacar que con la incorporación de la presión derivativa, si bien es cierto que es de gran ayuda, en la identificación tipo visual de los regímenes de flujo, en la práctica la presión derivativa (como veremos más adelante) se obtiene de procesar los datos de presión, los cuales son registrados mediante sensores de diferentes características.

De ser la medición de la presión obtenida mediante sensores tipo electrónicos y de alta resolución, el cálculo de la derivativa se puede considerar de calidad. Sin embargo, y esto es común a todos los sensores, los datos de presión medidos, pueden corresponder no sólo al yacimiento sino también a ruido (tipo electrónico) así como vibraciones no deseadas. De aquí que se introdujeran algoritmos de diferenciación, que permitan extraer una presión derivada, que se corresponda con la respuesta de la formación. Llevado a la práctica, esto significa introducir el método que permita “suavizar” los datos y, así, calcular la derivativa.

A manera de ejemplo, el software Saphir usa el concepto de cálculo de la derivada basada en tres datos de presión. Se considera un punto a la izquierda, y uno a la derecha del punto cuya derivativa deseamos conocer, y se calculan las derivativas correspondientes. El valor final de la derivativa, en el punto, es igual a la media pesada:

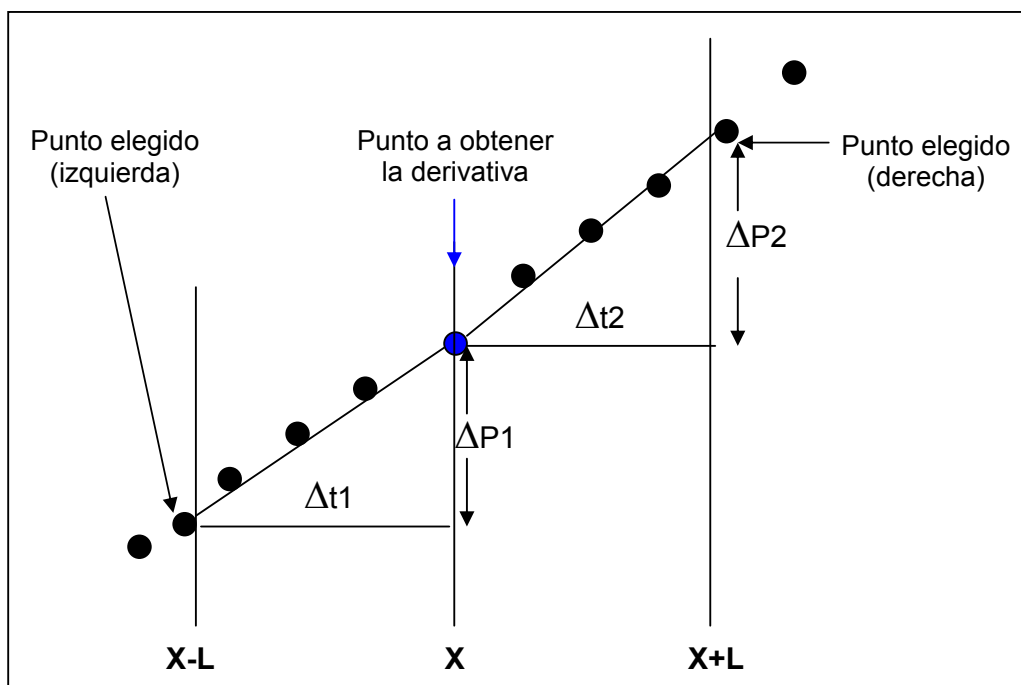


Fig. 6.30. Método de “suavizamiento”

A manera de ejemplo, el valor de la derivada asociada con el punto que se muestra en la Fig. 6.30. viene dado por la siguiente expresión:

$$\Delta p' = \frac{\left(\frac{\Delta p_1}{\Delta t_1} \Delta t_2 + \frac{\Delta p_2}{\Delta t_2} \Delta t_1 \right)}{(\Delta t_1 + \Delta t_2)}$$

El valor de L (denominado smoothing) está basado en la función de superposición, en tiempo. El rango de L en el software Saphir, a manera de ejemplo, está entre 0.1 a 2. Sin embargo, por experiencia se sugiere usar el valor predeterminado de 0.1, por cuanto el aumento del factor de suavizamiento puede conllevar a la distorsión de la conducta de presión esperada según el régimen de flujo.

En los gráficos que se presentaron anteriormente (Figs. 6.25. y 6.29.), la derivada tiene un factor de “smoothing” de 0.1, que es el valor predeterminado del software. A continuación se ilustra, mediante gráficas, el efecto de smoothing usando un ejemplo simulado. En este caso se presenta la respuesta de la presión, durante un período de fluencia, en el cual sabemos que se alcanza el régimen de flujo semi-estacionario. Presentaremos la respuesta sin factor de smoothing y luego con factor de smoothing a fines de comparación:

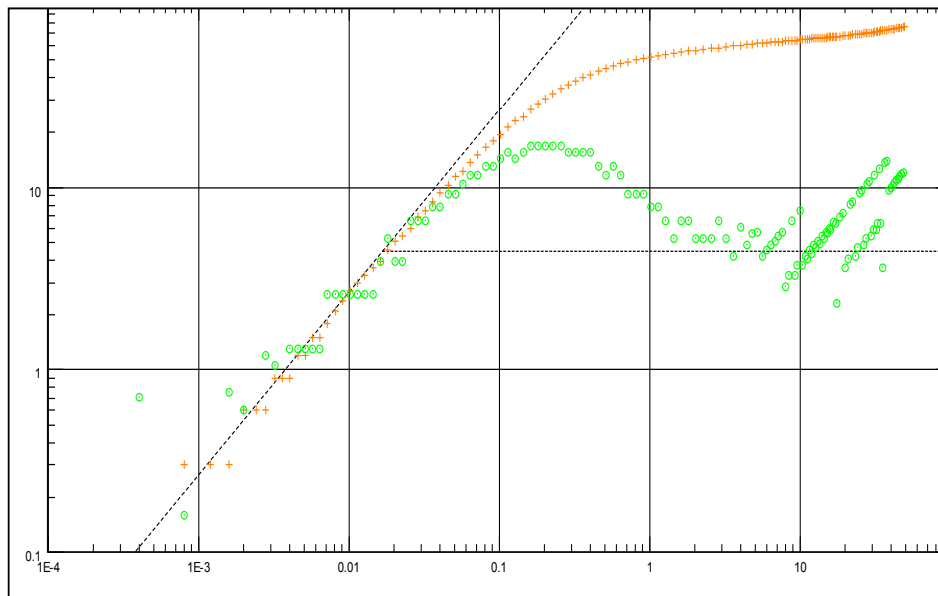


Fig. 6.31. Gráfica de diagnóstico. Sensor de resolución = 0.3 psia, tipo strain, ruido de 0.05 psia y 1.E-7 hr-1 de drift. Factor de smoothing (L) = 0

Aunque sabemos, debido a que es un ejemplo simulado, que a partir de las 10 horas los datos de presión deben corresponder con un régimen de flujo semi-estacionario, no es evidente la conducta mostrada en la Fig. 6.31. debido a la

baja resolución del sensor, ruido y drift. En estos casos es aconsejable usar otras gráficas de diagnóstico, como la semi-log y cartesiana, a fin de diagnosticar el régimen de flujo. Es decir, la derivativa es muy sensible y, de no estar suavizada, presenta la tendencia que se muestra.

Los gráficos de diagnóstico tipo semi-log y en este caso cartesiano, se presentan a continuación:

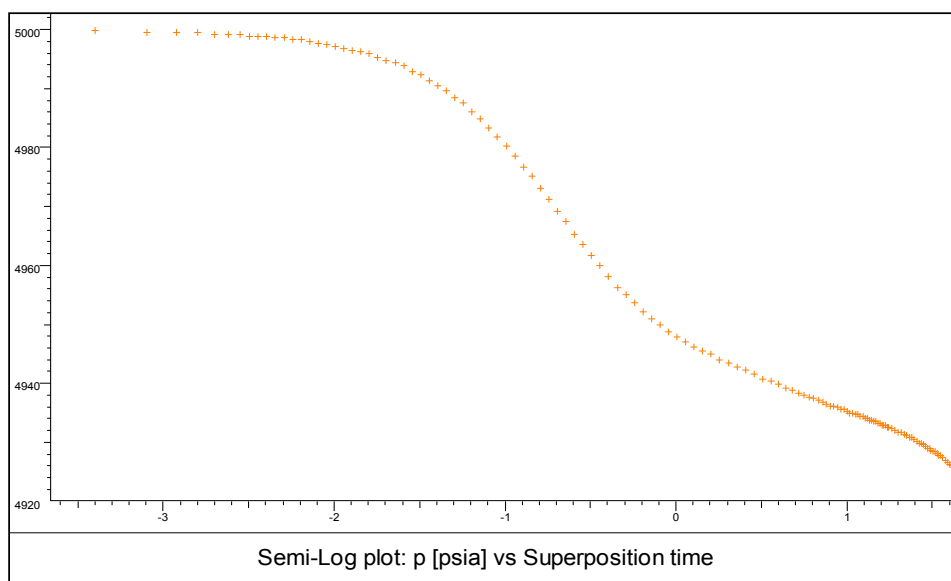


Fig. 6.32. Gráfico tipo semi-log

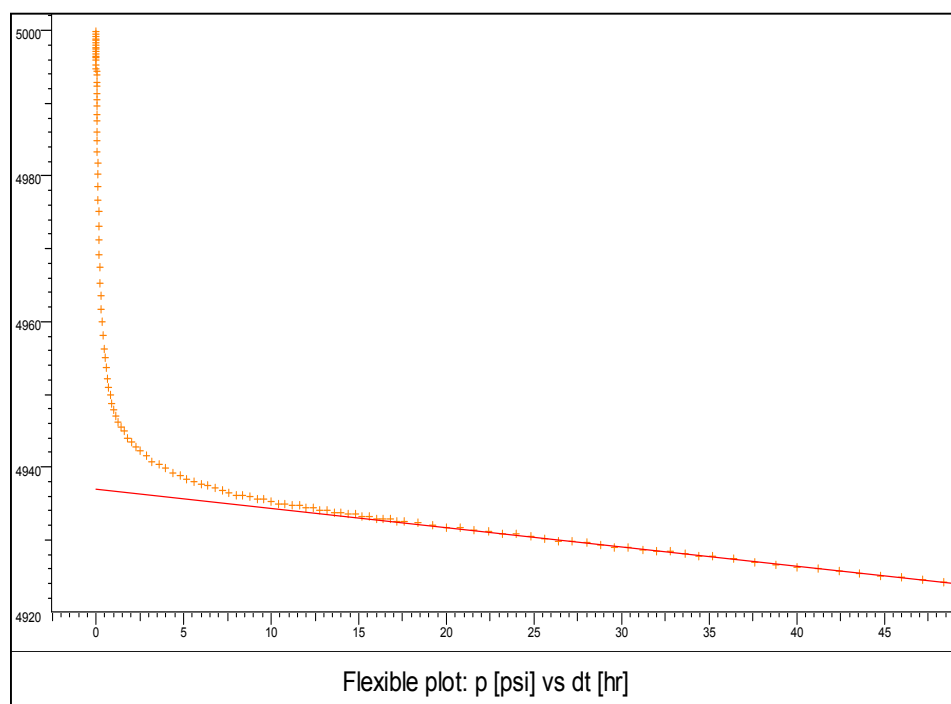


Fig. 6.33. Gráfico tipo cartesiano: tendencia tipo línea recta de los datos de presión

Como se aprecia de las Figs. 6.32. y 6.33., el régimen de flujo tipo semi-estacionario es más resolutivo de identificar. De hecho, el cálculo del volumen de drenaje se obtiene de la pendiente de la Fig. 6.33., y se corresponde con el valor usado en la simulación. En conclusión, debemos tener presente que de no tener un algoritmo de diferenciación para el cálculo de la derivativa que considere smoothing, tenemos que recurrir a otras gráficas especializadas a fin de identificar el régimen de flujo.

A continuación se presenta figura equivalente a la Fig. 6.31., pero usando método de smoothing. Se presenta el resultado para un valor de smoothing L de 0.5 y el modelo de ajuste usado para la generación de la respuesta de la presión.

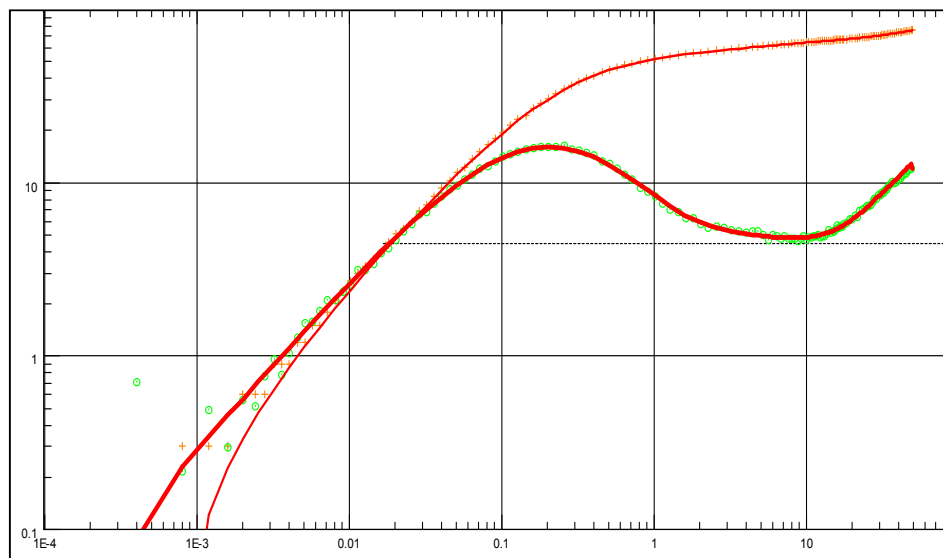


Fig. 6.34. Presión derivativa usando factor de smoothing L de 0.5 y Modelo usado en la generación del ejemplo

6.5.1. Características de los sensores de presión

A continuación se presentan las definiciones básicas, que caracterizan a los sensores de presión:

1. **Rango:** el valor máximo que el sensor de presión puede registrar. Por encima de este valor, la medida de presión es defectuosa, como es de esperar.
2. **Precisión (accuracy):** se refiere a cuán cercana es la medida registrada por el sensor a la presión real. Por lo general durante la etapa de calibración se ajusta la precisión del sensor al comparar la presión esperada o real con un probador de pesos muertos. El error absoluto máximo es de ± 2 psi.
3. **Resolución (Resolution):** se refiere al valor mínimo del cambio de presión que puede registrar el sensor. El rango de resolución puede variar entre 0.01 psi a ± 2 psi, que es lo común en un sensor tipo mecánico (anerada). La Fig. 6.29. ilustra el efecto de resolución no

adecuada. Los puntos de presión tienen la tendencia a no variar hasta tanto no hay un cambio en la presión real, de más de 5 psi (en este caso).

4. **Tiempo de respuesta (Response time):** el tiempo de respuesta se refiere al tiempo necesario para que el sensor indique la presión, según sus especificaciones, luego de un cambio brusco, bien sea en la presión (bajada súbita de sensor al fondo del pozo) o a la temperatura. Este tiempo puede variar entre segundos y minutos.
5. **Estabilidad (Drift):** es la propiedad del sensor de mantener sus propiedades en el tiempo. Por lo general el rango de variación del valor del drift puede ser de 0.1psi/día (sensor de cuarzo), hasta de 2 psi/día para un sensor tipo capacitor.
6. **Frecuencia de muestreo (Sampling rate):** esta característica se refiere a la frecuencia de la adquisición de los datos de presión. Por ejemplo, un valor de presión adquirido o leído cada segundo, es muy común en sistemas de adquisición en tiempo real, que significa la lectura en superficie de los datos de presión registrados en el fondo del pozo a medida que se adquieren.

Sabemos que los cambios importantes de presión ocurren a tiempos de inicio de la prueba. De aquí que se puede variar la frecuencia de adquisición (programar el sensor) de manera tal que adquiera a una frecuencia determinada, al iniciar la prueba, y luego disminuir la frecuencia de adquisición. A efectos de diseño debemos tener presente que los cambios de presión por lo general son de tendencia logarítmica con el tiempo de prueba.

A continuación, presentamos las características de dos sensores de presión (los denominaremos A y B), cuyas características reflejan los comúnmente usados en el mercado:

Características	A	B
Diámetro	1,5"	3/4"
Longitud	48"	16"
Batería	Litio 300 °F	Litio 300 °F
Frecuencia de muestreo	1sec mínimo	3 sec mínimo
Presión (máx.)	10.000 psi	15.000 psi
Temperatura (máx.)	302°F	302 °F
Exactitud	0,02% Escala Total	0,022% Escala Total
Resolución	0,01 psi	0,06 psi
Capacidad memoria	102.400 set de datos	260.000 set de datos

Tabla 6.4. Características de algunos sensores de presión

Los sensores propuestos tienen las características técnicas apropiadas para las pruebas a realizar en los pozos. La batería que se usa en estos sensores es de litio para 302°F de larga duración: hasta 12 meses dependiendo de la frecuencia de muestreo.

Antes de finalizar con esta sección, presentamos un ejemplo inspirado en datos de campo, en el cual se muestra el efecto que tiene el valor de la temperatura sobre la medición de la presión, en especial en los sensores de cuarzo, los cuales se basan en la medición de la frecuencia de resonancia de un cristal de cuarzo, y sus cambios según la presión inducida en el cristal.

Para el cálculo de la presión se usa, como dato de entrada, además de la frecuencia, la temperatura. De aquí que cualquier cambio no deseado en la temperatura se traduce en un valor erróneo para la presión.

A continuación presentamos la respuesta de presión durante una prueba, a fin de ilustrar la sensibilidad a los cambios de temperatura. En este caso, en realidad no hubo un cambio físico en la temperatura, sino que está asociado con un malfuncionamiento del sensor.

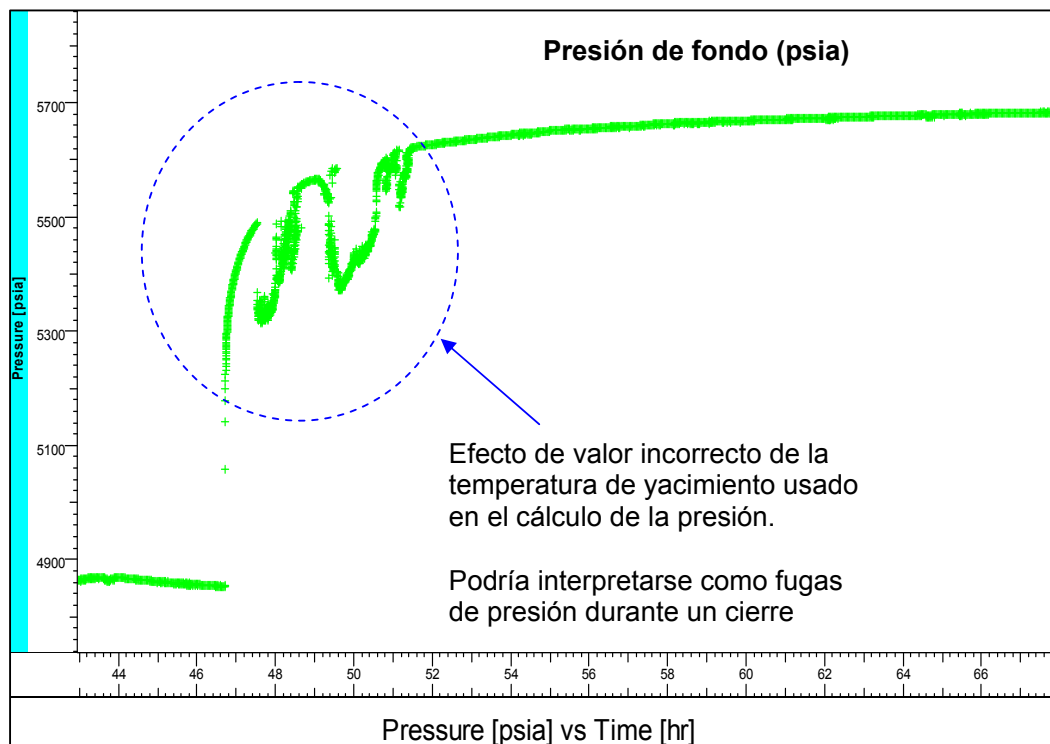


Fig. 6.35. Efecto de uso de valor de temperatura erróneo en la respuesta de la presión

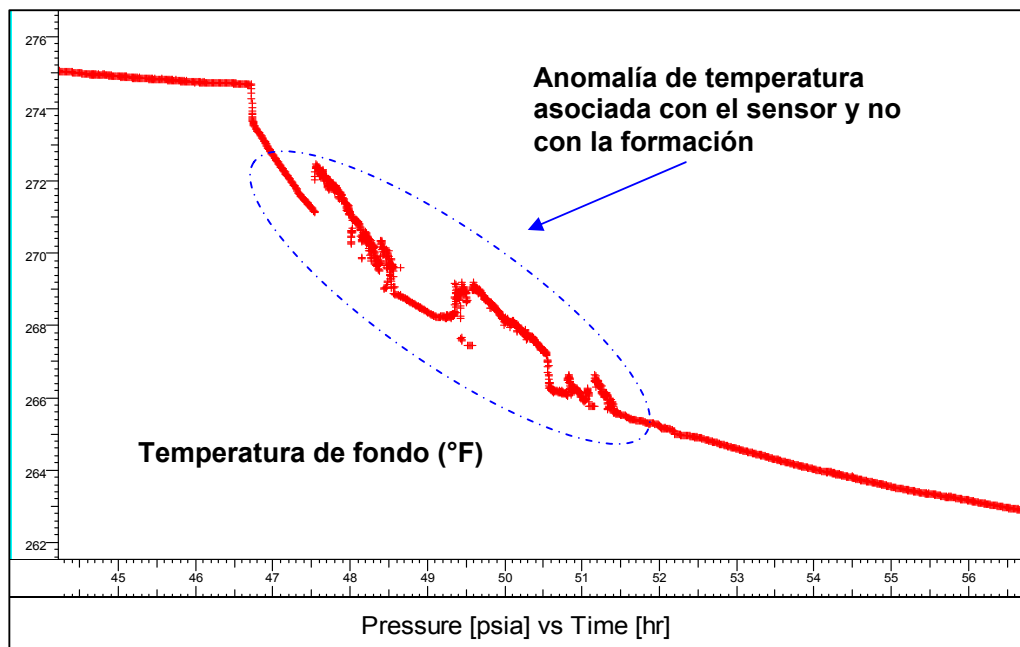


Fig. 6.36. Temperatura registrada por el sensor

6.6. Situaciones de campo y contingencias

Los riesgos que se presentan al ejecutar las pruebas deben estar, en lo posible, previstos en la etapa de diseño.

A continuación se presentan algunos factores de riesgo a considerar, sobre todo en el caso de pozos exploratorios:

- ⇒ Comunicación anular tubería
- ⇒ Fugas a través de empacaduras
- ⇒ Pozos críticos: alta presión (16000 psia) y temperatura (350°F)
- ⇒ Comunicación entre capas vía mala cementación
- ⇒ Pozos de gas-condensado
- ⇒ Yacimientos de muy baja transmisibilidad
- ⇒ Conificación o arenamiento durante la prueba
- ⇒ Prueba simultánea de varias capas
- ⇒ Yacimientos naturalmente fracturados
- ⇒ Terminación no apropiada para la prueba
- ⇒ Objetivos de evaluación de la prueba no están bien definidos

De presentarse alguna de las situaciones que se listan, en la mayoría de los casos obliga a la repetición de la prueba, de ser esto factible. Como, por ejemplo, si se presenta efecto de comunicación entre anular y tubería, puesto que invalida la prueba, no sólo por cuanto las presiones no son representativas,

sino porque también la muestra del fluido puede estar contaminada, con lodo presente en el anular.

Sin embargo en el caso de que se presente arenamiento, repetir la prueba puede llevar a la intervención del pozo con taladro, lo que implica un análisis de decisiones y la posibilidad de que no se repita la prueba quedando inconclusa la evaluación de la zona de interés. De aquí que debemos prever esta contingencia, mediante el cálculo del valor de la presión diferencial que se impone en cada reductor, a fin de evitar efecto de arenamiento.

Para finalizar, cabe mencionar que tanto el tipo de yacimiento como el fluido productor influyen en el éxito de la prueba.

Por ejemplo en el caso de que varias capas o yacimientos de diferentes litologías estén expuestas durante la prueba, es posible que la determinación de las propiedades individuales de cada capa no sea posible, si el rango de tasas y presiones de fondo usado durante la prueba no obligue a que todas las capas aporten, y, por lo tanto, no es posible asociar la tasa de producción total con el espesor efectivo de cada capa. En estos casos es conveniente, si las condiciones de fondo en cuanto al tipo de fluido lo permiten, el uso de registro de producción a fin de cuantificar el aporte individual de cada capa.

6.7. Resumen

En este capítulo se presentaron los aspectos conceptuales involucrados con el diseño de las pruebas y sobre todo el procedimiento de cálculo tanto de las tasas de producción como la presión de fondo a esperar durante una prueba. El éxito del diseño se basa en poder contar con información de geología, petrofísica y sísmica en el caso de pozos exploratorios, ya que definen el tipo de prueba y el fluido a esperar. Se complementa la sección de diseño con una breve introducción a las consideraciones y a las contingencias a esperar durante la implementación de las pruebas. Además, se presenta la configuración de prueba o sarta y el procedimiento operacional involucrado durante la ejecución de la prueba.

Dado que los datos de presión se obtienen mediante sensores, se describen las características de más usados en la industria. Siendo la presión derivativa una herramienta de gran utilidad en la identificación visual de regímenes de flujo, se presenta el procedimiento de cálculo de la misma a fin de entender su aplicación a casos de campo.

Bibliografía

1. Da Prat, G. et al. "Offshore well testing and productivity evaluation methodology: Plataforma Deltana project, Eastern Venezuelan Basin". SPE 81065 (April, 1999).
2. Earlougher, R.: "Advances in Well Test Analysis". Monografia SPE 5 (1977).
3. Da Prat, G. et al: A new approach to evaluate layer productivity before well completion". SPE Reservoir Eval. & Eng. 2 (1), February 1999.
4. Economides, M, et al.: "Petroleum Production Systems". Prentice Hall Petroleum Engineering series (1993).
5. Schlumberger. "Oil Field Review". Well Testing. Elsevier (1992).
6. Da Prat, G, "Well Testing Management: impact on reservoir evaluation and well productivity. SPE Distinguished Lectures series (2003-2004).

Capítulo VII

PRUEBAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA

CAPÍTULO VII

PRUEBAS EN POZOS INYECTORES DE AGUA

7.1. Introducción

El valor agregado de la información que se obtiene de las pruebas, que se realizan en los pozos inyectoros y productores en campos que están en la etapa de recuperación secundaria, es muy importante como veremos en este capítulo. En muchos campos se llevan a cabo campañas anuales de pruebas (tipo fall off) con la finalidad de monitorear, entre otros parámetros, la presión media del patrón de inyección y verificar la eficiencia del proceso de inyección con el tiempo.

A continuación se presenta la información relevante de yacimiento y del proceso de inyección de agua, la cual se deriva del análisis de los datos de presión registrados durante las pruebas:

- ⇒ Conectividad hidráulica entre el pozo inyector y el productor.
- ⇒ Permeabilidad efectiva direccional.
- ⇒ Daño asociado con el pozo inyector o el productor.
- ⇒ Eficiencia del proceso.
- ⇒ Monitoreo de la presión media en el patrón particular de inyección.
- ⇒ Distancia del frente del banco de agua y monitoreo del avance del mismo.

Entre los factores directamente relacionados con la eficiencia del proceso de recuperación (además del económico) y que se pueden evaluar mediante análisis de los datos de presión registrados durante las pruebas están:

- Distribución de presiones de formación entre pozos inyectoros y productores.
- Tasa de inyección óptima.
- Eficiencia del barrido tanto areal como vertical.
- Razón de movilidad (M) y difusividad (D) de los bancos de agua y petróleo.

Como veremos en este capítulo, el tipo de pruebas que se efectúan en los pozos inyectoros son la de inyección y, la más común, denominada fall-off. La interpretación y análisis de los datos de presión implica que tengamos que familiarizarnos primero con parámetros inherentes y que caracterizan al proceso de recuperación secundaria, como por ejemplo, la razón de movilidades (M), la cual, para el caso de ser agua el fluido que desplaza, se define como:

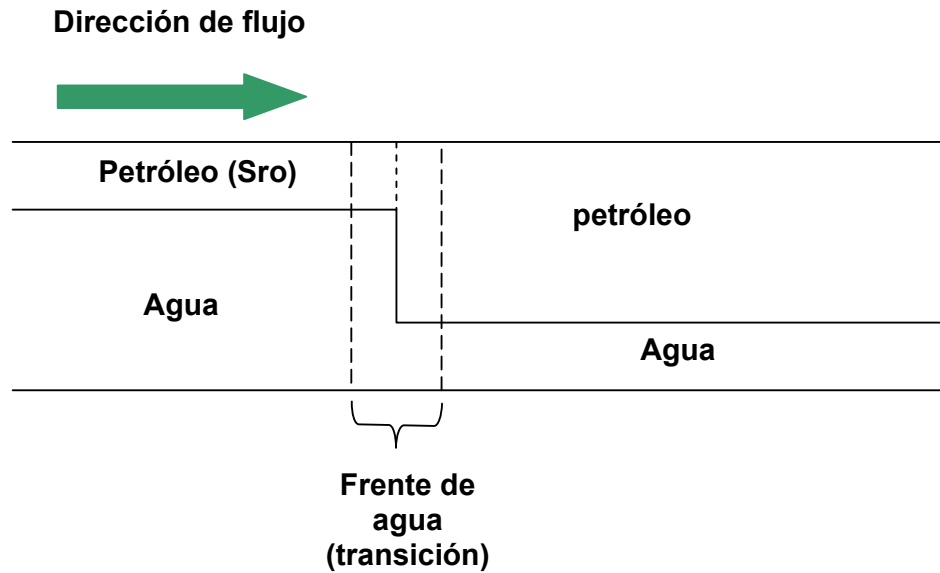


Fig. 7.1. Concepto de razón de movibilidades

$$M = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w} \right)_{Sor}}{\left(\frac{k_o}{\mu_o} \right)_{Siw}} \quad (1)$$

En la EC. 1., k_w (md) y k_o (md) son las permeabilidades efectivas al agua y al petróleo respectivamente, y μ_o (cp) y μ_w (cp), las viscosidades del petróleo y del agua, respectivamente.

El valor de M puede ser menor o mayor que 1. En el caso de ser M menor o igual a 1, es favorable para el proceso de inyección, por cuanto el petróleo tiene menor resistencia al flujo. De ser M mayor que 1, implica que el agua se desplaza con mayor facilidad que el petróleo, lo cual no es conveniente, puesto que quedaría petróleo no barrido. El rango de valores asociado con M varía entre 0.02 a 2. Sin embargo, en la práctica puede ser en muchos casos mayor que 2.

La geometría o patrón de inyección depende del arreglo de los pozos del campo antes de iniciarse el proceso de inyección. Muchos pozos productores, se convierten en inyector.

A continuación se presenta la geometría más estudiada según la literatura y, en muchos casos, aplicada a nivel de campo:

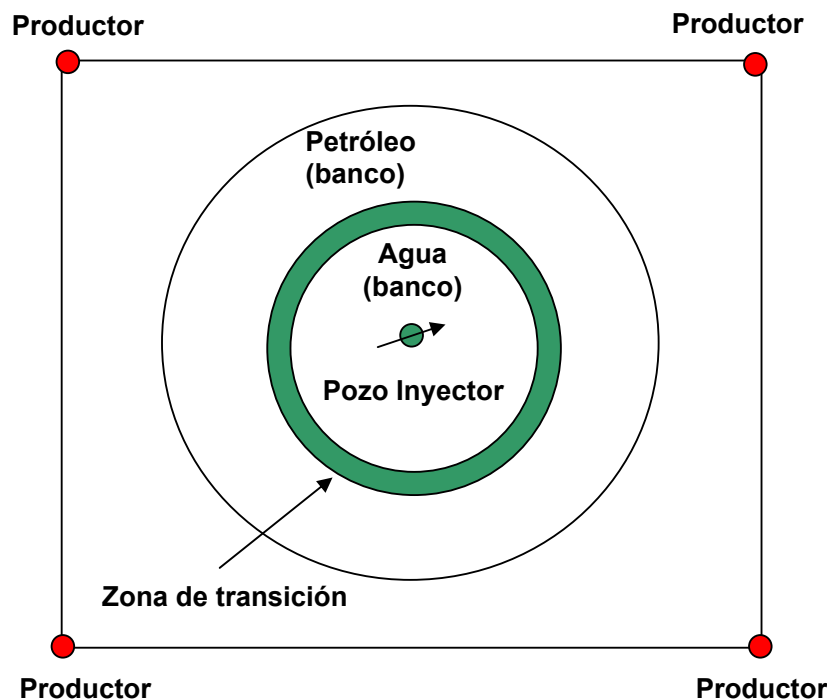


Fig. 7.2. Patrón tipo "five spot". Idealización de los bancos antes del llenado

Un ejemplo de este esquema de inyección es el usado en el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, ubicado en Argentina, sólo que es del tipo 5 spot invertido, es decir, el pozo productor está en la posición del inyector (ver Fig. 7.2.).

A diferencia de un pozo productor, ubicado en un área de drenaje de límite tipo sellante (volumétrico) o mantenimiento de presión, en el caso de un pozo inyector, el perfil de presiones en la formación es indicativo de que la presión se incrementa al alejarnos del pozo. Por otro lado, en el caso simple de un arreglo consistente de un solo inyector y un productor, al inicio del proceso de inyección, el perfil de presiones en la formación indica que el mayor valor de la presión está asociado con el inyector y el menor valor con el productor. Luego de alcanzar el estado de flujo ideal, que en este caso sería el estacionario, la presión media es el promedio de las dos presiones (sin efecto de daño), como se verá en este capítulo, asumiendo una razón de movibilidades (M) igual a 1.

A continuación se presenta el resultado de simulación, que considera un pozo inyector y uno productor. La tasa de inyección es igual a la tasa de producción y sólo consideraremos dos pozos a efectos de ilustrar el perfil de presiones en la formación una vez alcanzado el régimen de flujo estacionario.

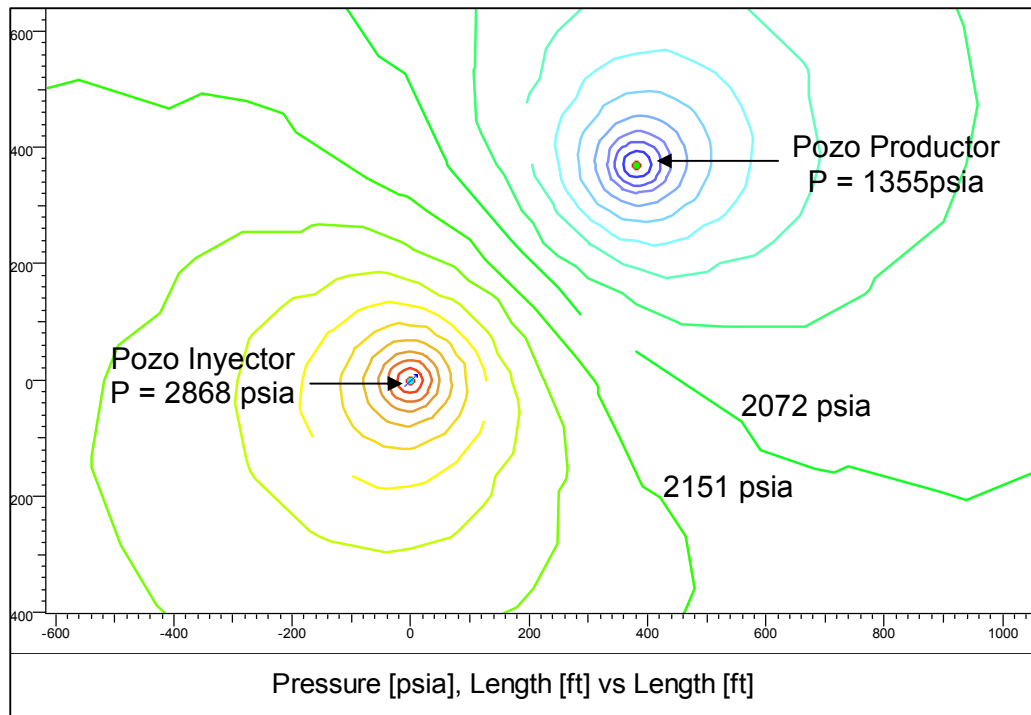


Fig. 7.3. Perfil de presiones de formación. Contornos isobáricos.

El caso que se presenta es para efectos de ilustración y en él se asume que $M = 1$, así como un estado ideal del proceso en cuanto al régimen de flujo, que sería el estacionario.

Es decir, simulamos la situación de un pozo inyector con un valor para la tasa de inyección de $-q$ y un pozo productor con un valor para la tasa de producción igual a q . Los contornos isobáricos son diferentes, de incorporar el efecto de otros pozos productores, como lo es en el caso del patrón tipo 5 spot.

La idea principal es mostrar que, en contraste con el caso de pozos productores, el valor de la presión media del reservorio es apreciablemente menor que la presión de inyección, como se aprecia de los contornos isobáricos.

7.2. Entorno del yacimiento

A continuación se presenta la sección transversal y la vista en planta de la geometría pozo inyector-yacimiento-pozo productor:

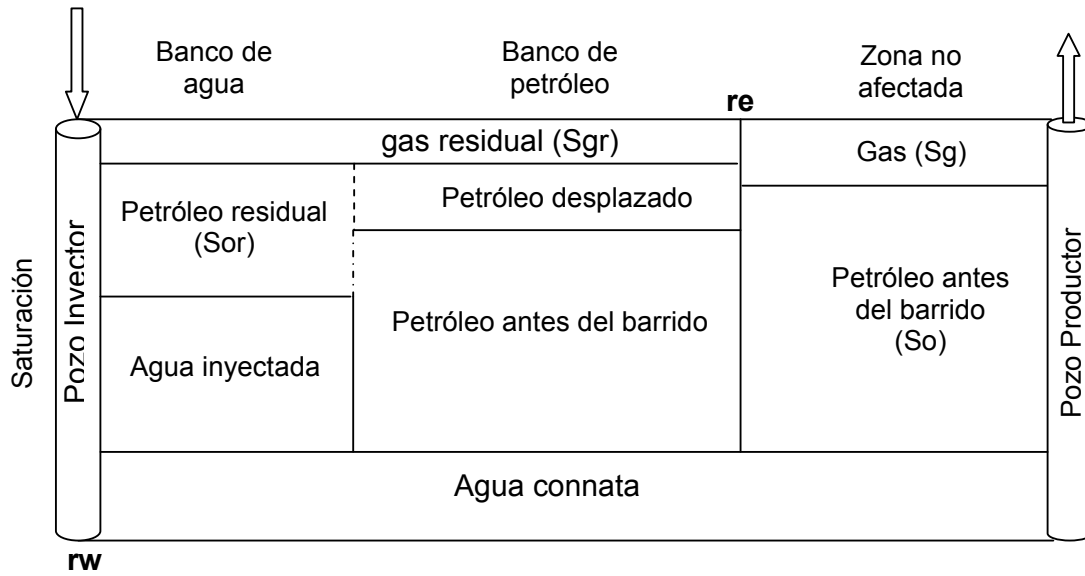


Fig. 7.4. Perfil de saturaciones

En este modelo simplificado de saturaciones, se asume que en el banco de agua sólo fluye agua, es decir, tanto el gas como el petróleo están a saturación residual. De igual manera solo petróleo fluye en el banco de petróleo.

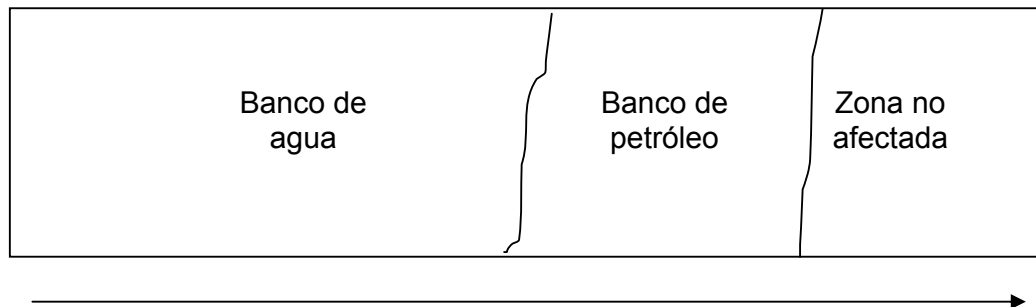


Fig. 7.5. Simplificación Fig. 6.3.

A continuación presentamos la vista en planta y los parámetros de yacimiento y fluido relevantes en este proceso.

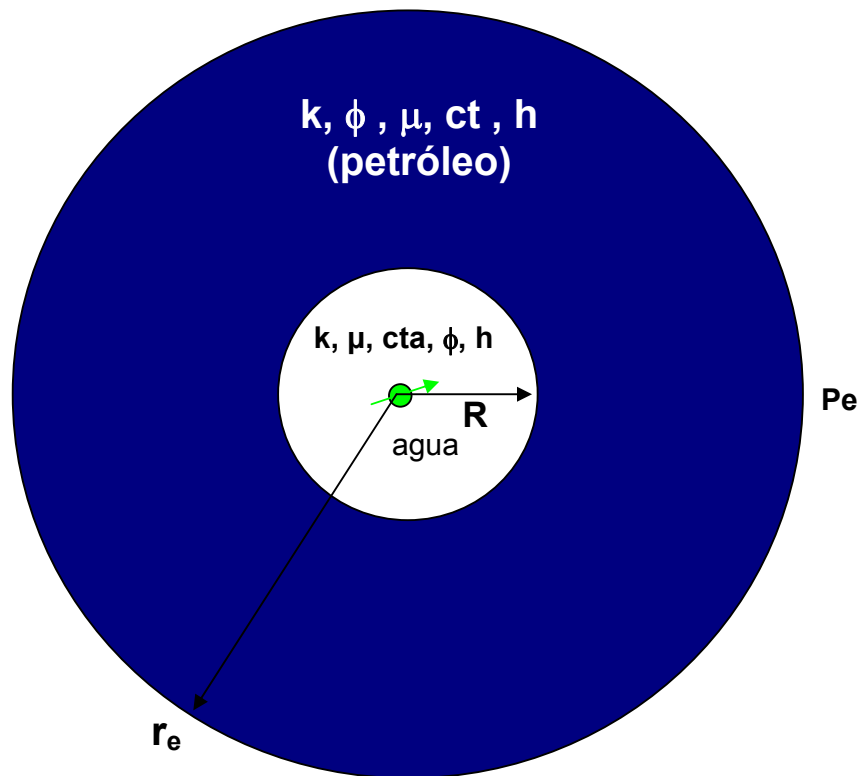


Fig. 7.6. Vista en planta (idealización): pozo inyector-yacimiento-presión límite

Los parámetros de yacimiento y fluido de cada zona o banco pueden ser diferentes. Por ejemplo, la compresibilidad del petróleo considerado ligeramente compresible es mayor a la del agua. R es la distancia del pozo al frente del banco de agua o interfase.

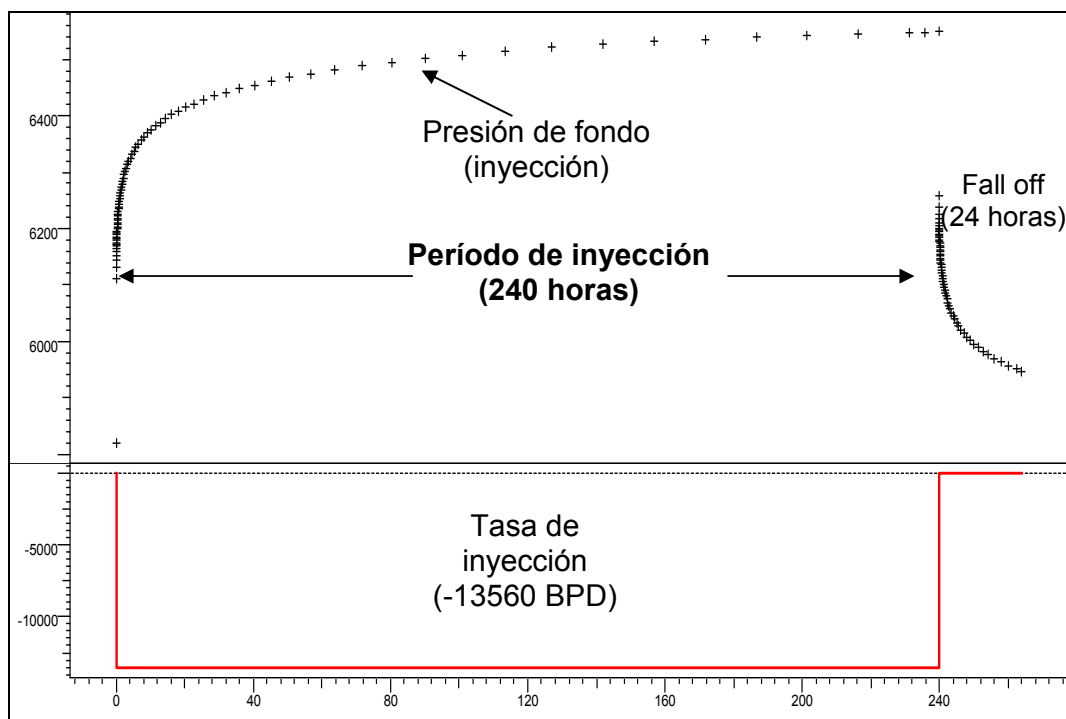
Cabe mencionar que es un modelo simplificado, por lo cual en la práctica podría existir una zona de transición (saturación variable) entre el agua y el petróleo; r_e que es la distancia medida desde el pozo al límite externo (mantenimiento de presión).

Dado que el proceso de inyección es un proceso continuo y dinámico, se infiere que la posición del frente del banco de agua no sea estacionario, sino que depende del tiempo de inyección.

7.3. Tipos de pruebas

Hay dos pruebas comunes de realizar en los pozos inyectores: inyección y cierre. Podemos, por analogía con las pruebas que se realizan en pozos productores y detalladas en capítulos anteriores, decir que el período de fluencia se corresponde con el período de inyectividad, y el período de cierre se corresponde con el período de cierre de inyección, denominado comúnmente fall-off (disipación de la presión, luego del cierre de la inyección).

A continuación y a manera de ejemplo, se presenta la historia de una prueba, que consta de un período de inyección y uno de cierre (fall-off).



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Fig. 7.7. Historia de la prueba. Período de inyección y fall off

Por lo general en un proceso de recuperación secundaria, la duración del período de inyección es de días, meses o años, y el período de cierre puede durar sólo horas o días. La prueba más común involucra la medición de presiones solo durante el período de fall-off.

7.4. Modelos de interpretación

Primeramente, se presentan las hipótesis a cumplir:

1. Yacimiento homogéneo e isotrópico.
2. Las propiedades del fluido son constantes en cada banco, pero pueden cambiar de forma abrupta en el área de contacto de los bancos.
3. La formación consiste de una sola arenisca de espesor constante.
4. Los fluidos son ligeramente compresibles.
5. El flujo es isotérmico.
6. Los efectos gravitacionales son despreciables.

El desarrollo matemático involucra resolver el sistema de ecuaciones (en este caso de difusividad para cada banco) asumiendo la condición de continuidad de presiones en la interfase de los bancos de agua y petróleo.

A continuación se muestra parte del desarrollo matemático que se presenta en las referencias correspondientes a este capítulo, a fin de ilustrar el método de solución:

Ecuación de difusividad (Banco de agua):

$$\frac{\partial^2 p_{aD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_{aD}}{\partial r_D} = \frac{\partial p_{aD}}{\partial \Delta t_D} \quad \text{Válida en } 0 < r_D < R_D \quad (1)$$

Ecuación de difusividad (Banco de petróleo):

$$\frac{\partial^2 p_{pD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_{pD}}{\partial r_D} = \frac{\eta_a}{\eta_p} \frac{\partial p_{pD}}{\partial \Delta t_D} \quad \text{Válida en } R_D < r_D < \infty \quad (2)$$

Las siguientes condiciones son válidas:

$$p_{aD} = p_{pD} \quad \text{en } r_D = R_D \quad (3)$$

$$M \frac{\partial p_{aD}}{\partial r_D} = \frac{\partial p_{pD}}{\partial r_D} \quad \text{en } r_D = R_D \quad (4)$$

En donde p_{aD} es la presión transiente adimensionalizada, en el banco de agua, p_{pD} es la presión transiente adimensionalizada en el banco de petróleo.

R_D es la distancia adimensional, medida desde el pozo a la interfase de los bancos

M es la razón de movibilidades previamente definida, y

η : difusividad total asociada con cada banco

$$\eta_a = \left(\frac{k}{\phi \mu c t} \right)_{\text{banco de agua}} \quad (5)$$

$$\eta_p = \left(\frac{k}{\phi \mu c t} \right)_{\text{banco de petróleo}} \quad (6)$$

La solución que se obtiene de resolver el sistema de ecuaciones (1 a 4) depende de los parámetros de yacimiento asociados con los bancos, como las movibilidades y la constante de difusividad de cada banco.

A efectos de ilustración, se presenta un ejemplo en el que se asumen los siguientes parámetros de yacimiento y fluido:

P_e (constante) = 5820 psia, $q_{iny} = -13560$ BPD, durante 250 horas, $h = 168$ ft, $r_w = 0.3$ ft, $r_e = 5000$ ft, $kh = 13100$ md.ft, $R = 250$ ft, $M = 2$, y $D = 2$. D es igual a la razón de difusividades definida como:

$$D = \frac{\eta_a}{\eta_p} = \frac{\left(\frac{k}{\phi \mu c t} \right)_{agua}}{\left(\frac{k}{\phi \mu c t} \right)_{petróleo}} \quad (7)$$

7.4.1. Período de Inyección

A continuación se presenta la solución de la presión de pozo y su derivativa a esperar durante el período de inyección:

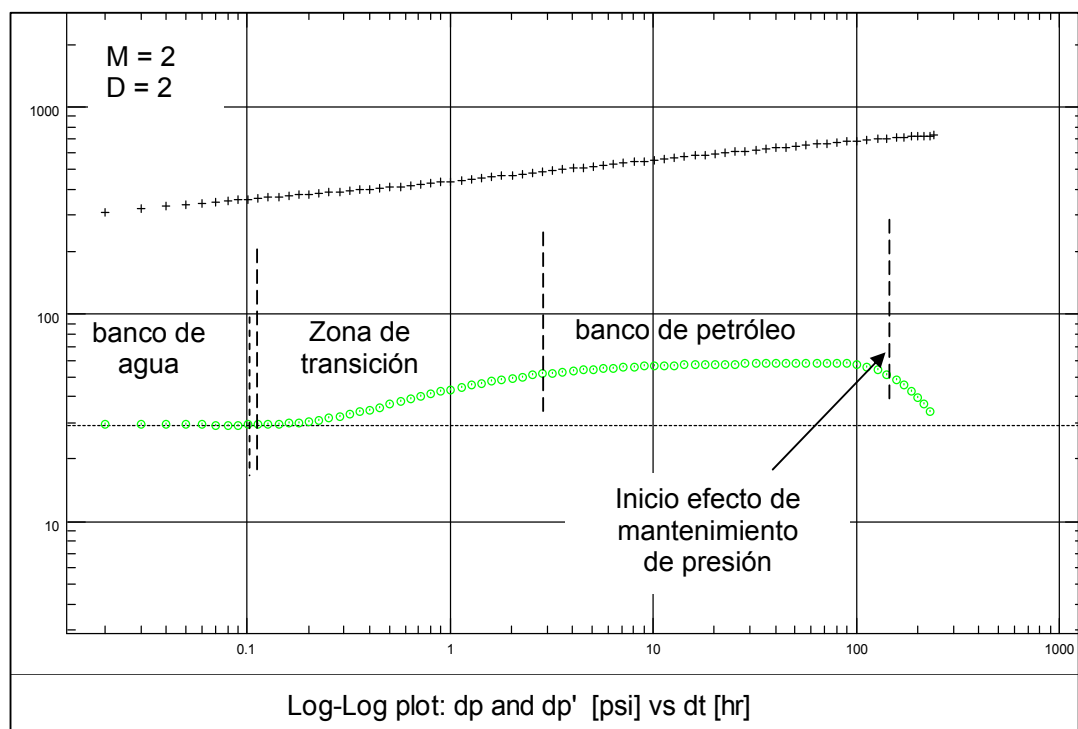


Fig. 7.8. Gráfica Log-Log de la respuesta de la presión, durante el período de inyección

La respuesta de la presión transiente se puede describir de la siguiente manera:

Luego de pasados los efectos de almacenamiento de pozo (aunque en este caso se asumieron igual a cero), se presenta el régimen de flujo tipo radial infinito (primera estabilización de la presión derivativa), que está asociado con los parámetros de yacimiento y movilidad del banco de agua. Se deduce que el análisis de los datos en este período debe proveer la movilidad asociada con el banco de agua.

Seguidamente, sucede un período de transición, cuyo inicio en el tiempo depende de la distancia al frente de agua. La duración de este período de transición depende, entre otros factores, de la razón de difusividades (D). El período de transición finaliza con el comienzo de otra estabilización en la presión derivativa, la cual está asociada con el banco de petróleo. El análisis de los datos durante este período debe proveer la movilidad del banco de petróleo. Asumiendo condiciones prácticas, y para el caso de valores de M menores o igual a uno (1), el valor de la derivativa en esta zona es prácticamente igual al producto $M \times$ (valor de la derivativa estabilizada en el primer banco).

Finalmente y dado que hemos impuesto un límite de presión constante, en este caso, la presión inicia su estabilización; y de aquí la tendencia a la caída en la presión derivativa, como se muestra en la parte final del período de inyección.

En la Fig. 7.9. se presentan las soluciones para la presión en el pozo, considerando distintos valores para los parámetros M y D , a fin de ilustrar la respuesta de la presión usando un espectro un poco más amplio para estos parámetros. Aunque el rango de valores de M cubre desde 0.1 hasta 10, se pueden generar soluciones usando un valor de M inferior o superior a este rango, en caso de que el análisis de los datos de campo así lo requiera. Como se mencionó anteriormente, el valor de la razón de movilidades M , y la razón de difusividades refleja la eficiencia del proceso de inyección. El caso ideal es que M y D sean iguales a uno (1). En la práctica, no es siempre este caso; igualmente, la razón de movilidades puede cambiar durante la vida del proceso de inyección, sobre todo luego de la etapa del llenado.

Mediante inspección visual de la Fig. 7.9., se puede apreciar que para movilidades mayores que 1, por ejemplo 10, el tiempo de duración del período de transición hacia la estabilización, que corresponde al banco de petróleo, es mayor en general que para el caso en que la razón de movilidades sea menor que 1, por ejemplo, 0.1.

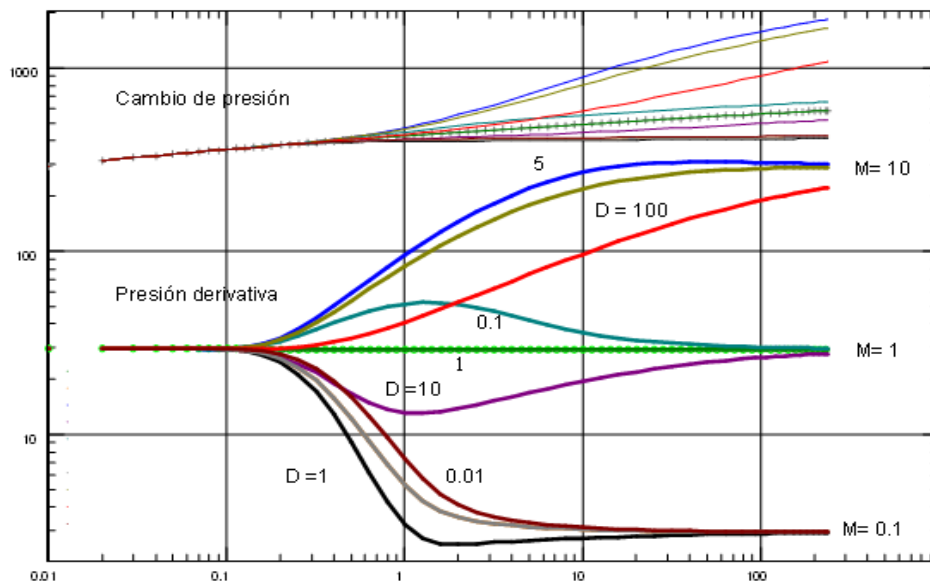


Fig. 7.9. Soluciones del sistema radial compuesto

Como se mencionó anteriormente, el análisis de los datos se efectúa normalmente durante el período de fall-off (así como en el caso de pozos productores, se prefiere el período de cierre para el análisis de los datos) cuyo análisis se presenta a continuación.

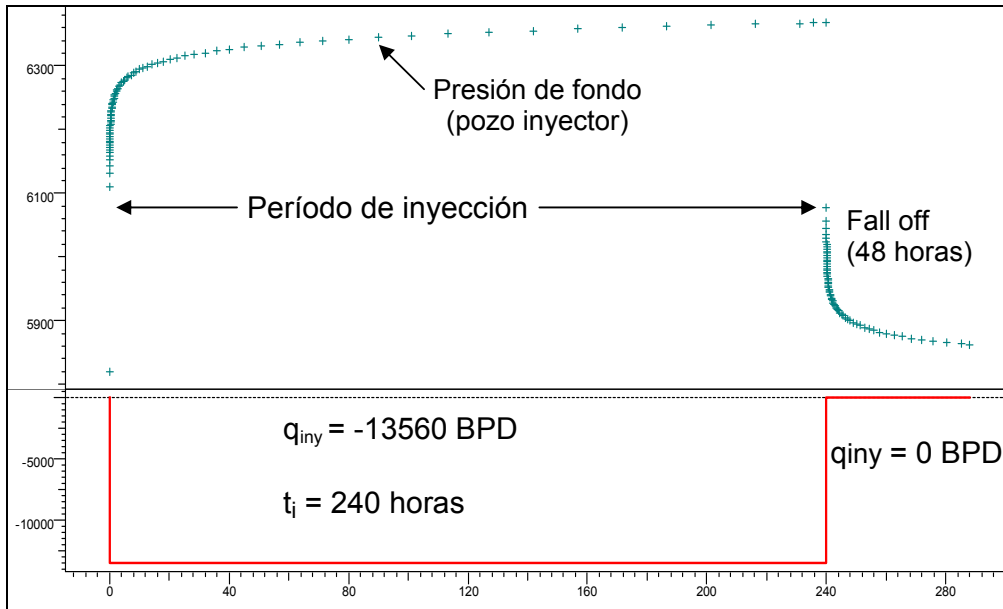
7.4.2. Período de Fall off

El análisis del período de fall off es similar al análisis del período de cierre en un pozo productor, solo que durante el período de fall-off la presión decae con el tiempo de prueba. En cuanto al análisis de los datos, además de la determinación de los parámetros de reservorio que caracterizan a cada banco (M , D), la obtención de la presión media del área de inyección es un objetivo importante a obtener esta prueba. De manera similar al desarrollo del método de Horner, aplicable para el análisis de los períodos de cierre en un pozo productor, se aplica el método de superposición a fin de efectuar análisis del período de fall off. La solución de la presión adimensional durante este período viene dada por:

$$p_D(\text{fall off}) = p_{cD}(t_{iD} + \Delta_{tD}) - p_{cD}(\Delta_{tD}) \quad (8)$$

En donde p_{cD} representa la solución obtenida mediante el modelo tipo dos bancos (similar al radial compuesto), t_{iD} es el tiempo de inyección adimensional, previo al período de cierre, y Δ_{tD} se refiere al tiempo adimensional de cierre.

A continuación se presenta un ejemplo de análisis del período de fall off para el caso de $M = 0.8$ y $D = 1$, asumiendo la siguiente historia de inyección previa:



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Fig. 7.10. Historia de inyección y período de fall-off

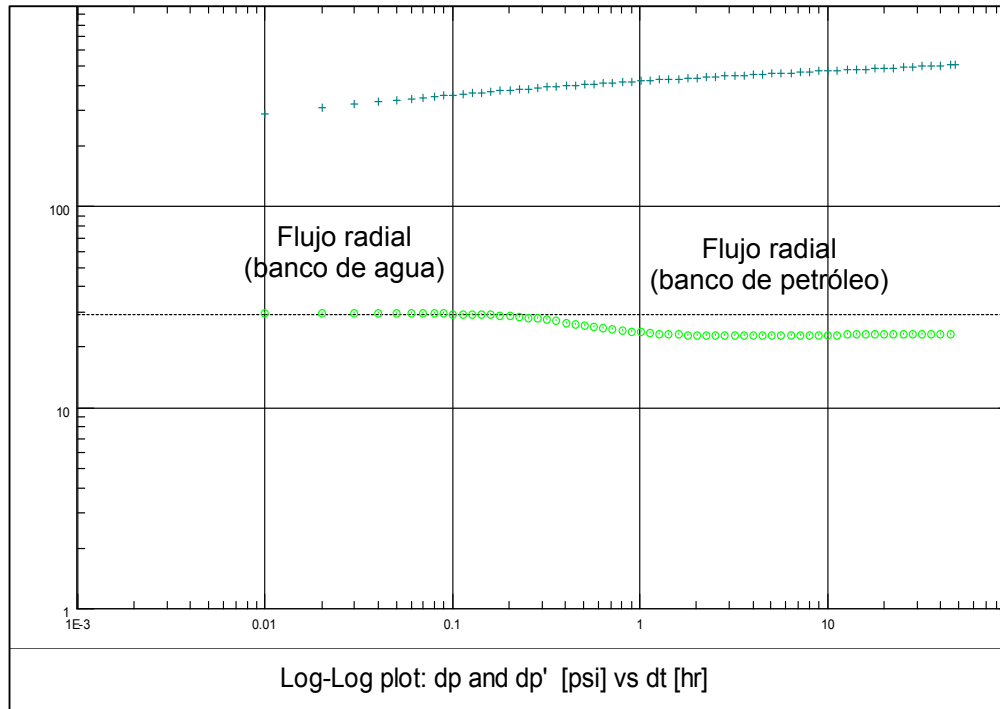


Fig. 7.11. Diagnóstico tipo Log-Log. Período de fall off.

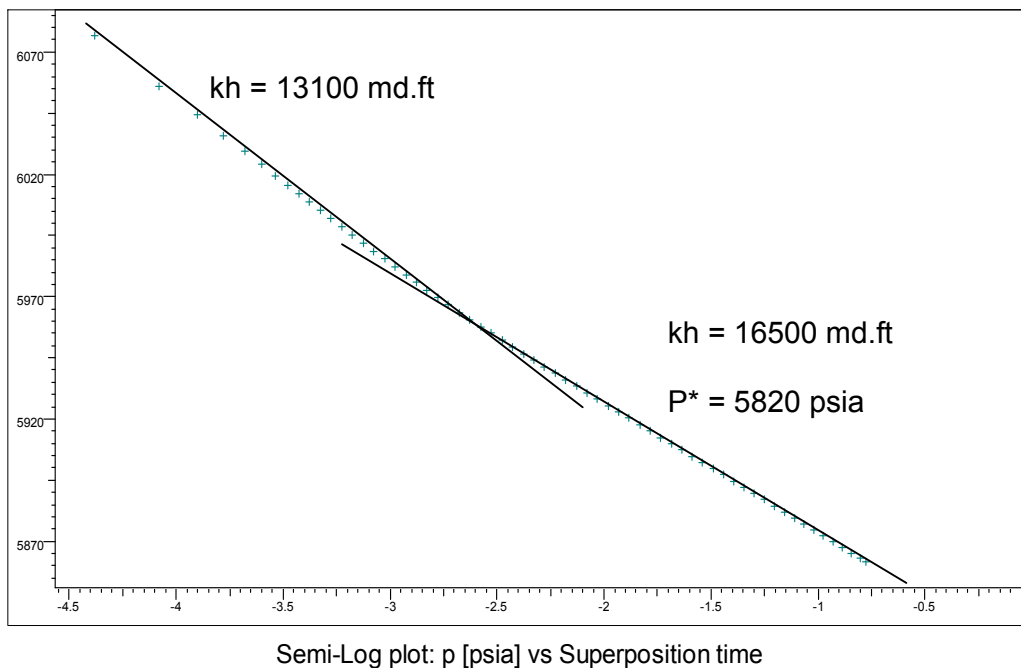


Fig. 7.12. Gráfica tipo semi-log

En este ejemplo, se asumió un yacimiento tipo infinito a efectos de ilustración. Como veremos más adelante, el límite tipo mantenimiento de presión es el más común, por cuanto los inyectores conforman un patrón de inyección, como se

explicó anteriormente, y al considerar los productores del patrón y el tiempo de inyección y realización de la prueba es posible que el perfil de presiones en la formación sea del tipo estacionario.

En la Fig. 7.12. se muestra las dos líneas rectas en escala semi-log, anticipadas por el diagnóstico tipo log-log. Del valor de la pendiente de cada recta se obtiene el producto kh asociado con cada banco, y los resultados se muestran en el gráfico. Como es común, en la gráfica semi-log, y por analogía con el período de cierre de un productor, la extrapolación de la línea recta a tiempo infinito (P^*) debe estar relacionada con la presión del área de drenaje (en nuestro caso de inyección).

A fin de ilustrar esto último, se presenta una gráfica tipo semi-log usando los datos de este mismo ejemplo, pero asumiendo un límite de mantenimiento de presión.

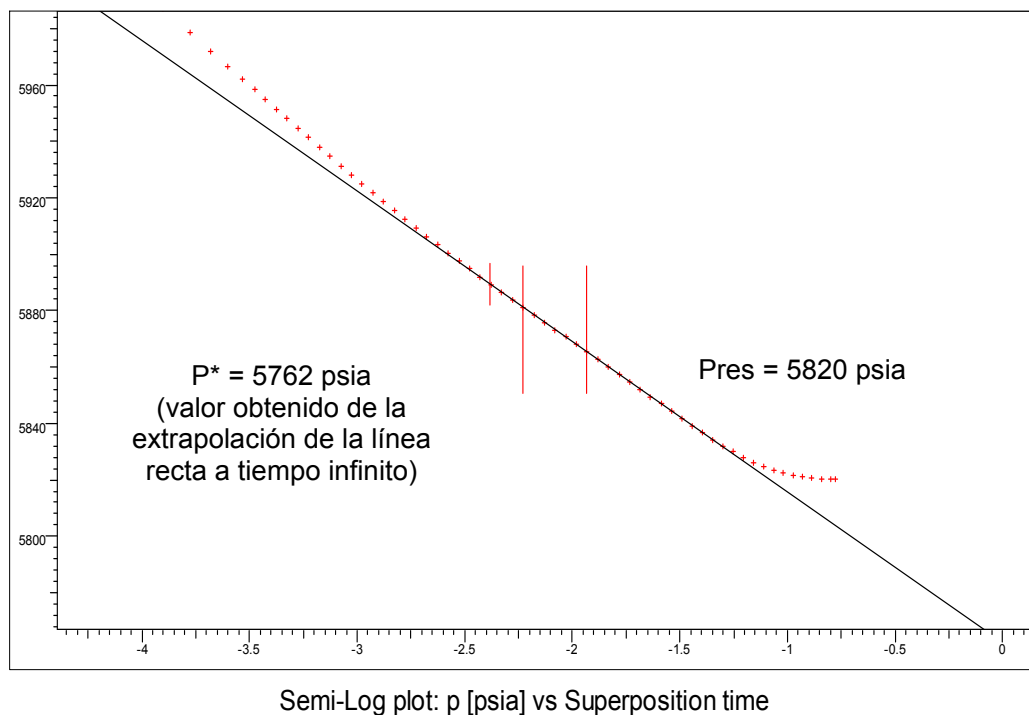


Fig. 7.13. Gráfico tipo semi-log. Caso de mantenimiento de presión.

Como se puede apreciar de los resultados que se presentan en la Fig. 7.13., la presión extrapolada P^* es considerablemente menor que la presión actual del yacimiento (esto es igualmente una diferencia entre productores e inyectores: el valor de la P^* , en el caso de ser un cierre en un pozo productor, en general es mayor que la P del reservorio).

7.4.2.1. Ejemplo de Análisis

Con la finalidad de ilustrar la metodología de análisis, así como las limitaciones, presentamos a continuación un ejemplo inspirado en datos de campo.

Los datos de yacimiento y fluido son:

$r_w=0.35\text{ft}$, $h = 28 \text{ ft}$, porosidad = 0.17, $B = 1 \text{ BR/BN}$, $\mu = 0.698 \text{ cp}$, $c_t = 6.62 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

El período de inyección previo al cierre, tuvo una duración de 300 horas y el caudal de inyección fue de -500BAPD . El período de fall off fue de 24 horas de duración.

El objetivo de la prueba es obtener la presión media y la eficiencia del pozo inyector.

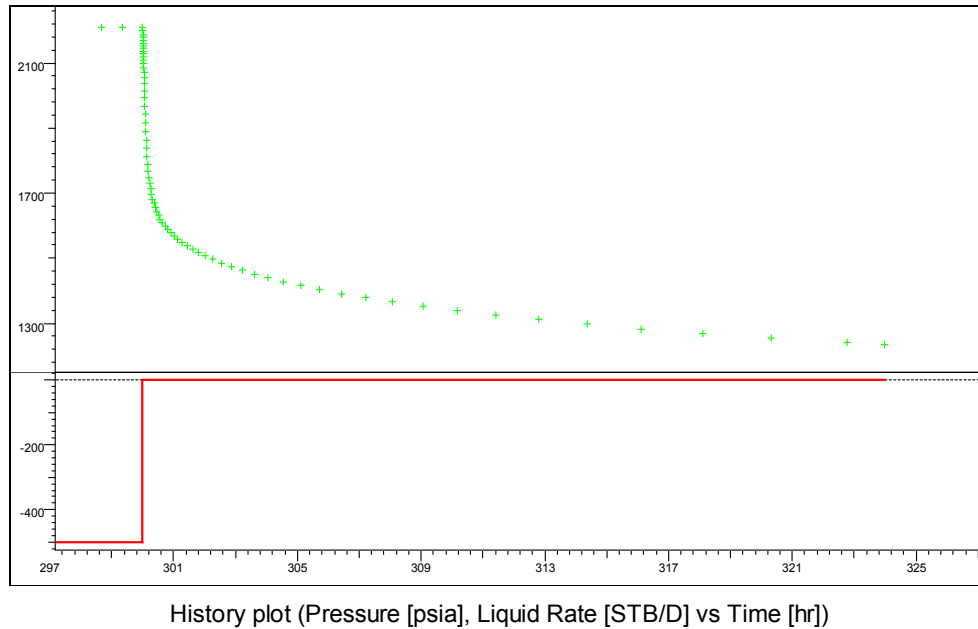
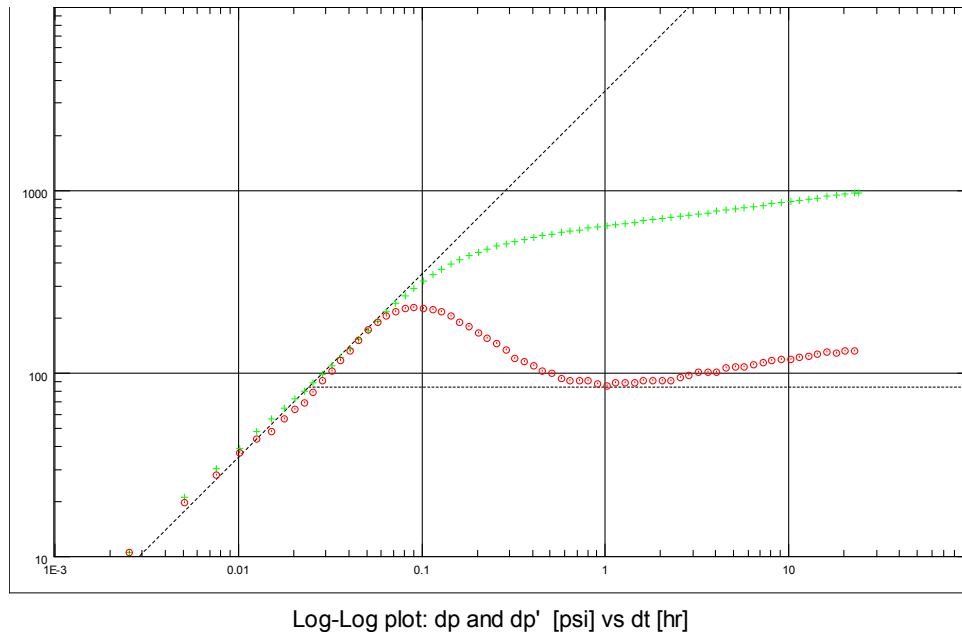
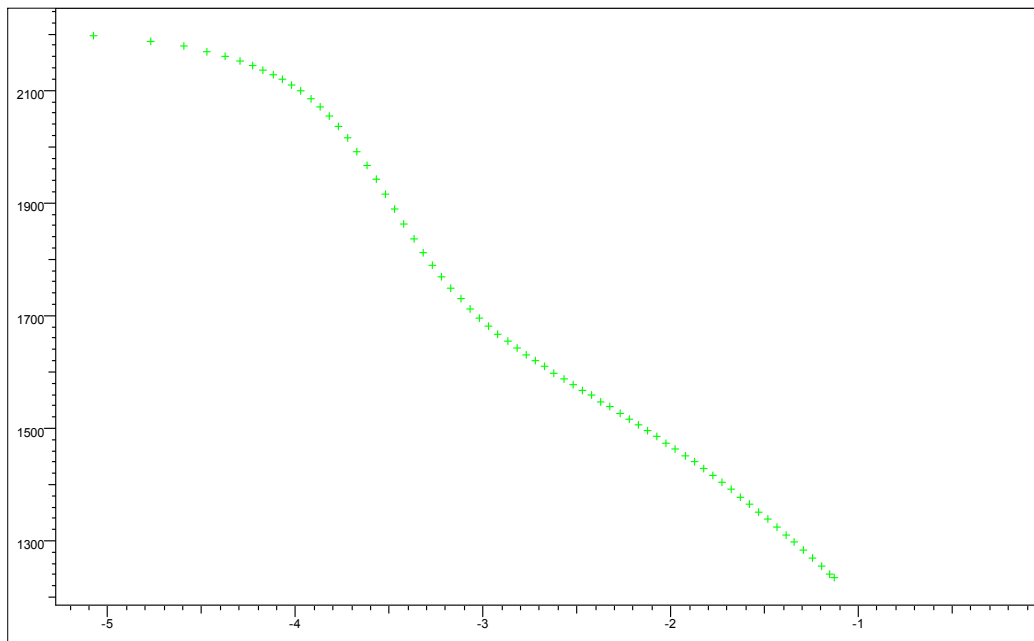


Fig. 7.14. Datos de presión obtenidos durante el período de cierre (fall off)

Tal como se hace para el análisis de un período de cierre en un pozo productor, primero efectuamos inspección visual de las gráficas de diagnóstico tipo Log-Log y Semi-log:



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]
Fig. 7.15. Gráfica de diagnóstico tipo Log-Log



Semi-Log plot: p [psia] vs Superposition time
Fig. 7.16. Gráfica de diagnóstico tipo semi-log

Mediante la Inspección visual de la Fig. 7.15., se infiere efecto de almacenamiento de pozo. Sin embargo, es posible la identificación visual de la primera estabilización en la derivativa, indicando respuesta del banco de agua. Seguidamente sucede período de transición, con posible tendencia a estabilización, la cual no se logró obtener durante la duración de la prueba.

A continuación se presenta la interpretación usando el modelo radial compuesto:

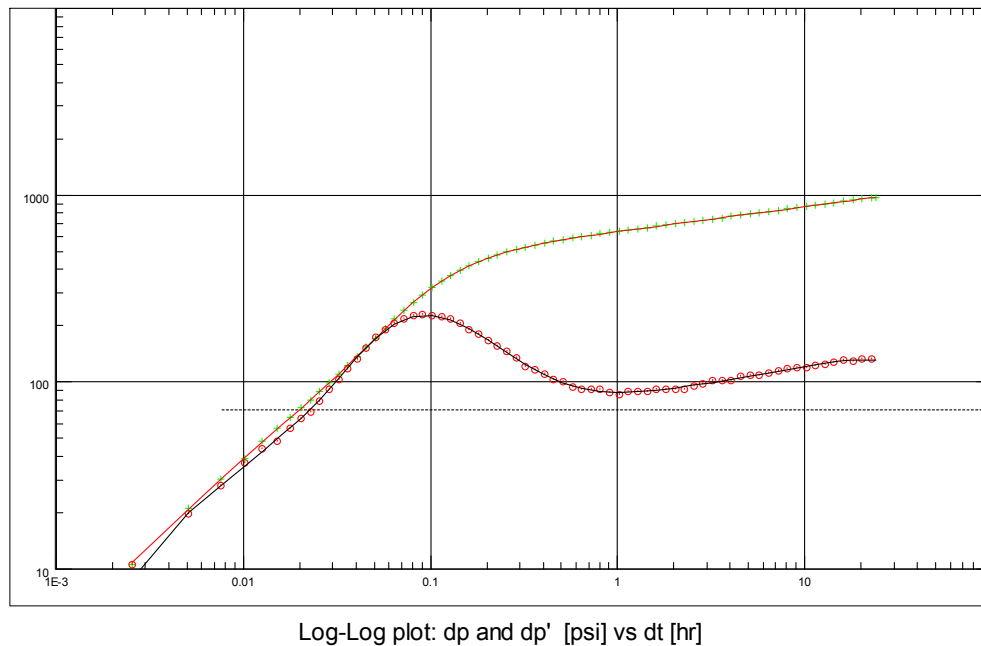


Fig. 7.17. Modelo de ajuste de los datos de presión

Los resultados obtenidos del modelo de ajuste son:

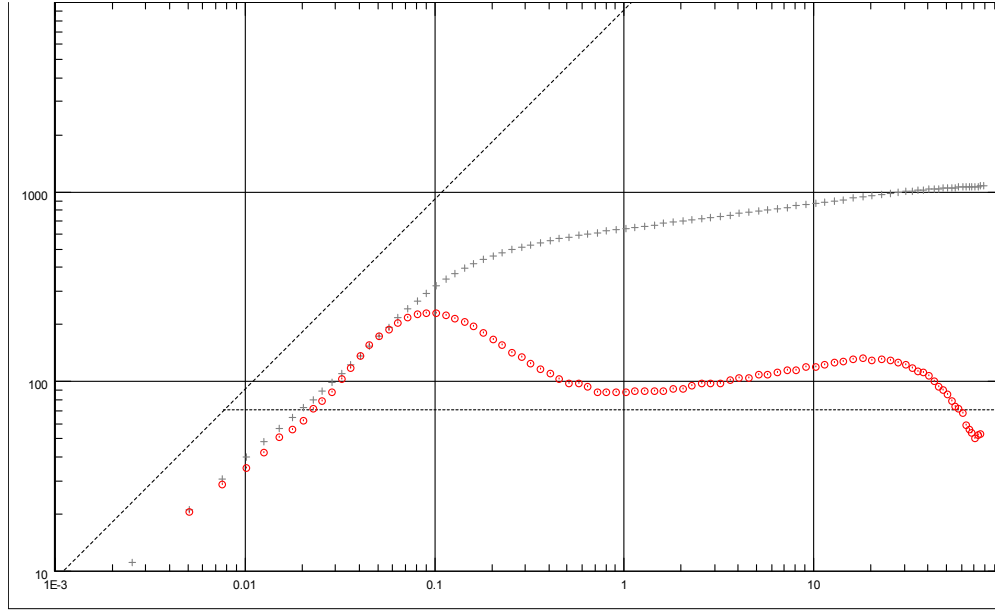
$$\text{Skin} = -1 \quad P_i = 1126 \text{ psia} \quad k \cdot h = 348 \text{ md} \cdot \text{ft} \quad k = 12.5 \text{ md}$$

$$R_i = 57 \text{ ft} \quad M = 2 \quad D = 6 \quad R_e = 307 \text{ ft (límite de presión constante)}$$

El valor de M (2), en este caso mayor que 1, aporta información para el seguimiento del proceso de inyección. El valor obtenido para el daño (negativo) indica un pozo estimulado. Puede ser que la inyección de agua haya estimulado, la zona cercana al pozo creando mini fracturas.

En cuanto al valor de la presión del yacimiento (área de inyección), la misma es de 1126 psia. Este valor viene dado por el modelo de ajuste y debe de verificarse con lo esperado según el patrón de inyección, considerado el pozo inyector y los productores. En la siguiente sección se presenta el cálculo de la presión media, a fin de ilustrar este punto.

A continuación se presenta diseño de la prueba (ver Capítulo VI), considerando 80 horas de cierre, para el período de fall-off, con la finalidad de ilustrar la tendencia de la presión y su derivativa, en base a los valores de los parámetros obtenidos:



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig. 7.18. Respuesta de la presión transiente obtenida según diseño, considerando 80 horas de cierre (en lugar de 24 horas que fue la duración real)

Como se aprecia mediante inspección visual de la Fig. 7.18., el aumento de la duración de la prueba no necesariamente conlleva a visualizar la segunda estabilización de la derivada, por cuanto el efecto de mantenimiento de presión, puede estar distorsionando la conducta esperada. El valor de la P^* obtenido de la extrapolación de la línea recta a tiempo infinito es de 893 psia, menor que la presión del área de inyección (1126 psia).

7.5. Presión promedio

Al igual que en el caso del análisis del período de cierre en un pozo productor, la determinación de la presión promedio, se puede obtener (de no conseguirse directamente de la presión medida en la prueba) a partir del conocimiento de la presión extrapolada (P^*) obtenida durante el período de fall-off. A manera de ejemplo, como analogía, podemos usar la siguiente ecuación para el caso de pozos inyectoros en el cálculo de la presión media, válida para cuando $M = 1$ y $D = 1$ (caso ideal), y considera un patrón de inyección tipo 5 spot.

$$\bar{p} = p^* - \frac{mp_{DMBH}(t_{pDA})}{2.3025} \quad (9)$$

En esta ecuación p_{DMBH} , es la presión adimensional ya tabulada (ver Referencias del capítulo) según el patrón de inyección, al que pertenece el pozo inyector; t_{pDA} es el tiempo de inyección adimensional basado en área (en el caso de este tipo de patrón de inyección, el área A es la mitad del área del patrón). A diferencia del caso de un pozo productor, el patrón de inyección

impone, como se explicó anteriormente, condiciones de distribución areal de presión entre el pozo inyector y los productores, que se visualiza como contornos isobáricos. A manera de ejemplo, en el caso de un pozo inyector y cuatro productores (arreglo tipo 5 spot) se puede visualizar de la siguiente manera:

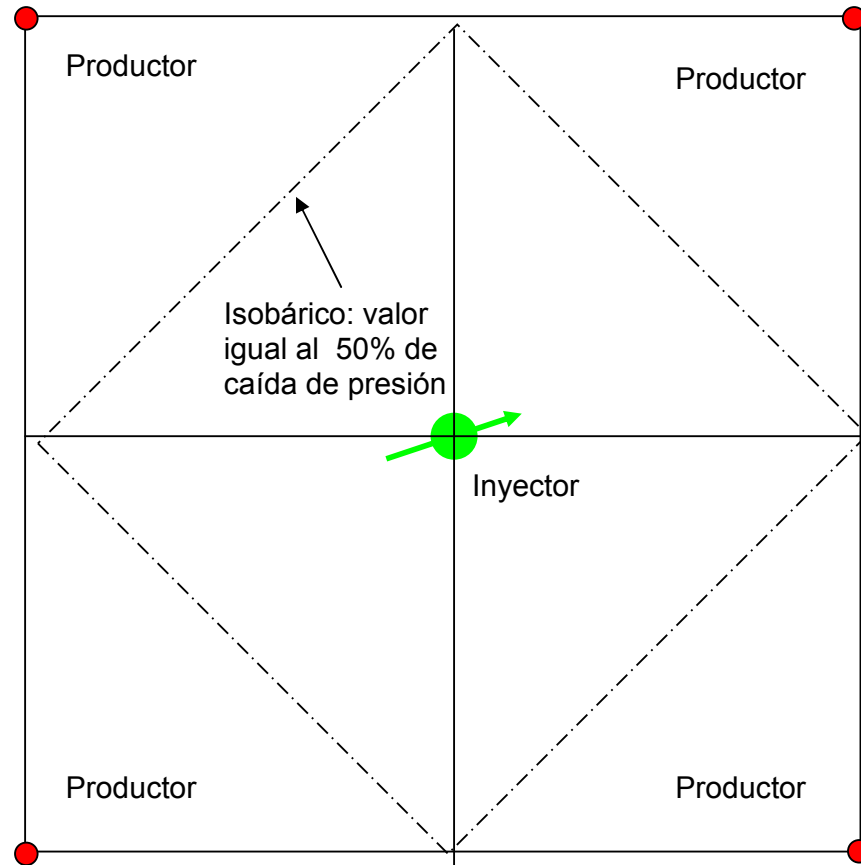


Fig. 7.19. Patrón de inyección tipo 5 spot: distribución areal de presiones

Tal como se muestra en la figura, y de asumir la condición ideal de flujo estacionario en reservorio infinito (es decir, mantenimiento de presión y producción) tenemos que la presión media estaría referida a la distancia media posible entre inyector y productor, y su valor debe ser la media entre la presión de inyección y la presión fluyente del productor (sin factor de daño). Esta presión podemos referirla como tipo límite de presión constante, en la analogía con pozos productores, aunque sabemos que el límite es impuesto por el proceso de inyección – producción, a diferencia de un pozo productor en el que el límite de presión constante puede deberse a acuífero activo, por ejemplo.

En el caso de tener un inyector y varios productores, se puede usar la siguiente expresión para determinar la presión media entre el pozo inyector y productor:

$$\bar{p} = \frac{1}{2} \left[(p_{wf} - \Delta p_s)_{\text{pozo inyector}} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{wf} + \Delta p_s)_{\text{productori}} \right] \quad (10)$$

La EC. 10 se puede usar para el cálculo de la presión media entre inyector y productores. Se debe eliminar el efecto de daño en cada pozo, ya que el daño es una caída de presión extra, asociada sólo con el pozo y no con el yacimiento o área de inyección.

Ejemplo

Asumamos un patrón de inyección tal como el que se muestra en la Fig. 7.19. La distancia entre los pozos productores es de 300 metros para este ejemplo. Asumimos las siguientes condiciones de caudales de inyección y producción:

tasa de inyección = - 792 BAD

tasa de producción para cada pozo = 192 BPD

No hay efecto de daño ni en el inyector ni en los productores (en la práctica, lo más común es que tanto los productores como el inyector presenten efecto de daño).

Los datos de yacimiento y fluido son:

$r_w=0.35\text{ft}$, $h = 28 \text{ ft}$, porosidad = 0.17, $B = 1 \text{ BR/BN}$, $\mu= 0.698 \text{ cp}$, $c_t= 6.62 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. El período de inyección previo al cierre tuvo una duración de 300 horas. El período de fall off fue de 100 horas de duración (lo cual no es común para estas pruebas y se presenta sólo a efectos de ilustrar el cálculo de la presión media). Se asumió un $kh = 500 \text{ md.ft}$ y una presión de reservorio inicial de 1000 psia. Esta es la presión de yacimiento antes de iniciar el proceso de inyección y producción.

A continuación se presentan las gráficas correspondientes a la historia de la inyección y cierre así como los gráficos de diagnóstico:

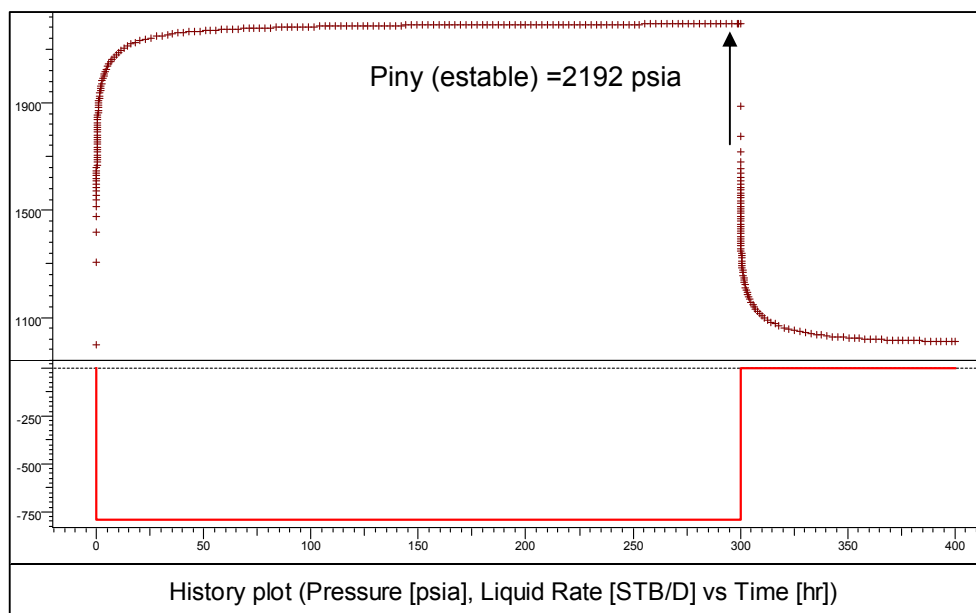


Fig. 7.20. Historia de Inyección y cierre

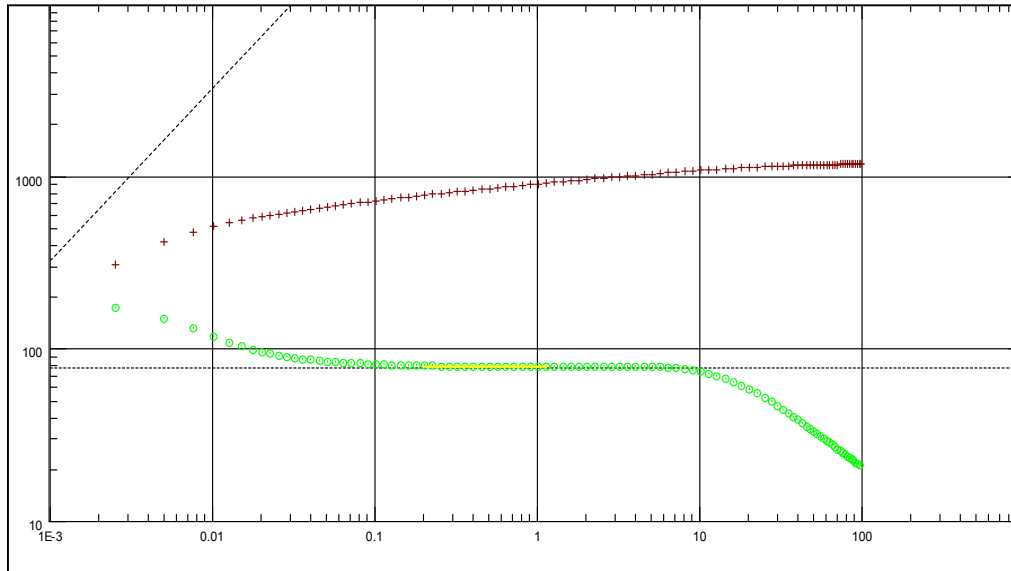


Fig. 7.21. Diagnóstico tipo log-log. Período de fall off.

A continuación se muestra diagnóstico tipo semi-log con los resultados obtenidos:

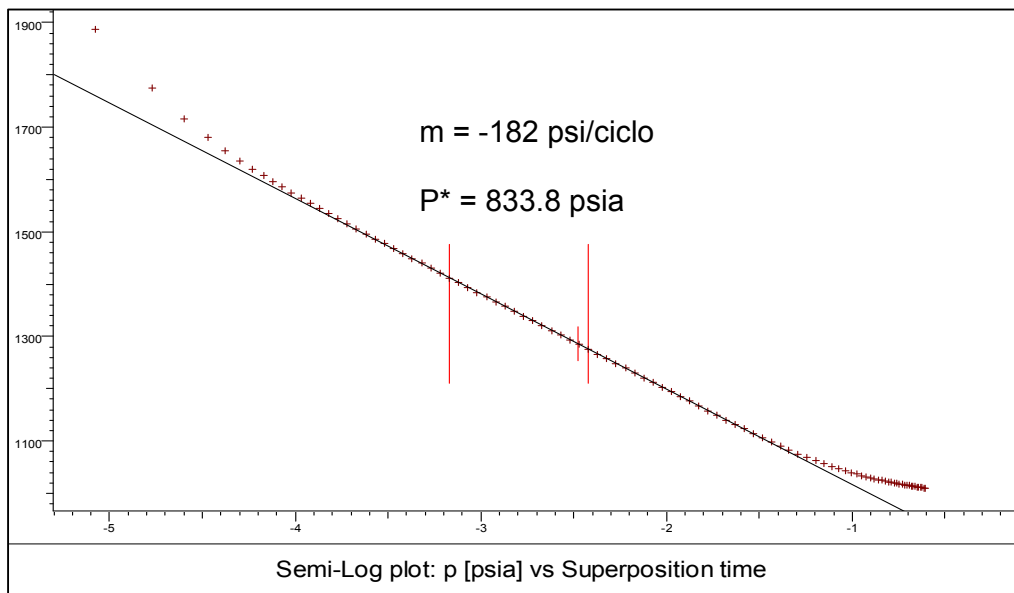


Fig. 7.22. Diagnóstico tipo semi-log

Cálculo de la presión media p :

El valor para el tiempo adimensional basado en área viene dado por:

$$t_{iDA} = \frac{0.0002637k t_{iny}}{\phi\mu c_t A} = \frac{0.0002637(17.7)(300)}{(0.17)(0.698)(6.62E-6)(530464)} = 3.37$$

Usando este valor para el tiempo de inyección adimensional, el valor de la presión P_{DMBH} , según el gráfico especializado, (ver Referencias de este capítulo) es de 3.1. De aquí que aplicando la EC. 9 tengamos:

$$\bar{p} = p^* - \frac{mp_{DMBH}(t_{pDA})}{2.3025} = 833.8 - \frac{(-182)(3.1)}{2.3025} = 1078 \text{ psia}$$

A continuación se presentan los valores de los contornos isobáricos generados mediante uso de software válidos al cabo de 300 horas de inyección.

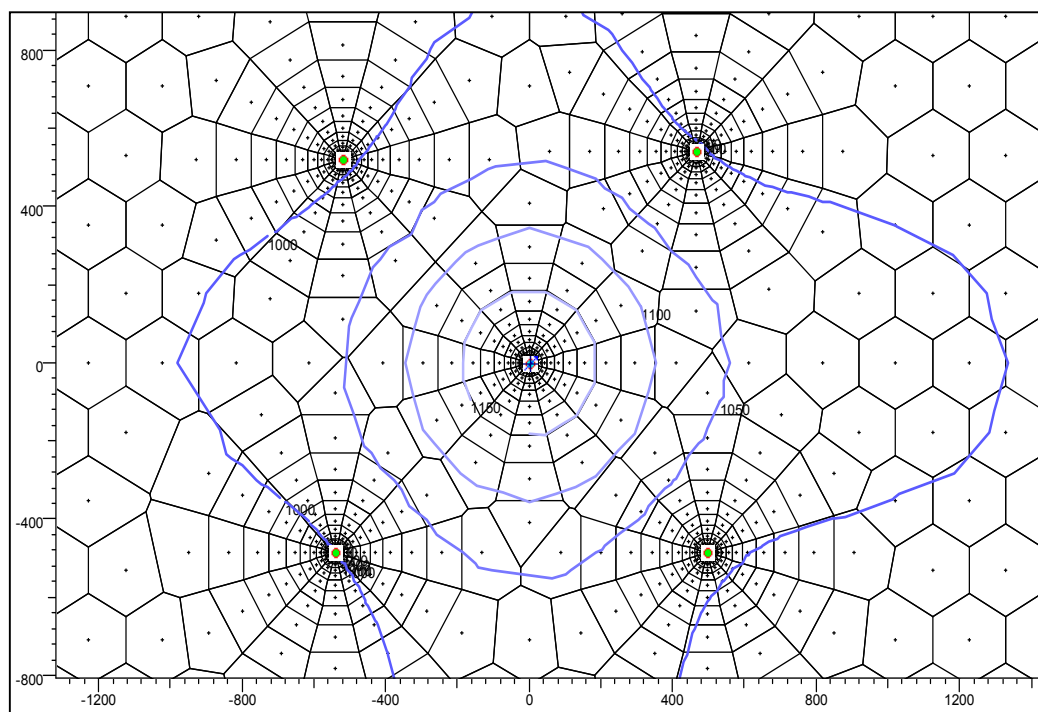


Fig. 7.23. Mapa isobárico

Como se aprecia en la Fig. 7.23., la presión a una distancia igual a la mitad de la distancia entre el pozo inyector y el productor es 1100 aproximadamente. Esto es lo esperado según el modelo tipo 5 spot.

Cabe recordar que este análisis es válido sólo para el caso de valores de la razón de movilidad, M , y razón de difusividades, D unitarias.

7.6. Pruebas de Inyectividad (“Step rate test”)

En su concepto más simple esta prueba está dirigida a obtener la presión de fractura de la formación (también denominada “fracture parting pressure”). En el caso de inyectores de agua o de gas, esta información es muy importante ya que define la limitación en cuanto al valor máximo a usar para la presión de

inyección. Es decir que el mismo no debe de superar la presión de fracturamiento de la roca.

Este tipo de prueba como veremos a continuación, se considera de corta duración y el análisis de los datos obtenidos no aporta información del yacimiento, otra que la estimación de la presión de fracturamiento. Sin embargo, se incluye en este capítulo porque su realización es común en proyectos de recuperación secundaria.

7.6.1. Método de Prueba

A continuación se presenta en forma gráfica el procedimiento de prueba y la respuesta de la presión de fondo a diferentes tasas de inyección.

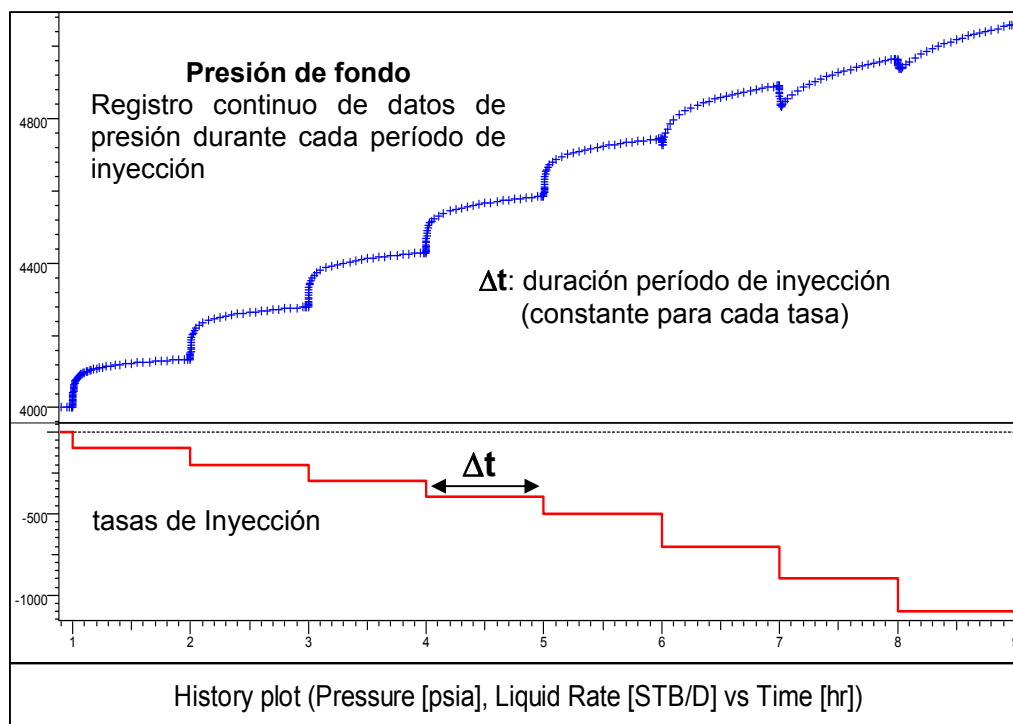


Fig. 7.24. Prueba tipo Step rate test (ejemplo simulado)

Como se aprecia en la Fig. 6.24., se procede con la inyección a diferentes tasas (incrementándose las mismas) y se registra la presión bien sea en el fondo o superficie (cabezal) del pozo. Lo ideal es registrar la presión en forma continua durante todo y cada uno de los intervalos de inyección, también denominados “step”, como se muestra en la Fig. 7.24. Sin embargo, esta no es una práctica común, por cuanto los objetivos de dicha prueba están asociados con la determinación de la presión de fracturamiento de la formación, como se mencionó anteriormente.

La duración del período de inyección, para cada caudal debería ser constante, 1 ó ½ hora de duración es bastante común. La idea es incrementar la presión

de inyección hasta inducir el fracturamiento de la formación. La presión de fractura (PF) se obtiene de la intersección de las dos líneas rectas, que se identifican mediante gráfica de los datos de presión de inyección (elaborada usando los valores de la misma al final de cada período de inyección) en función del caudal de inyección, como se ilustra en la siguiente figura:

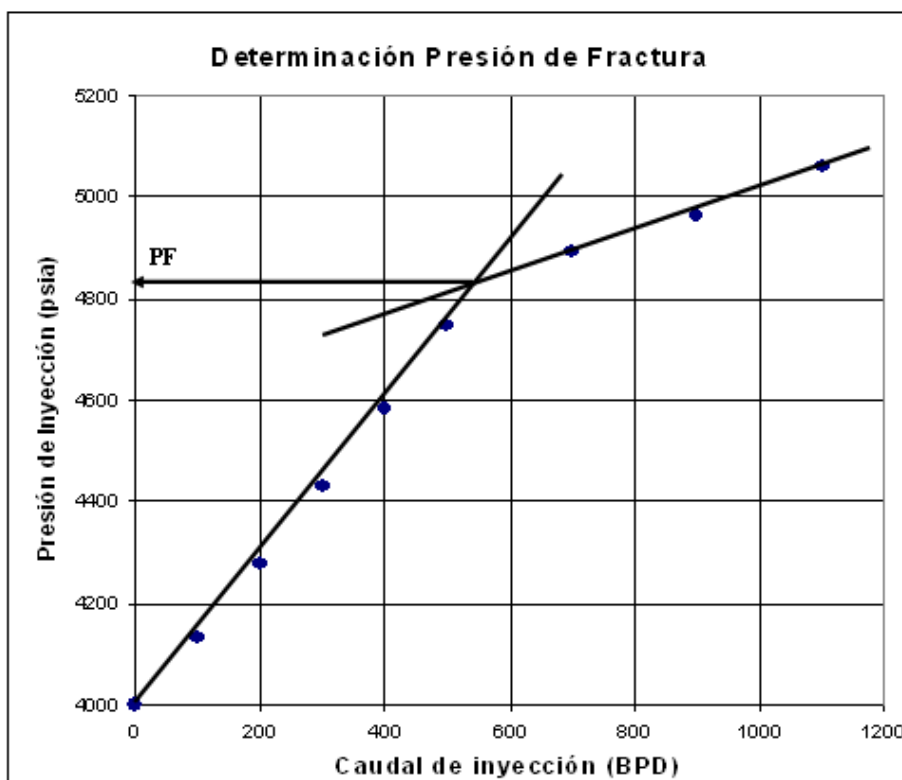


Fig. 7.25. Determinación gráfica de la presión de fractura

7.6.2. Principio del método

El principio o teoría de este método se basa en la relación tipo lineal que existe entre la presión y el caudal, a condiciones de estado estacionario. La ecuación que relaciona el caudal con el cambio de presión viene dada por (ver Capítulo II):

$$p_w = p_e - q \left[141.2 \frac{B\mu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right) \right] \quad (11)$$

El estado estacionario implica que tanto r_e como p_e , en la EC. 11, permanecen constantes, y de aquí que la presión de inyección sea proporcional al caudal y la tendencia tipo línea recta (se asume régimen de flujo radial para todos los períodos).

En la práctica, como sabemos, es improbable que se logre el régimen estacionario. Por ello, el radio externo (r_e) se reemplaza por el radio de drenaje, r_d . Sin embargo, el radio de drenaje es constante, si la duración del período de inyección no cambia con la tasa de producción. De aquí que se mantenga la relación de linealidad.

Vale decir que, igualmente, el radio de drenaje está incluido en el término logarítmico. Por ello los cambios del radio de drenaje (de hecho pequeños) en este tipo de prueba no son significativos, por lo que se mantiene la relación de linealidad.

Igualmente la relación de linealidad se puede probar usando la expresión que relaciona la presión del pozo con la tasa q , que en el caso de régimen de flujo transiente tipo radial infinito viene dada por (ver Capítulo III):

$$p_w = p_i - q \frac{162.6\mu B}{kh} \left[\log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \Delta t - 3.23 + 0.87s \right] \quad (12)$$

En la EC. 12 se infiere la relación lineal entre la presión y la tasa q , si se asume que el intervalo de tiempo Δt es constante, lo que implica igual radio de drenaje en cada período, y de aquí la preferencia de usar el mismo intervalo de tiempo para cada período de inyección.

Se puede aplicar el mismo principio en caso de que el pozo presente fractura inducida.

La teoría en este caso se basa en el análisis de los datos de presión durante el período de flujo lineal o bilineal, característico del pozo hidráulicamente fracturado, ya que el inicio del régimen de flujo radial puede tomar un tiempo considerable.

En el caso del régimen de flujo lineal (fractura de conductividad infinita por ejemplo) tenemos que la ecuación que relaciona la presión con la tasa q similar a la EC. 12 es:

$$p_w = p_i - \frac{4.064qB}{x_f h} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{\frac{1}{2}} \sqrt{\Delta t} \quad (13)$$

Basados en la EC. 13, y asumiendo tanto la longitud mitad de fractura (x_f) como el mismo intervalo de tiempo Δt , la presión de inyección es proporcional a la tasa, y de aquí la tendencia de los puntos a definir una línea recta en gráfica, como la que se muestra en la Fig. 7.25.

Bibliografía

1. Pressure transient testing of water injection wells. M. Abbaszadeh and M.M. Kamal. SPE 16744 (también en SPE reservoir engineering, February 1989).
2. Pressure buildup and flow tests in wells. SPE monografía 1 (1967).
3. Advances in well test analysis. SPE monografía 5 (1977).
4. Waterflooding, G.Paul Willhite (SPE TEXTBOOK series Vol. 3) 1986.
5. Pressure Drawdown and Buildup in the Presence of Radial discontinuities. H. C. Bixel and H.K.Van Poolen. SPE reprint series N. 9 Pressure Analysis methods.
6. Use of pressure fall off tests to locate the burning front in the Miga field-Eastern Venezuela. Da Prat et al, SPE 13667 (1984).
7. Waterflooding. William M. Cobb (course notes), September 1966.
8. A new method for evaluating layer productivity using a permanent monitoring system. Da Prat et al, SPE 48865.
9. Systematic Design and analysis of step rate tests to determine formation parting pressure. Sing et al, SPE 16798. (1987).

Capítulo VIII

PRUEBAS EN POZOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS

CAPÍTULO VIII

PRUEBAS EN POZOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS

8.1. Introducción

En este capítulo se presentan la metodología de análisis de datos presión, adquiridos en pruebas efectuadas en pozos, en los cuales se realizó trabajo de estimulación, del tipo fractura hidráulica. Vale mencionar que estas pruebas no son muy comunes, por cuanto no todos los pozos se fracturan y aunque se fracturen, el ensayo tipo “post-frac” en muchos casos no se realiza, por cuanto se asume que de lograrse el incremento esperado en la producción del pozo según el diseño de la fractura, garantiza el éxito de la misma por una parte, y en otros casos, el tiempo de prueba puede ser considerable a fin de lograr alcanzar régimen de flujo radial.

Por ejemplo en yacimiento tipo tight gas, debido a que la permeabilidad efectiva puede ser tan pequeña como 0.01 md, el tiempo de cierre puede tener una duración de hasta meses si queremos alcanzar el régimen de flujo radial, es decir, y como veremos en este capítulo, el régimen de flujo puede ser el asociado con el plano de la fractura (tipo lineal o bilineal) durante casi todo el periodo de cierre o fluencia.

No obstante, el poder probar el pozo luego de ser este fracturado, y de ser posible igualmente probarlo antes del trabajo de fractura, permite inferir, mediante el análisis de los datos, información importante, por ejemplo, de que existe una fractura hidráulica, tal como se propuso en el diseño, y que la longitud efectiva de la misma corresponde al estimado según diseño y que no está dañada.

Uno de los parámetros de diseño de fractura más importantes a considerar, es la Conductividad de la fractura.

Este parámetro puede determinarse mediante el análisis de la prueba. La conductividad de la fractura hidráulica, en términos adimensionales, se define como:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (1)$$

En donde $k_f w$ denominada también F_c , es la conductividad de la fractura, siendo k_f (md) la permeabilidad de la misma y w (ft), el ancho.

El denominador es el producto de la permeabilidad del reservorio, k (md) por la longitud mitad de la fractura, x_f .

A continuación se presenta geometría simplificada:

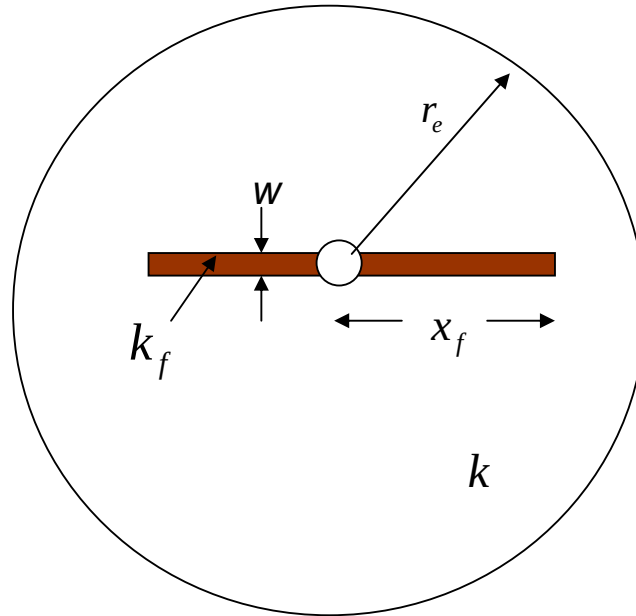


Fig.8. Vista en planta. Geometría pozo -fractura hidráulica-limite

El valor de la conductividad adimensional puede estar comprendido en un rango entre 0.1 a 500. Como veremos en las siguientes secciones, el valor de F_{CD} define el régimen de flujo de presión transiente característico de estos sistemas. Se puede demostrar (ver Ref.1) que el logro de un incremento de caudal óptimo mediante fractura hidráulica, se obtiene usando un valor de la conductividad adimensional, $F_{CD} = 2$. Así mismo que para valores de F_{CD} mayores que 20, la fractura se puede considerar como de conductividad infinita.

La idea de fracturar un pozo puede igualmente estar basada en remover el daño mecánico que presente el pozo (alto), ya que, y aunque se puede reducir el mismo mediante estimulación química, el uso de fractura hidráulica tiene el beneficio de un mayor aumento en el caudal, aparte de remover el daño.

A fin de completar esta sección, en donde el concepto más importante, en relación con el análisis de pruebas, es el de la conductividad de la fractura, así como la longitud de la misma (x_f), se presenta el concepto de radio de pozo equivalente ó efectivo, que es de ayuda en cuanto al diseño de fractura eficiente, así como en la interpretación de los datos de presión y producción, post fractura.

El radio de pozo efectivo adimensional se define como:

$$r'_{wD} = \frac{r'_w}{x_f} \quad (2)$$

En donde, r'_w , viene dado como

$$r'_w = r_w e^{-S_f} \quad (3)$$

En esta ecuación S_f , se denomina factor de daño equivalente, como resultado del trabajo de fracturamiento.

El radio de pozo efectivo se puede considerar como el radio del pozo, cuya área se modificó, tal que es igual al área creada por la fractura de longitud X_f . Se puede decir que, el lograr obtener el mayor aumento del radio efectivo, es objetivo del diseño de una fractura eficiente.

Se puede demostrar que cuando FCD es menor que 0.5 el radio efectivo r'_w es igual a:

$$r'_w = \frac{0.28k_f w}{k} \quad (4)$$

En este caso, el aumento del radio efectivo se logra mediante el aumento de la conductividad de la fractura, y no su longitud.

En el caso de que FCD sea mayor que 20, el radio efectivo es igual a:

$$r'_w = \frac{x_f}{2} \quad (5)$$

En este caso el aumento del radio efectivo es directamente proporcional a la longitud de la fractura. Es decir que para fracturas de conductividad infinita el radio efectivo es igual a la mitad del largo de la fractura (x_f)

A continuación ejemplo ilustrativo de la aplicación de los conceptos recién presentados:

Supongamos los siguientes valores para los parámetros de fractura:

Conductividad, $Fc = k_f w = 2000 \text{ md ft}$, conductividad adimensional, $F_{CD} = 2$

Calcular la longitud de la fractura, x_f para tres valores de permeabilidad de reservorio: 0.5 md, 10md, y 50 md. Aplicando la EC.1 se obtiene que las soluciones son 2000 ft, 100 ft y 20 ft respectivamente

Basado en estos resultados, se infiere que (asumiendo una conductividad de fractura constante) al aumentar la permeabilidad del reservorio, la longitud de la fractura, necesaria para un trabajo eficiente es menor, mientras que en el caso de reservorios de baja permeabilidad se requiere de una longitud de fractura considerablemente mayor a fin de lograr un aumento óptimo del caudal o tasa del pozo.

Por otro lado, si asumimos una longitud de fractura digamos, $x_f = 100 \text{ ft}$, y una permeabilidad de 10 mD, y conductividad de fractura, $Fc = 2000 \text{ md.ft}$ ($FCD=2$) Implica que de mantener la longitud de fractura constante, así como le valor de FCD , en el caso de que la permeabilidad del reservorio sea de 50 md, es

necesario un aumento considerable en la conductividad de la fractura F_c (10000 md.ft).

En resumen, y pensando en optimización de la productividad del pozo mediante fractura hidráulica, para reservorios de muy baja a baja permeabilidad, es necesario de fracturas de gran longitud, mientras que en reservorios de moderada a alta permeabilidad es necesario de fracturas de alta conductividad

En la definición de la conductividad adimensional de la fractura, (ver EC.1) es necesario conocer la permeabilidad del reservorio (k). En la práctica lo ideal es obtener el valor de la misma por ejemplo del análisis de la prueba realizada previo al trabajo de fracturamiento, de disponer de esta información.

Como veremos en la sección de análisis, de no disponer del valor de la permeabilidad del reservorio, introduce incertidumbre en el cálculo de la longitud de la fractura, y por ende de su conductividad los cuales se derivan del análisis de los datos.

8.2. Modelos de interpretación y regímenes de flujo

A fin de introducir los diferentes modelos de interpretación, y análisis de datos de presión en pozos hidráulicamente fracturados, a continuación presentamos los gráficos de diagnostico que muestran la respuesta del cambio de la presión y su derivativa

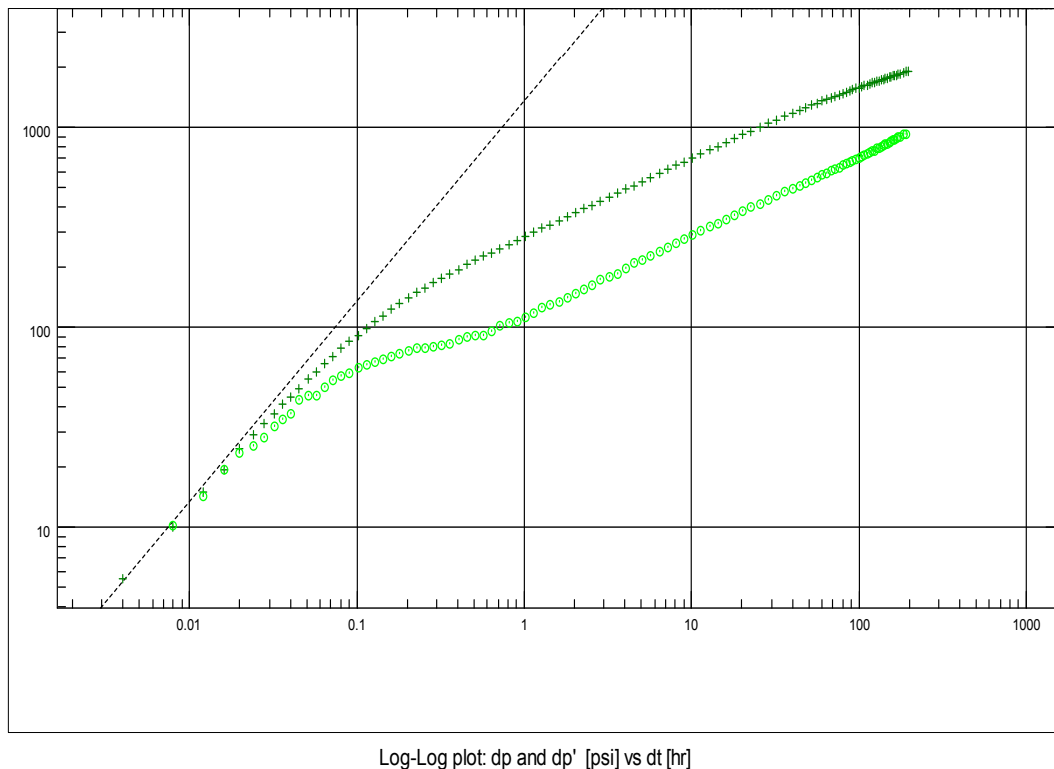


Fig.8.2. Log-Log: presión y presión derivativa. Pozo hidráulicamente fracturado.

La Fig. 8.2 muestra la conducta del cambio de presión y su presión derivativa que se observa durante el periodo de cierre. El trabajo de fractura fue exitoso desde el punto de vista mecánico. A continuación se presenta un análisis básico de la respuesta de la presión que se muestra en la Fig.8.2 con base a lo aprendido en el Capítulo 3:

Podemos diagnosticar, por inspección visual, el periodo de almacenamiento de pozo puro, el cual se aprecia hasta las 0.02 horas. A partir de este tiempo, comienza periodo que podemos denominar de transición, el cual esperaríamos que finalizase en el inicio del régimen de flujo tipo radial infinito. Sin embargo no se muestra tendencia de estabilización en la derivativa, y a partir de 1 hora aproximadamente, de comenzado el cierre, tanto el cambio de la presión, así como su derivativa presentan una tendencia del tipo lineal en esta escala (log-log) por lo menos hasta las 100 horas.

Sabemos que varios modelos de yacimiento pueden ajustar los datos de presión desde el punto de vista matemático, de aquí que en este caso se podría pensar de que el pozo está ubicado en un canal, es decir entre dos fallas paralelas, por lo que sería posible que se desarrolle una tendencia en la respuesta de la presión del tipo lineal, pero no es el caso con este ejemplo.

Podemos preguntarnos a partir de qué tiempo se logra flujo radial tipo infinito, de existir el mismo: con base a la regla del ciclo y medio deberíamos esperar flujo radial a partir de 1 hora, sin embargo en ningún momento, la derivativa es constante a partir de 1 hora.

En la siguiente sección se presenta la teoría que permite inferir los regímenes de flujo a esperar para el caso de un pozo hidráulicamente fracturado, con lo que se puede concluir de que la respuesta de la presión y su derivativa que se muestra en la Fig.8.2 se atribuye a efecto de fractura hidráulica.

8.2.1. Modelos de interpretación de datos

Hay tres modelos de reservorio básicos, aplicables en el análisis de pruebas en pozos hidráulicamente fracturados, y se diferencian principalmente en la forma de considerar dinámicamente a la fractura en el análisis: de alta conductividad, que implica que no hay caída de presión adicional debido a la fractura (conductividad infinita) ó que el flujo a través de la fractura es uniforme, y fractura de conductividad finita

Resumiendo, los tres modelos podemos agruparlos de la siguiente manera:

1. Fractura de alta conductividad
 - a. Conductividad infinita

b. Flujo uniforme

2. Fractura de conductividad finita

Aunque se puede dar el caso de tener fracturas horizontales, con base a la experiencia de campo y revisión de literatura, las fracturas del tipo vertical son las más comunes, y de aquí que el desarrollo que aquí presentamos se aplica a este tipo de fracturas.

A continuación presentamos los fundamentos de cada uno de los modelos

8.2.1.1. Fractura de conductividad infinita:

A continuación se presenta la geometría de flujo (idealizada) pozo-fractura-reservorio, que se presenta a tiempos de inicio de la prueba y asumiendo que no hay efectos de almacenamiento de pozo ni daño: Régimen de flujo Lineal (flujo del reservorio al pozo es lineal y perpendicular la dirección de la fractura). La fractura no ofrece resistencia.

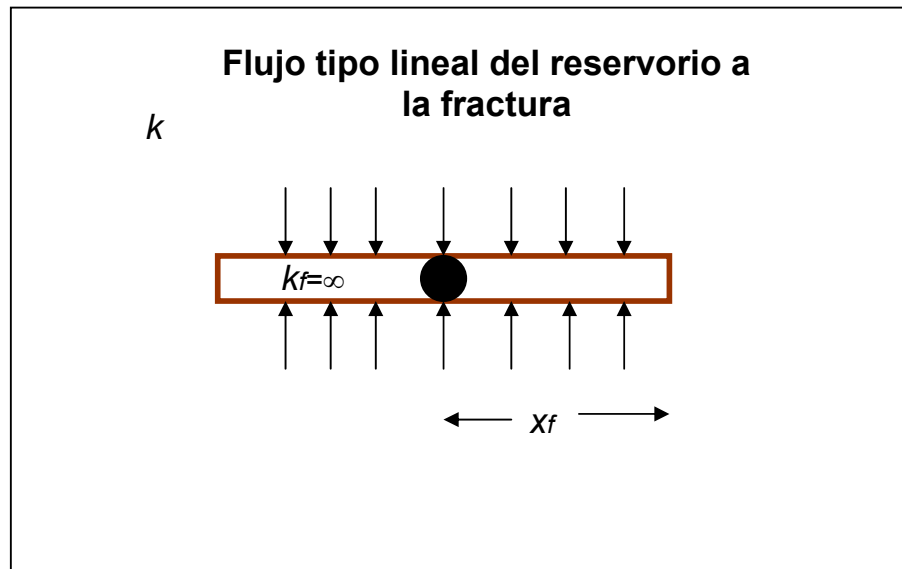


Fig.8.3. geometría de flujo yacimiento –fractura-pozo

Se puede demostrar (Ver. Ref.5) que durante este periodo, la presión adimensional, y su correspondiente derivativa vienen dadas por:

$$p_D = \sqrt{\pi t_{Df}} \quad (6)$$

$$\frac{dp_D}{d \ln(t_{Df})} = \frac{1}{2} p_D \quad (7)$$

En donde la definición de presión adimensional, es la ya clásica, y presentada en el capítulo 3 y el término nuevo t_{Df} , se define a continuación:

$$p_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta p \quad (8)$$

$$t_{Df} = \frac{0.000264k}{\phi\mu c_t x_f^2} t \quad (9)$$

Basados en la expresión matemática de la solución (EC.6) tenemos como diagnostico, que durante el régimen de flujo lineal, la presión muestra tendencia de línea recta, en una grafica tipo log-log, y cuya pendiente es igual a 1/2, la presión derivativa muestra la misma tendencia, y su valor es la mitad del valor de la presión a cualquier tiempo.

Substituyendo las expresiones adimensionales (EC.8 y 9) en la EC 6 se obtiene el valor de la presión durante este periodo, y para el caso de una prueba de fluencia viene dado por:

$$p_{wf} = P_i - \frac{4.064qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k}} \sqrt{t} \quad (10)$$

Basados en la EC.10, la tendencia de la presión es lineal en una gráfica tipo cartesiana de la presión versus la raíz cuadrada del tiempo de prueba (fluencia). La pendiente está relacionada tanto con la permeabilidad del reservorio así como la longitud de la fractura:

$$m_{FL} = \frac{4.064qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k}} \quad (11)$$

De aquí que de conocer el valor de la pendiente, se pueda estimar el producto:

$$kx_f^2 = \frac{\mu}{\phi c_t} \left(\frac{4.064qB}{m_{FL} h} \right)^2 \quad (12)$$

Luego de este régimen de flujo, se sucede una transición hacia flujo radial infinito (denominado también pseudo-radial), una vez alcanzado el mismo, de existir límites y los mismos se pueden detectar durante el tiempo de ensayo, se presentan los regímenes de flujo asociados con los límites, por ejemplo estado semi-estacionario de ser el área de drenaje volumétrica.

Durante el periodo de flujo semi-radial infinito, la solución a la presión en forma adimensional viene dada por (con un error menor que el 1 %):

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln t_{Dxf} + 2.2] \quad (13) \quad \text{valido para } t_{Dxf} > 2 \quad (14)$$

A continuación se presenta solución en forma gráfica tipo log-log de la presión transiente simulada considerando fractura hidráulica en pozo terminado en reservorio de gas:

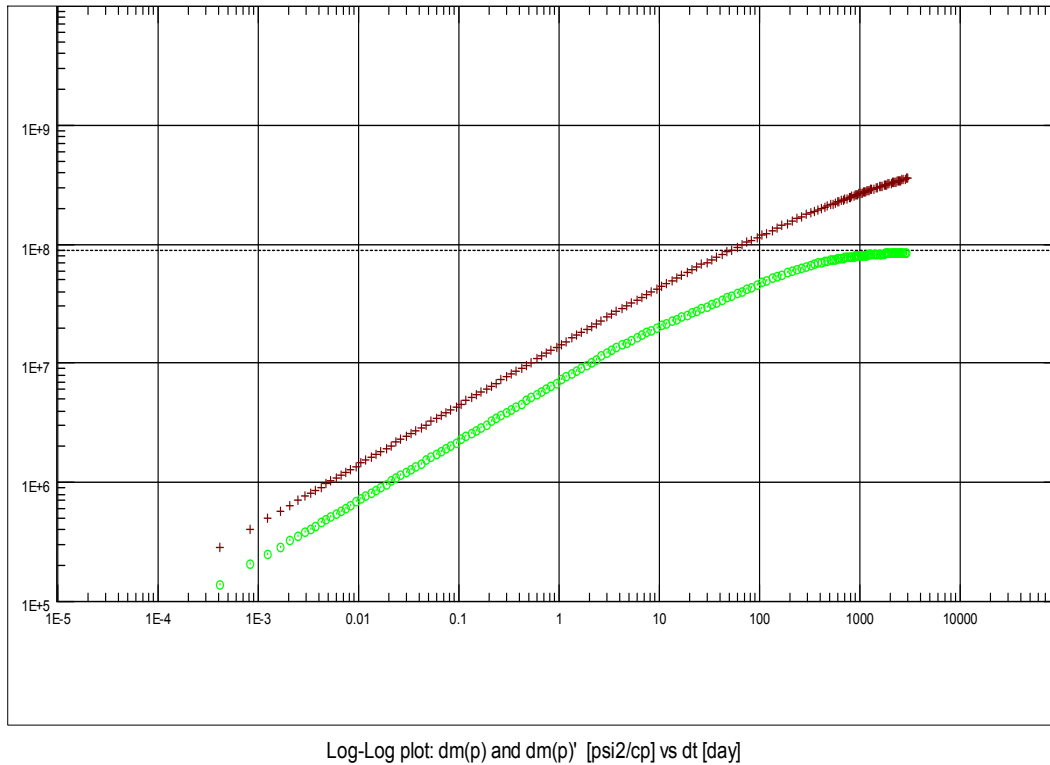


Fig.8.4. Gráfica log-log. Ejemplo simulado. $C = 0$, $x_f = 1000\text{ft}$, fractura de conductividad infinita. $\phi = 14\%$, $\mu = 0.0259\text{cp}$, $ct = 0.00014\text{psi}^{-1}$, $k = 0.17\text{ mD}$

En la Fig.8.4, la escala de tiempo está en días, aunque se pueden hacer los cálculos, a fin de definir cuando es el comienzo del régimen de flujo radial tipo infinito puro, así como cuando termina el régimen de flujo lineal puro, la inspección visual revela que en este caso, y es algo muy común en la práctica, flujo radial tipo infinito puro, se alcanza luego de transcurridos por lo menos 1000 días (algo prohibitivo, de querer usar equipo de medición de presiones de fondo por ejemplo).

La EC 14, permite el cálculo del tiempo mínimo, a fin de alcanzar flujo radial infinito. Asumiendo $t_{Dxf} = 2$, tenemos que usando la EC 9:

$$t(\text{hrs}) = 2 \left(\frac{\phi \mu c_t}{0.000264k} \right) x_f^2 \quad (15)$$

En el caso del ejemplo simulado, tenemos que el tiempo mínimo es de 673 días (error menor que el 1%).

Como se aprecia por la EC .15, el tiempo es directamente proporcional a la distancia de la fractura al cuadrado. A continuación se muestra la solución al mismo caso, pero una longitud de fractura igual a 100 ft:

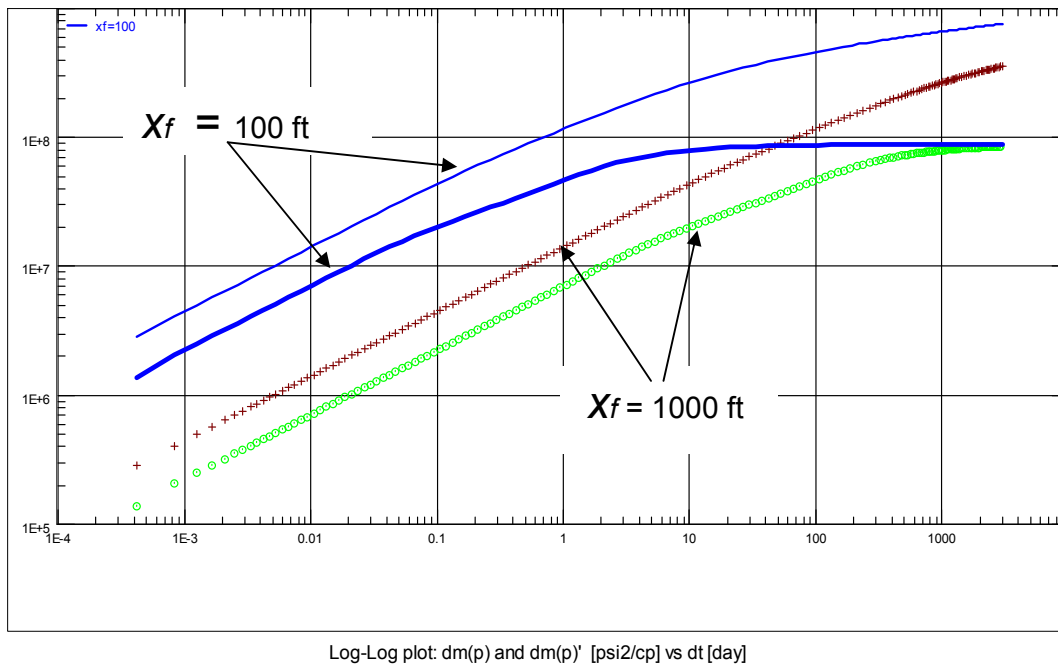


Fig.8.5. Efecto de longitud de fractura, en la duración de los regímenes de flujo lineal y semi-radial infinito

En este ejemplo se conocen todos los parámetros de reservorio y fluido. Un parámetro importante de diseño, es el de la permeabilidad del reservorio. En la práctica debemos de conocer este valor a fin de efectuar el diseño óptimo de fractura. Basados en la EC.12, y de tener la prueba una duración que tan solo se identifique flujo lineal, solo se puede estimar el producto kx_f^2 , es decir, si queremos conocer la longitud de la fractura es necesario conocer la permeabilidad del reservorio.

La permeabilidad efectiva del reservorio se puede obtener de una prueba tipo post-fractura, siempre y cuando la duración de la misma permita identificar régimen de flujo radial tipo infinito, ya que en este periodo podemos aplicar método de análisis presentado en el capítulo 3 y obtener el valor de la permeabilidad. En la práctica y tal como explica en esta sección en la mayoría de los casos las pruebas convencionales no tiene la duración necesaria para este fin.

A continuación se presenta el análisis de los datos de este ejemplo usando la solución ya presentada en el capítulo 3, que considera un pozo sin fractura y homogéneo y de extensión infinita. El ajuste obtenido en este caso para la zona de flujo radial infinito se muestra a continuación:

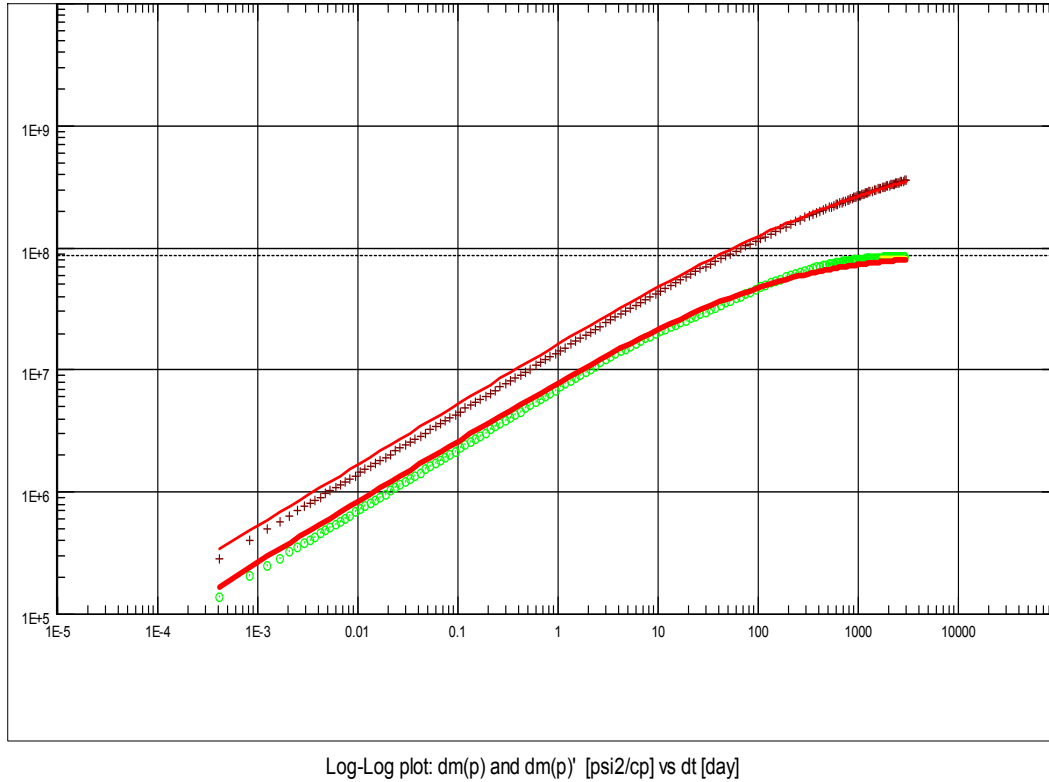


Fig.8.6. Ajuste de los datos de presión usando solución que considera solo daño (rango negativo) y se asume el mismo valor para kh en un reservorio de infinita extensión

Basados en la Fig. 8.6, se obtiene un ajuste con modelo que no considera efecto de fractura hidráulica, sino que se interpreta como un alto valor negativo del daño. El valor de daño, s , obtenido del ajuste es de -7.39 . Como se presentó en la sección anterior, se puede representar a la fractura como un pozo con radio de pozo equivalente definido por la EC.5.

$$r'_w = r_w e^{-s} = \frac{x_f}{2} \quad (16), \quad \text{de aquí que} \quad x_f = 2r_w e^{-s} \quad (17)$$

Substituyendo el valor de $s = -7.39$, en la EC. 17, tenemos que $x_f = 1062$ ft, el cual no difiere mucho del valor usado para la simulación del ejemplo ($x_f = 1000$ ft). Este ejemplo fue solo para efectos de ilustración del concepto histórico en cuanto al radio de pozo equivalente.

Con la finalidad de repasar y asentar los conceptos, presentamos a continuación un ejemplo de análisis de datos, aplicado a prueba simulada

A continuación se presentan la historia de caudales y presiones

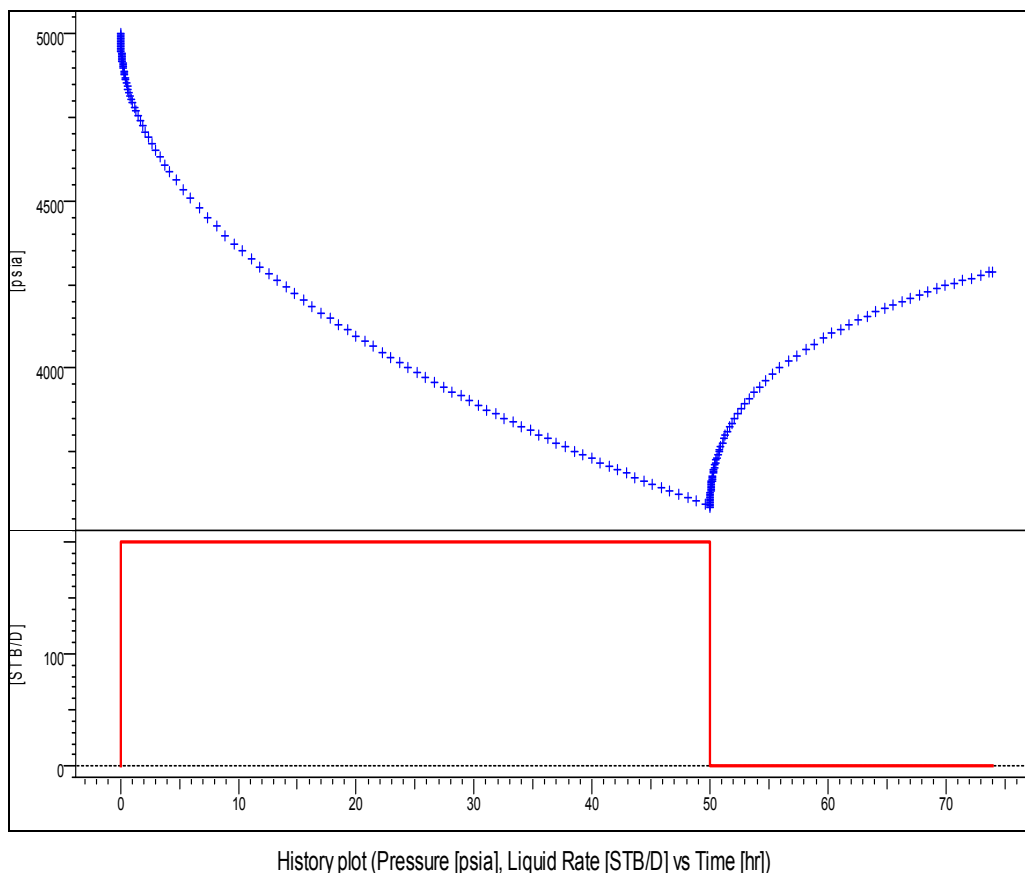


Fig.8.7. Historia de la prueba (se asume a efectos de este ejercicio de que el caudal es constante durante la fluencia, lo cual sabemos que no es cierto ya que declina acorde con régimen de fractura, y en la práctica sería la historia de caudales a usar para el análisis de los datos del periodo de cierre)

Luego del fracturamiento del pozo, se fluyó el pozo durante 50 horas y se realizó cierre del mismo durante 24 horas.

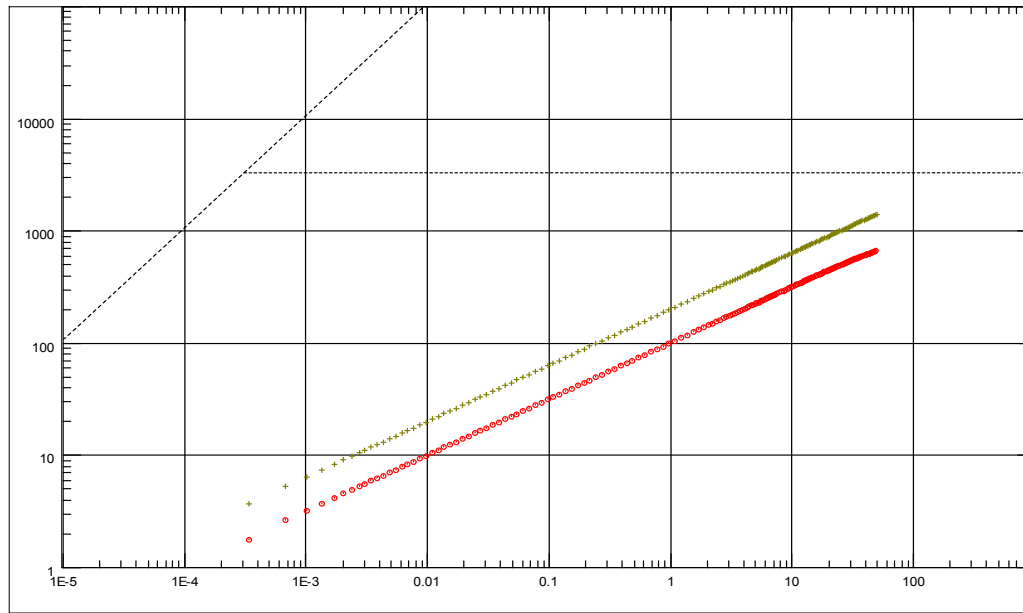
Los datos del reservorio y fluido son:

$P_i = 5000$ psi, $r_w = 0.3$ ft, $h = 100$ ft, $\phi = 10\%$, $B = 1.30$ RB/STB, $\mu = 0.48$ cp, $c_t = 1.25(10^{-5})$ psi⁻¹. El fluido es petróleo. Durante el periodo de producción, el caudal fue de 200 BPD.

El objetivo de evaluación principal, es el de determinar la longitud media ala (X_f) de la fractura inducida.

Usando metodología de análisis general, primero debemos efectuar inspección de las graficas de diagnostico tipo log-log y semilog.

En este caso sabemos que el pozo fue objeto de fractura hidráulica. A continuación se presentan los gráficos de diagnostico de la presión y su derivativa:



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig.8.8. Grafica de diagnostico. Periodo de fluencia

Se puede apreciar de la gráfica de diagnostico, que la respuesta de la presión, se caracteriza por mostrar tendencia tipo lineal durante todo el periodo de fluencia. La pendiente tiene un valor de $\frac{1}{2}$ en este tipo de grafica.

Se concluye que no se observa periodo de flujo radial, por lo tanto en principio no es posible determinar la permeabilidad de la formación. Se asume que la misma es conocida puesto que debió utilizarse a efectos del diseño de la fractura.

Se puede apreciar como el programa de análisis (Saphir), asigna automáticamente líneas de 45 grados de pendiente (almacenamiento de pozo) y horizontal (flujo radial) respectivamente con el fin de realizar calculo tentativo de producto kh.

Análisis de datos:

En este caso, mediante análisis de grafica tipo cartesiana, se puede obtener el producto kx_f^2 .

En la siguiente figura se presenta la gráfica tipo cartesiana, de la presión en función de la raíz cuadrada del tiempo de fluencia.

Basados en el diagnostico tipo log-log, el régimen de flujo es lineal durante todo el periodo de fluencia, de aquí que todos los datos de presión deban de mostrar tendencia de línea recta

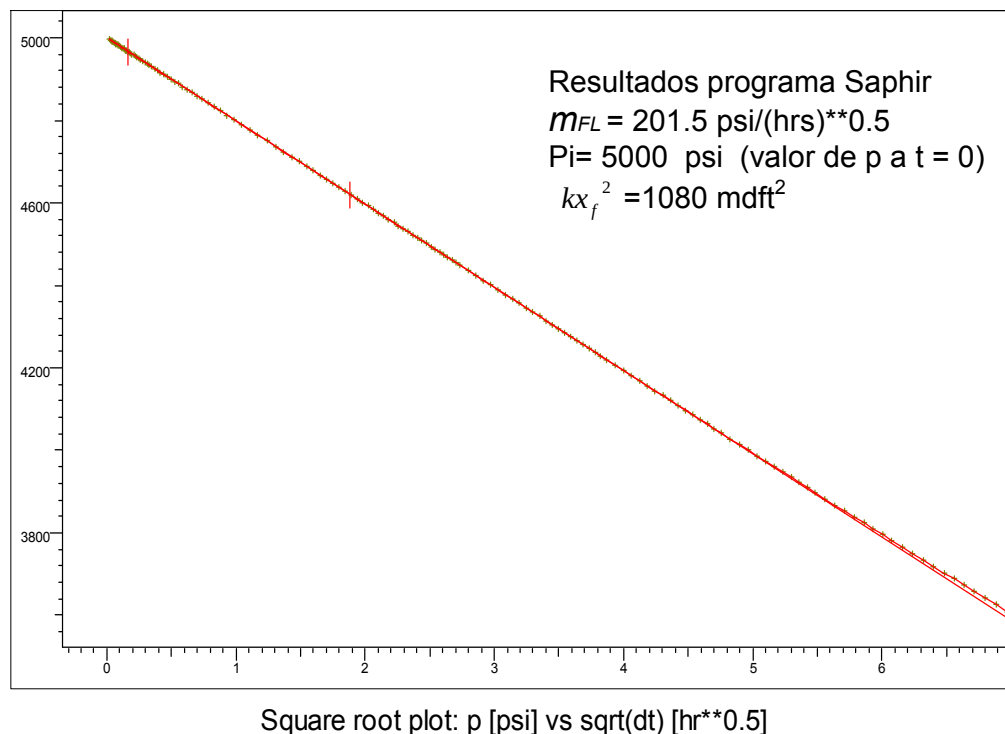


Fig.8.9. gráfica de la presión vs. $\sqrt{t}$

El valor del producto kx_f^2 ., obtenido mediante el programa se basa en el uso de la EC 12. Podemos corroborar este valor, substituyendo valores en la EC.12.

$$kx_f^2 = \frac{(0.48)}{(0.10)(0.0000125)} \left[\frac{(4.064)(200)(1.3)}{(201.5)(100)} \right]^2 = 1056 \text{ mdft}^2$$

De aquí que, de ser el valor de la permeabilidad de la formación conocido, se pueda obtener la longitud de la fractura.

En este caso el uso de ajuste mediante curva tipo, tampoco resuelve la situación, en caso de no conocerse la permeabilidad, k.

Dado que este es un ejemplo simulado, sabemos que el valor de k es igual a 0.027 mD, de aquí que la longitud de la fractura sea igual a $x_f = 199 \text{ ft}$ (el valor usado en la simulación es de 200 ft)

Análisis de datos del periodo de restauración de presión:

El análisis de los datos de presión registrados durante el periodo de cierre, y por ejemplo de usar el método de Horner, se basa en la siguiente expresión:

$$p_{ws} = p^* - 4.064 \frac{qB}{hx_f} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k}} \left[\sqrt{(t_p + \Delta t)} - \sqrt{\Delta t} \right] \quad (18)$$

La EC.18 indica que una gráfica de la presión de cierre p_{ws} , en función de $\sqrt{(t_p + \Delta t)} - \sqrt{\Delta t}$, debe presentar una tendencia tipo línea recta, de cuya pendiente se puede obtener el producto kx_f^2 , al igual que en el caso del periodo de fluencia. A continuación se presentan los gráficos de diagnóstico tipo log-log y la grafica tipo cartesiana:

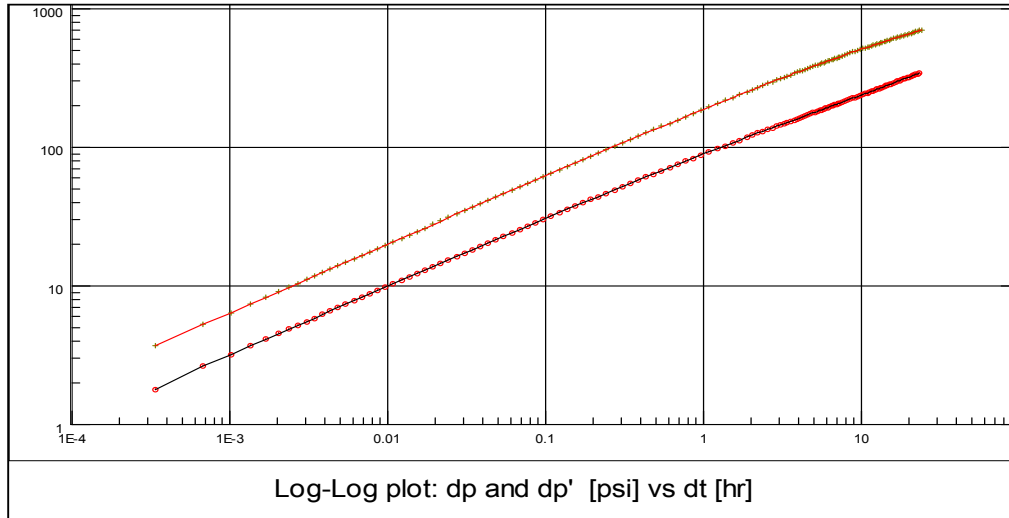


Fig.8.10. Diagnostico tipo Log-log. Periodo de cierre

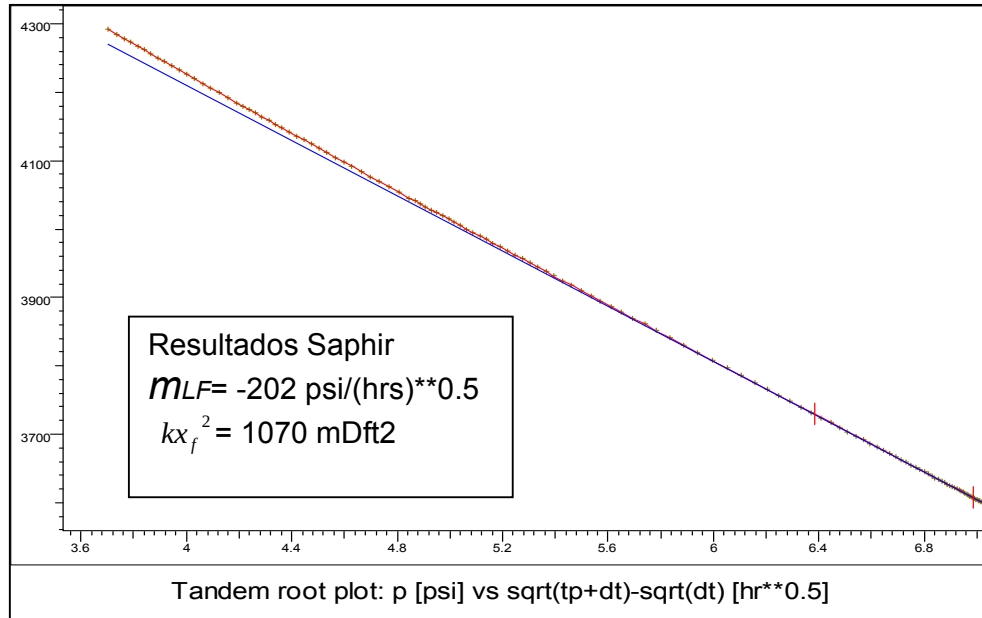


Fig.8.11. Gráfica tipo Horner

Se puede efectuar los cálculos basados en el valor de la pendiente en la gráfica tipo Horner, y se obtienen los mismos resultados que con el ensayo de fluencia.

Usando la información, así como datos del ejercicio anterior, compruebe de que la duración del periodo de fluencia, tal que se logre alcanzar por lo menos el tiempo de inicio del flujo radial tipo reservorio infinito, es de 280 días.

Efectos de límites del área de drenaje:

Como se presentó en la sección anterior, el régimen de flujo tipo lineal, es el dominante a fines prácticos, es decir, tiempos de prueba reales. Igualmente se infiere que el tiempo de prueba, tal que se logre llegar hasta el inicio del régimen de flujo tipo radial infinito, es de meses en muchos casos, por lo tanto se concluye de que el tiempo de la prueba, tal que se aprecien efectos de límites asociados con el área de drenaje, sea aun mayor salvo claro está, que los límites sean muy cercanos al pozo.

De detectarse efecto de límites del área de drenaje, la evaluación de los mismos se puede realizar con las técnicas explicadas en el Capítulo 3. Por ejemplo en el caso de un pozo hidráulicamente fracturado, en un área de drenaje tipo bloque, la presión adimensional viene dada por la siguiente expresión, una vez se logre el estado semi-estacionario, que es característico de área de drenaje volumétrica:

$$p_D = 2\pi_{DA} + \ln\left(\frac{\sqrt{A}}{2x_f}\right) + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \quad (19)$$

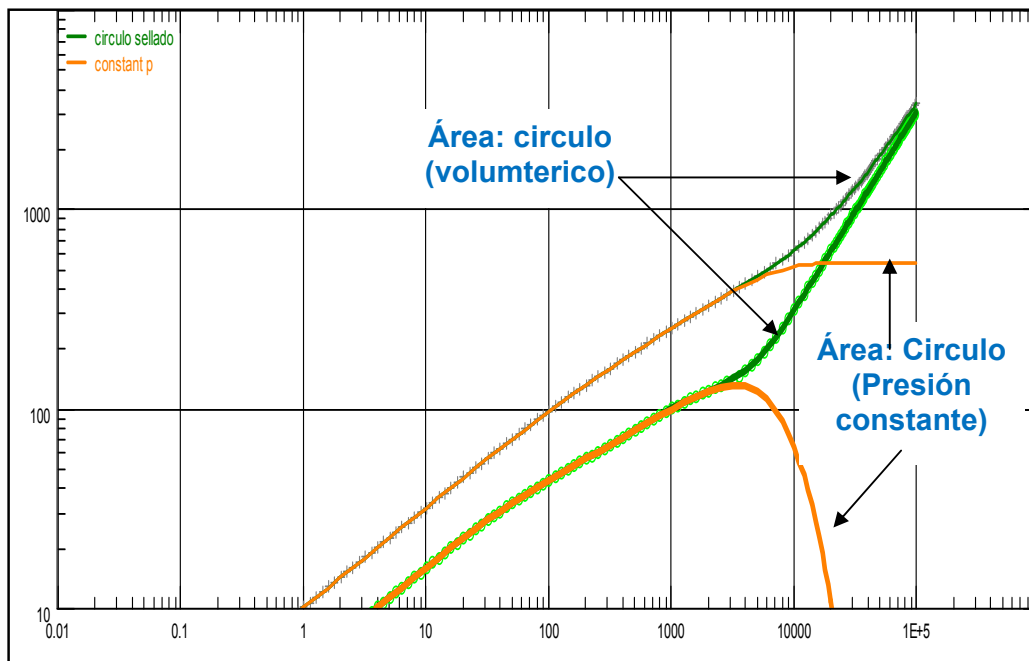


Fig. 8.12. Efecto de límites del área de drenaje

8.2.1.2. Fractura Vertical tipo Flujo Uniforme

La fractura tipo flujo uniforme, asume que el caudal que entra al plano de la fractura por unidad de área, y por unidad de tiempo es constante, a diferencia de la condición que se asume en la fractura de tipo conductividad infinita, en donde la presión es constante en la cara de la fractura.

Se puede demostrar que la solución a la fractura de conductividad infinita, es la misma solución que se obtiene para el caso de fractura de caudal uniforme, si se calcula a una distancia medida desde el origen, igual a $x = 0.732x_f$.

De aquí que, en cuanto a los regímenes de flujo característicos a exhibir, en el caso de fractura tipo flujo uniforme, sean los mismos, que en el caso de conductividad infinita, principalmente, la tendencia de la presión de mostrar línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$ en escala log-log, durante el periodo de flujo lineal. A continuación se presentan las dos soluciones a efectos de comparación:

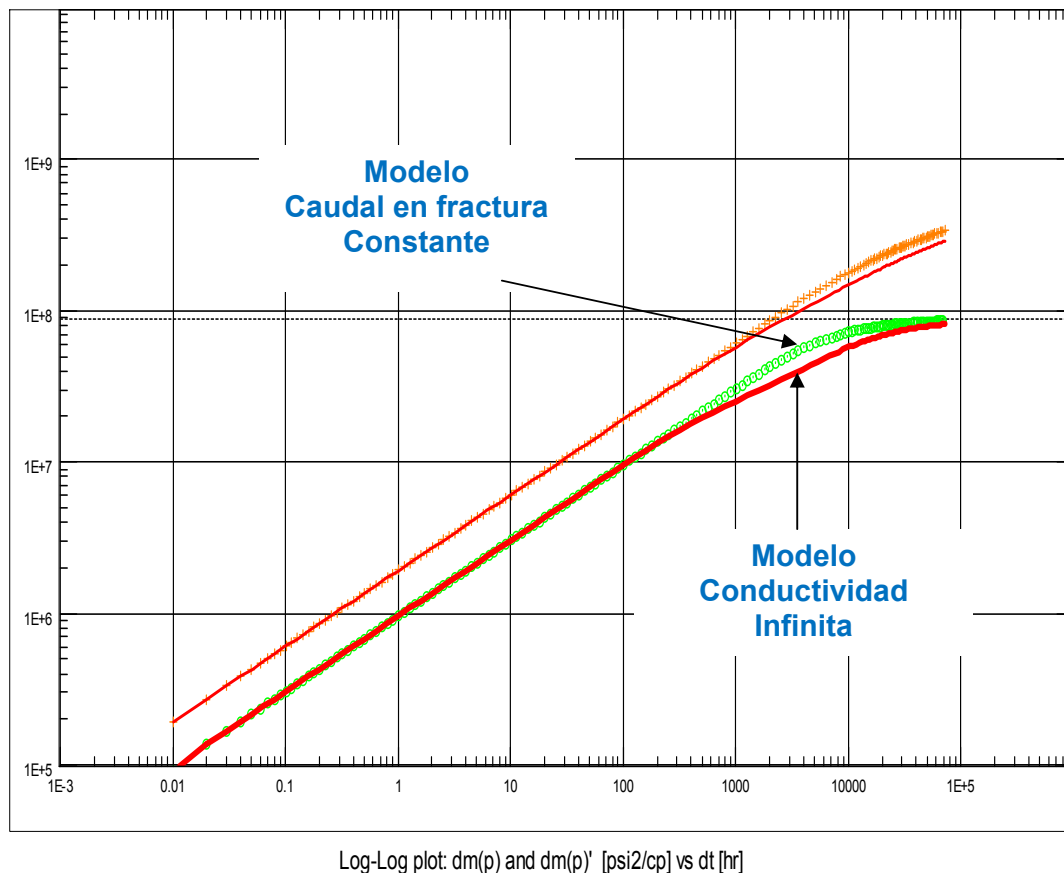


Fig.8.13. Comparación soluciones: Conductividad Infinita y Caudal Constante (Flujo Uniforme)

Como se aprecia en la Fig. 8.13, la diferencia entre una solución y la otra, está principalmente en la duración del periodo de transición entre flujo lineal y radial, que para el caso de la fractura tipo conductividad infinita es mayor.

De aquí que, y a efectos de entendimiento de este modelo, consideramos que lo explicado en la sección anterior (fractura de conductividad infinita) se aplica igualmente al caso de fractura vertical tipo caudal de fractura constante (flujo uniforme).

8.2.1.3. Fractura de conductividad Finita

De acuerdo con la literatura a la fecha, el modelo de fractura de conductividad finita debería ser el más representativo, por cuanto y en realidad, la permeabilidad de la fractura (k_f) es por lo general grande (cientos de darcies) pero no infinita.

En este modelo y a manera de resumen, la solución a la presión transiente indica que esta es dependiente de la longitud de la fractura, x_f , así como de la conductividad de misma, definida en la primera sección del capítulo. A continuación se presenta la geometría pozo-fractura-reservorio-regímenes de flujo:

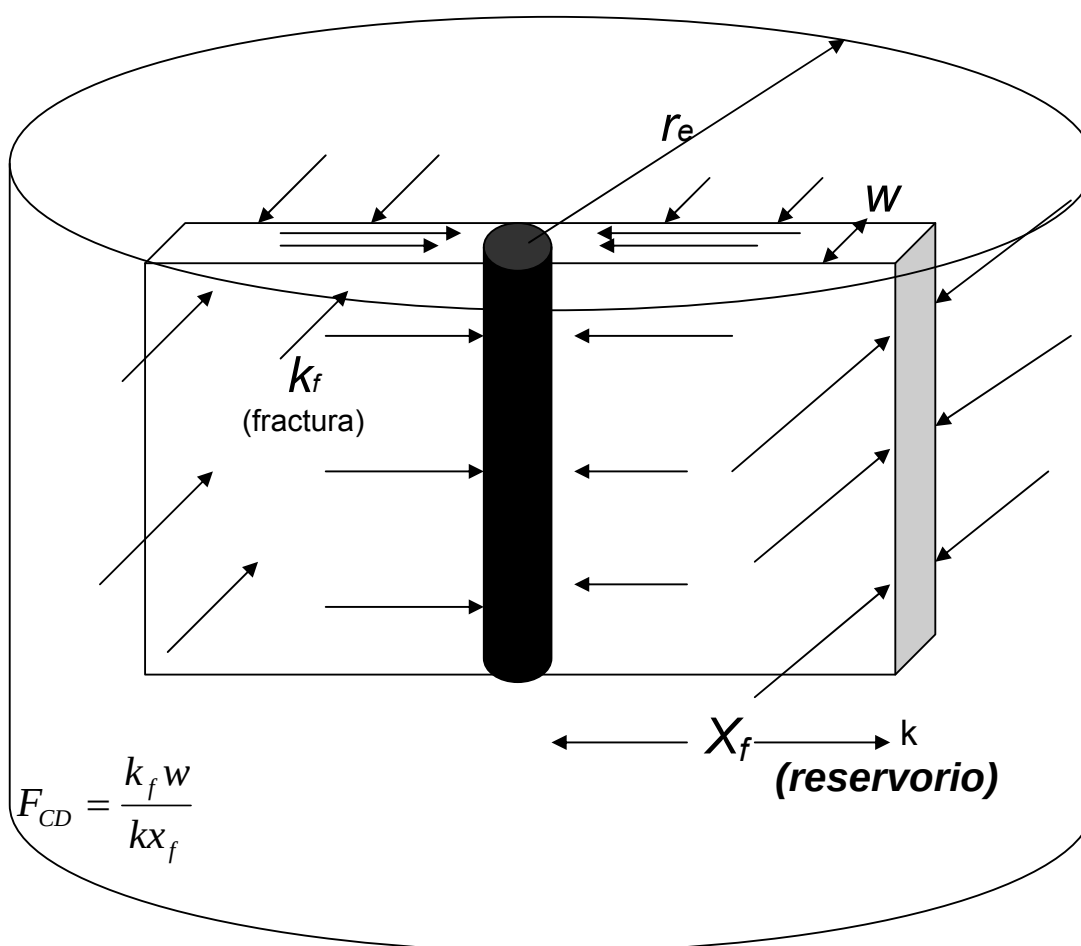


Fig.8.14. Geometría pozo-fractura-área de drenaje. Régimen de flujo tipo bilineal y lineal

En el modelo de conductividad finita, la conductividad de la fractura, es uno de los parámetros que se pueden determinar del análisis de las pruebas, así como la longitud de misma.

Dos regímenes de flujo se esperan según este modelo: Bilineal y lineal. A continuación, se presenta la solución de la presión, asumiendo una fractura hidráulica de conductividad finita de conductividad adimensional, $F_{CD} = 2$.

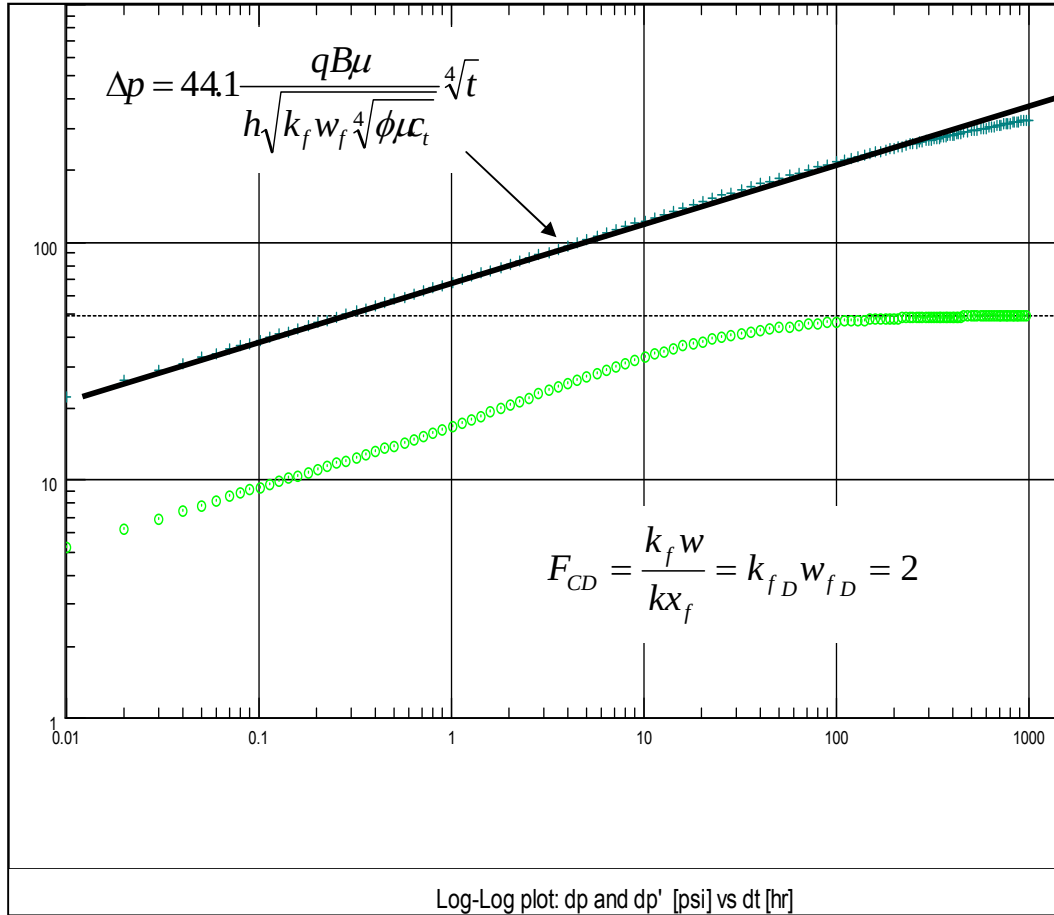


Fig.8.15. Gráfico Log-Log. Cambio de presión en función del tiempo

Como se aprecia en la Fig. 8.15, a tiempos iniciales de prueba, y en este caso durante una duración de cerca de 10 horas, la presión tiene una tendencia tipo línea recta de pendiente $\frac{1}{4}$ en grafica log-log.

En una gráfica de presión en función de la raíz cuarta del tiempo, debemos de esperar una tendencia tipo línea recta, durante las primeras 10 horas.

Se puede demostrar que la solución a la presión durante este periodo de flujo tipo "Bilinear" la presión adimensional y la derivativa vienen dadas por las expresiones (Ver Refs.4 y 6):

$$p_D = \frac{2.45}{\sqrt{(k_f w_f)_D}} \sqrt[4]{t_{Dxf}} \quad (19) \quad \frac{dp_D}{d \ln(t_{Dxf})} = \frac{1}{4} p_D \quad (20)$$

En términos dimensionales la EC.19 viene dada como:

$$\Delta p = 44.1 \frac{qB\mu}{h\sqrt{k_f w_f} \sqrt[4]{\phi\mu c_t}} \sqrt[4]{t} \quad (21)$$

La EC. 21, infiere que una grafica de Δp , en función de $\sqrt[4]{t}$, es una línea recta de pendiente llamémosla, m_{BF} , dada por:

$$m_{BF} = 44.1 \frac{qB\mu}{h\sqrt{k_f w_f} \sqrt[4]{\phi\mu c_t}} \quad (22)$$

De aquí que conociendo el valor de la pendiente, se pueda obtener la conductividad de la fractura $kfwf$.

$$k_f w_f = 1944.8 \left(\frac{qB\mu}{hm_{BF}} \right)^2 \frac{1}{\sqrt{\phi\mu c_t k}} \quad (23)$$

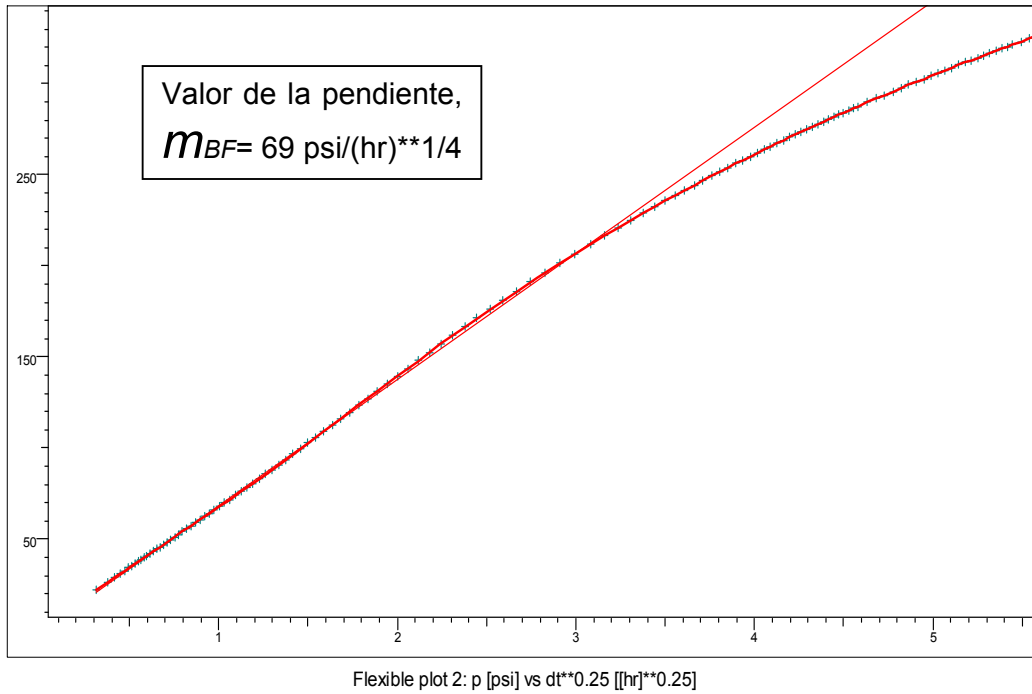


Fig.8.16. Gráfico cartesiano del cambio de presión en función de $\sqrt[4]{t}$

La Fig.8.16. muestra resultados de diseño de fractura de conductividad finita. Los datos usados para la simulación son:

$P_i = 3000$ psia, $\phi = 10\%$, $h = 30$ ft, $\mu = 0.85$ cp, $kh = 200$ md.ft, $k = 6.67$ mD, $B = 1.65$ RB/SB, $q = 100$ BPD, $k_f w_f = 2670$ md.ft, $x_f = 200$ ft, $ct = 2.10 \cdot 10^{-5}$ psi-1.

A fin de ilustrar el uso de la EC. 23, calculemos el valor de $k_f w_f$:

$$k_f w_f = 1944.8 \left(\frac{(100)(1.65)(0.85)}{(30)(69)} \right)^2 \frac{1}{\sqrt{(0.1)(0.85)(.00002)(6.67)}} = 2651 \text{ md.ft}$$

El valor obtenido mediante la fórmula, es prácticamente el mismo usado en la simulación usando programa.

En este ejemplo no se observa régimen de flujo lineal, que le sigue al bilineal. A continuación se presenta un ejemplo, en el cual se pueden observar los regímenes de flujo bilineal, transición, lineal, y transición a flujo radial tipo infinito que caracterizan este modelo:

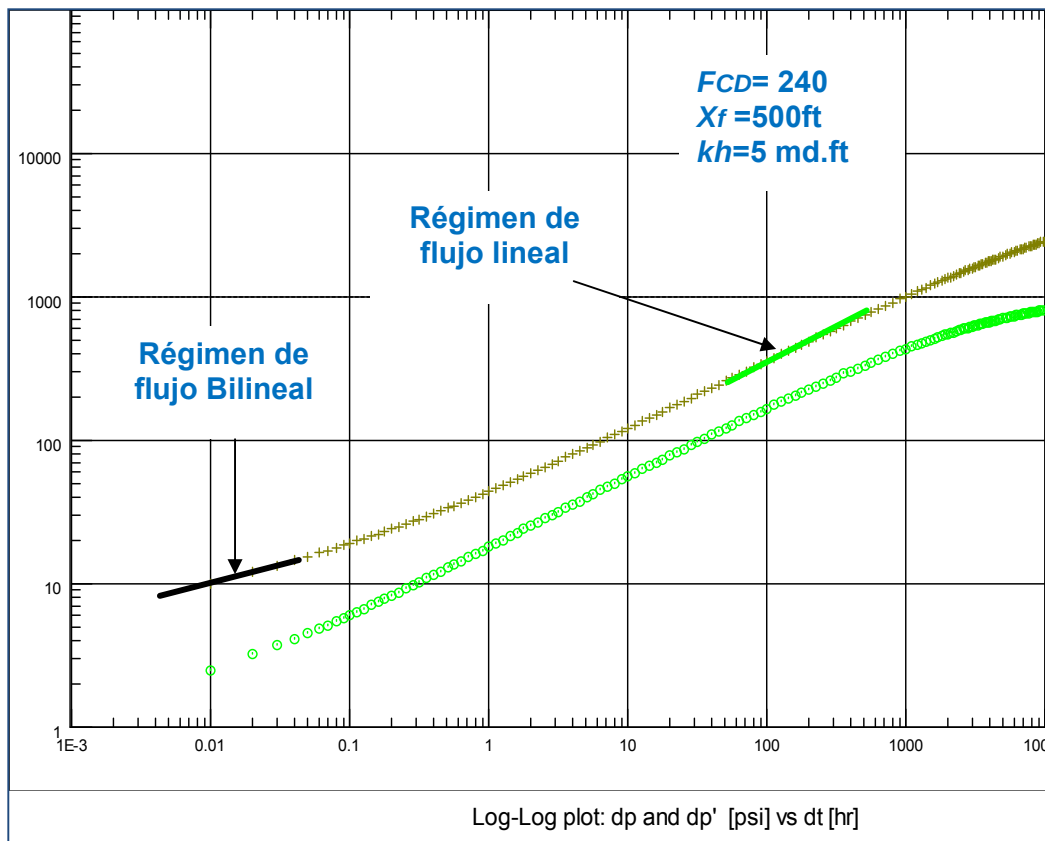


Fig.8.17. Regímenes de flujo en fracturas de conductividad finita

La Fig.8.17. muestra la solución usando modelo de conductividad finita, pero asumiendo una conductividad adimensional de fractura muy grande (240). A continuación se presenta para este caso las soluciones de fractura tipo conductividad infinita y de flujo uniforme a fin de comparar:

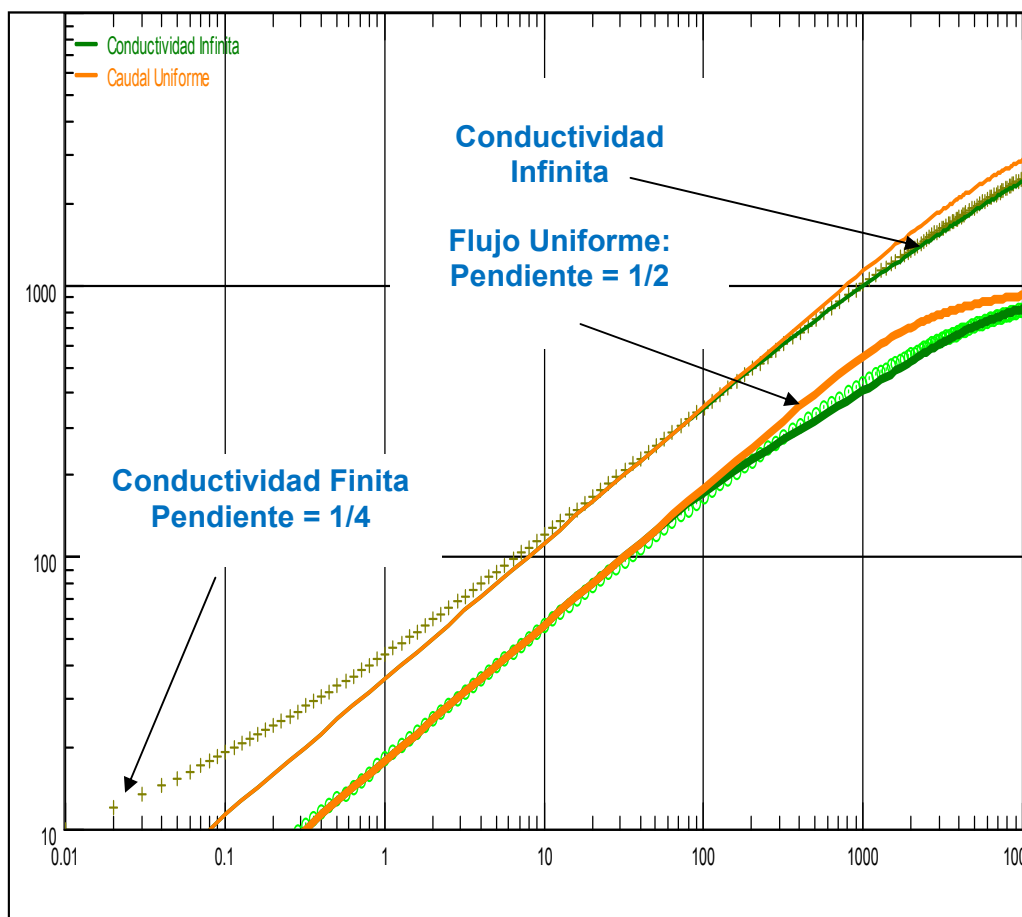


Fig.8.18. Comparación de Modelos de pozos fracturados (escala log-log)

Como se aprecia de la Fig.8.18, la diferencia está en la respuesta de la presión transiente a tiempos de inicio del ensayo: la de conductividad finita muestra tendencia de línea recta con pendiente de $\frac{1}{4}$, pero por un periodo de muy corta duración, y le sigue periodo de transición a pendiente de $\frac{1}{2}$ reflejando conducta de modelo de fractura de conductividad infinita. Esto era de esperar por cuanto el valor de la conductividad usado fue de 240, lo cual es indicativo de conductividad infinita

En cuanto al tiempo de inicio del régimen de flujo radial tipo infinito, podemos usar la expresión dada por la EC 15, válida para cualquier de los modelos usados en el ajuste. Lo mismo aplica en cuanto al estudio de límites, es decir podemos usar la solución dada por la EC. 19.

Pruebas de restauración de presión:

El tratamiento anterior, aplica a pruebas tipo fluencia, por cuanto es lo básico a fin de introducir los conceptos. Como sabemos el análisis de las pruebas se efectúa con datos de restauración de presión, de aquí que, en este caso la solución viene dada por:

$$p_{ws} = p^* - 44.1 \frac{qB\mu}{h\sqrt{k_f w_f^4 \sqrt{\phi\mu c_t k}}} \left[(t_p + \Delta t)^{0.25} - (\Delta t)^{0.25} \right] \quad (24)$$

Usando los mismos datos de reservorio y fractura del diseño anterior, se adicionó un periodo de cierre a la prueba, tal como se presenta en la siguiente figura:

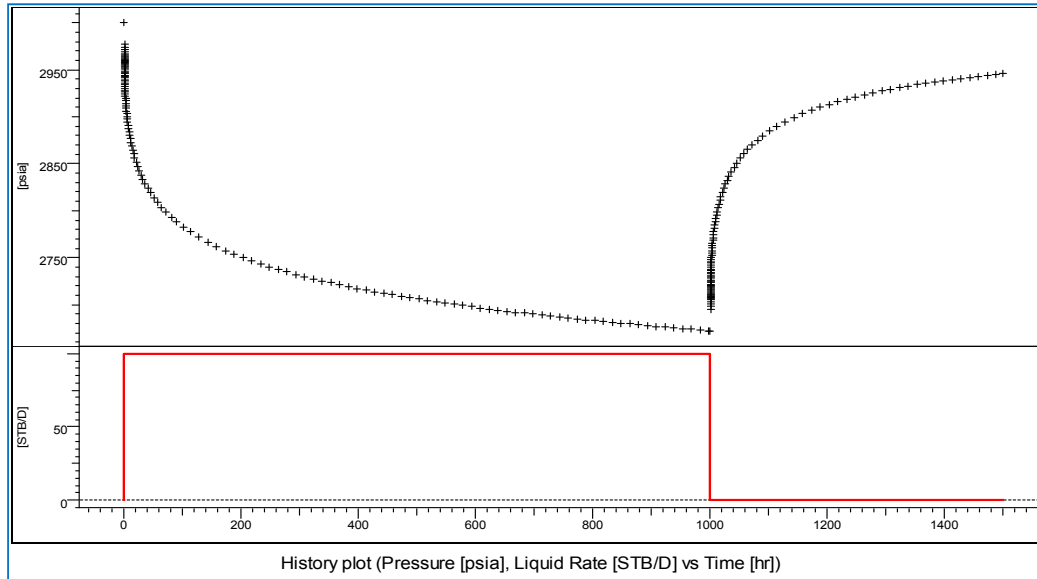


Fig.8.19. Historia de la prueba

A continuación se presenta la gráfica de análisis tipo cartesiana aplicada al periodo de cierre:

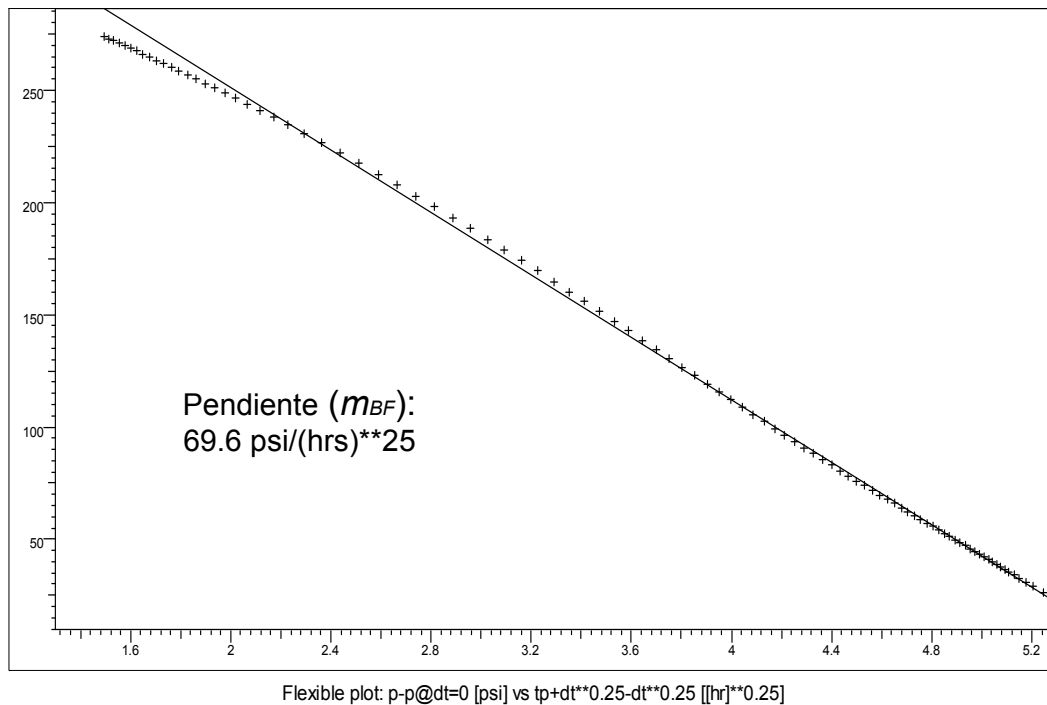


Fig. 8.20. Gráfica tipo Horner. P_{ws} vs $\left[(t_p + \Delta t)^{0.25} - (\Delta t)^{0.25} \right]$

Compruebe, usando los datos de restauración de presión, que se obtiene el mismo valor para el producto $k_f w_f$, que se obtuvo del análisis de los datos de fluencia. Como se aprecia en la Fig.8.20, el valor de la pendiente de la línea recta en la gráfica tipo Horner es de 69.6 psi/(hrs)^{0.25}.

En el ejemplo simulado presentado anteriormente, el régimen de flujo radial tipo infinito, se obtiene a partir de las 29.5 horas (error del 1%).

Igualmente hay datos disponibles durante este periodo a fin de efectuar análisis. En esta caso se puede aplicar técnicas convencionales ya vistas en el capítulo 3 y determinar cuál es la permeabilidad del reservorio, así como el daño (el cual será negativo como es de esperar). En la siguiente gráfica se presenta gráfica semi-log aplicada al periodo de flujo radial y los resultados del análisis:

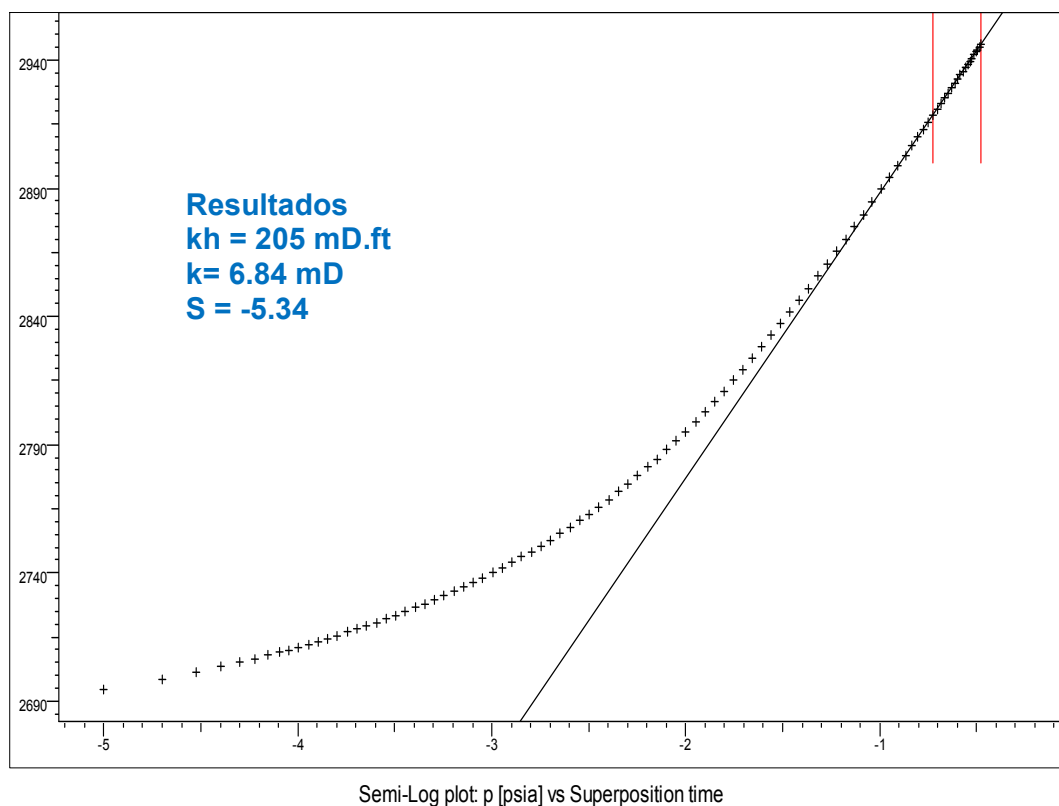


Fig.8.21. Gráfica tipo Horner aplicada a periodo final de flujo radial tipo infinito

Los valores obtenidos del análisis son prácticamente iguales a los usados en la simulación. Usando el valor de la permeabilidad se puede estimar la longitud de la fractura.

Sin embargo, la determinación de la longitud de fractura x_f , mediante concepto de radio de pozo equivalente dado por la EC 5, en este caso no aplica, por cuanto la conductividad adimensional de la fractura no es grande (mayor que 20 por ejemplo). Haciendo uso de correlaciones (Ver Ref.1), se tiene que para una conductividad adimensional (FCD) de 2, como es nuestro caso, el radio de pozo efectivo es igual a 0.3, de aquí que:

$$r'_{wD} = \frac{r'_w}{x_f} = 0.3 \quad \text{por lo tanto} \quad x_f = \frac{r'_w}{0.3} = r_w^{e-s} = \frac{0.25e^{-(5.34)}}{0.3} = 173 \text{ ft}$$

El valor así obtenido para x_f , no es el valor de la longitud de la fractura, ya que esta es un 20 % de error, sin embargo es un mejor estimado que el obtenido de usar la relación de radio de pozo equivalente, válido para conductividad infinita que nos daría un valor de 104 ft.

8.3. Daño de fractura y efecto de almacenamiento de pozo

Como se mencionó en la sección inicial, debemos asegurarnos de lograr una conductividad de fractura, tal que el valor adimensional de la misma sea al menos de 2. En muchos casos la fractura puede que no sea la esperada según diseño, ya que puede resultar que la misma esté dañada.

El daño puede deberse a varios factores, al igual que en el caso de pozos sin fractura, como se explicó en el capítulo tres. Los factores más importantes que pueden ocasionar daño en fracturas son

1. Que la permeabilidad de la fractura en la zona cercana al pozo, k_{fd} , no sea igual a la del resto de la fractura, k_f . Este efecto se conoce como fractura “estrangulada” (choked fracture).
2. Invasión de fluido en el reservorio en la cara de la fractura. Esta situación crea daño, debido a que el fluido ó polímeros puede penetrar el reservorio y reducir su permeabilidad en la región de contacto de la fractura con el reservorio. Este efecto se conoce como daño en la cara de la fractura
3. Daño por penetración parcial, es decir, el alto de la fractura es menor que el espesor de la formación

A continuación se ilustran los dos primeros efectos (vista en planta)

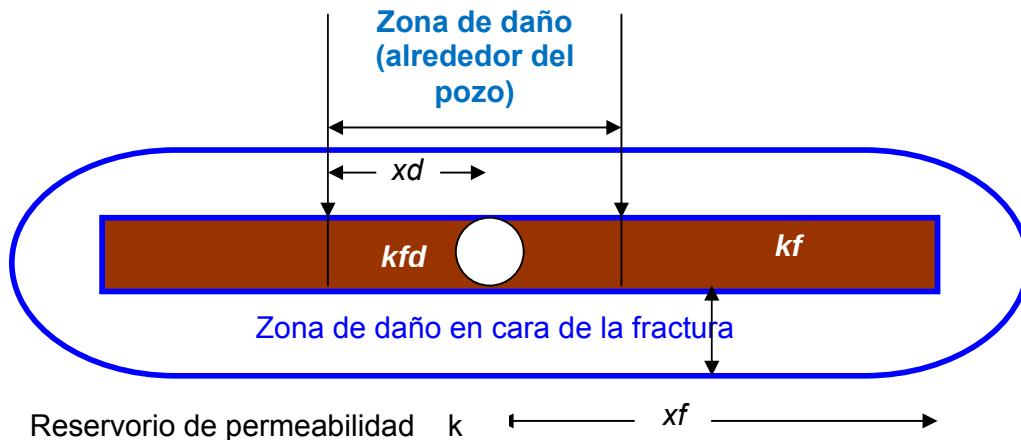


Fig.8.22. Ilustración Efecto de daño

El efecto de daño, y dependiendo del tipo, puede causar una caída de presión adicional a la solución de la presión esperada sin daño, tal como se explicó en el capítulo 3, ó puede reducir la productividad esperada del pozo, con base al diseño de la fractura.

A continuación se presenta la solución a la presión considerando varios valores de daño y su efecto:

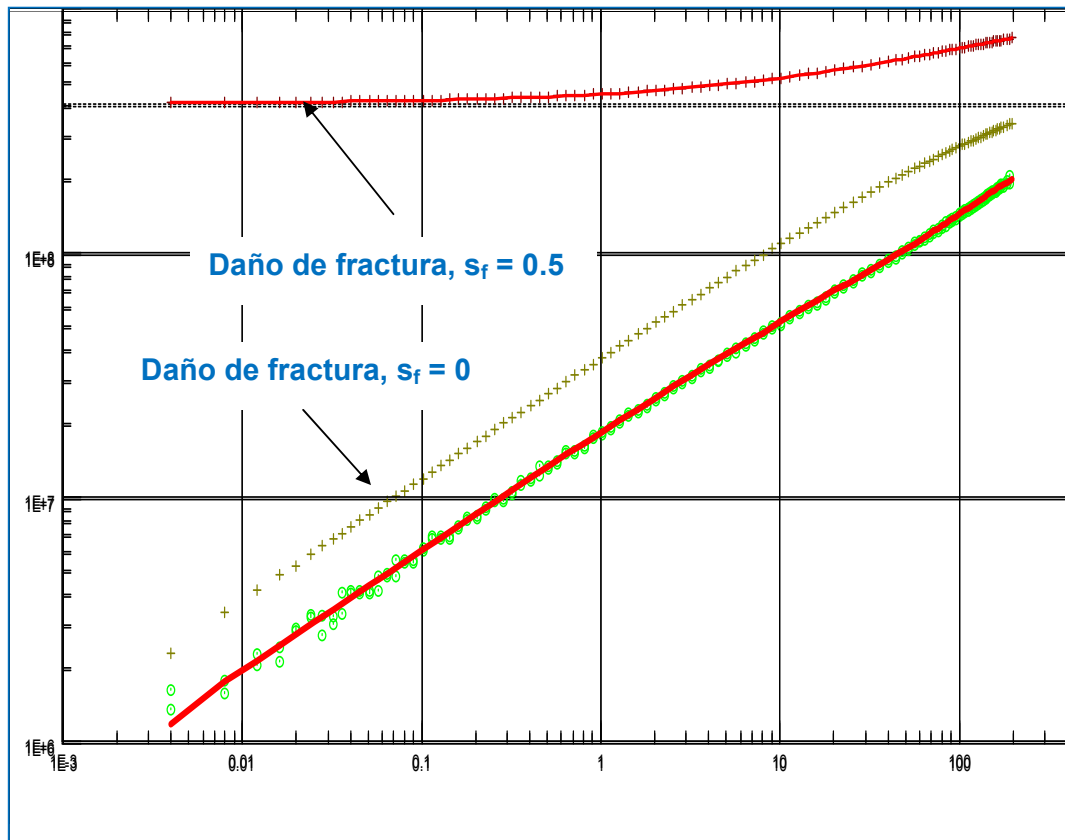


Fig.8.23. Efecto de daño. Fractura de conductividad Infinita

Como se aprecia en la Fig.8.23, el efecto en la presión es aditivo. Sin embargo no hay efecto en la presión derivativa como era de esperarse. El rango de valores para el daño de fractura adimensional está entre 0 y 1.

En cuanto al efecto de almacenamiento de pozo, al igual que en los pozos que no están hidráulicamente fracturados, y dependiendo de su magnitud, claro está, se prevé la distorsión de los datos de presión al inicio de la prueba.

El efecto de almacenamiento de pozo, al igual que el daño pueden distorsionar la conducta de la presión que imposibilita en algunos casos la identificación del régimen de flujo, en este caso distinguir el bilineal del lineal. A continuación se presenta ejemplo del efecto de almacenamiento de pozo, en los datos de presión durante un periodo de cierre:

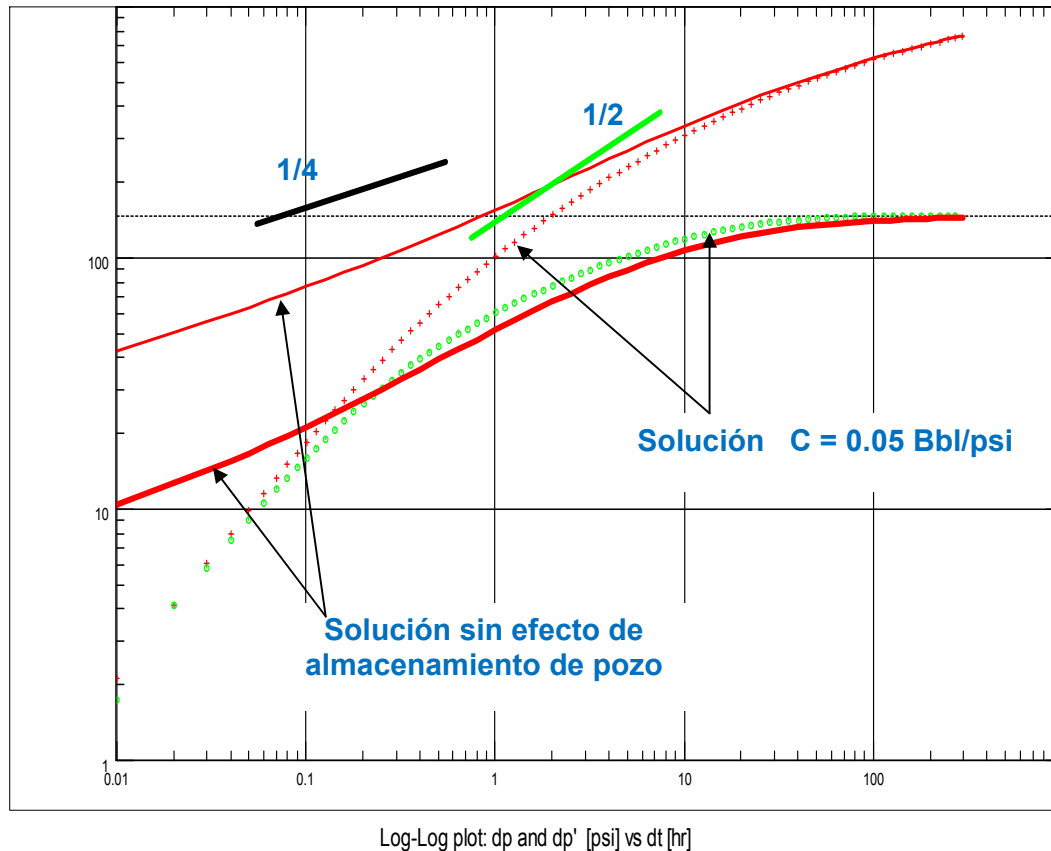


Fig. 8.24. Efecto de almacenamiento de pozo. Modelo Fractura de conductividad finita

Como se aprecia por inspección visual de la Fig.8.24, el efecto de almacenamiento de pozo imposibilita la identificación visual del régimen de flujo bilineal, característico de modelo de fractura de conductividad finita. Igualmente se observa una distorsión en la presión derivativa, causada por el efecto de almacenamiento de pozo.

De ser este un caso de campo (y los datos aunque simulados representan condiciones de pozo fracturado), el no considerar el efecto de almacenamiento de pozo, se intentaría el ajuste de los datos con modelo de conductividad infinita, es decir basamos el diagnostico en la zona de datos de presión, cuya tendencia es de línea recta de pendiente de $\frac{1}{2}$.

El efecto combinado de almacenamiento de pozo y daño, puede distorsionar aun más la resolución, en cuanto al diagnostico de regímenes de flujo de pozo fracturados.

A continuación se presenta un caso que está basado en datos de campo, y cuyo análisis se efectúa en la sección final de este capítulo:

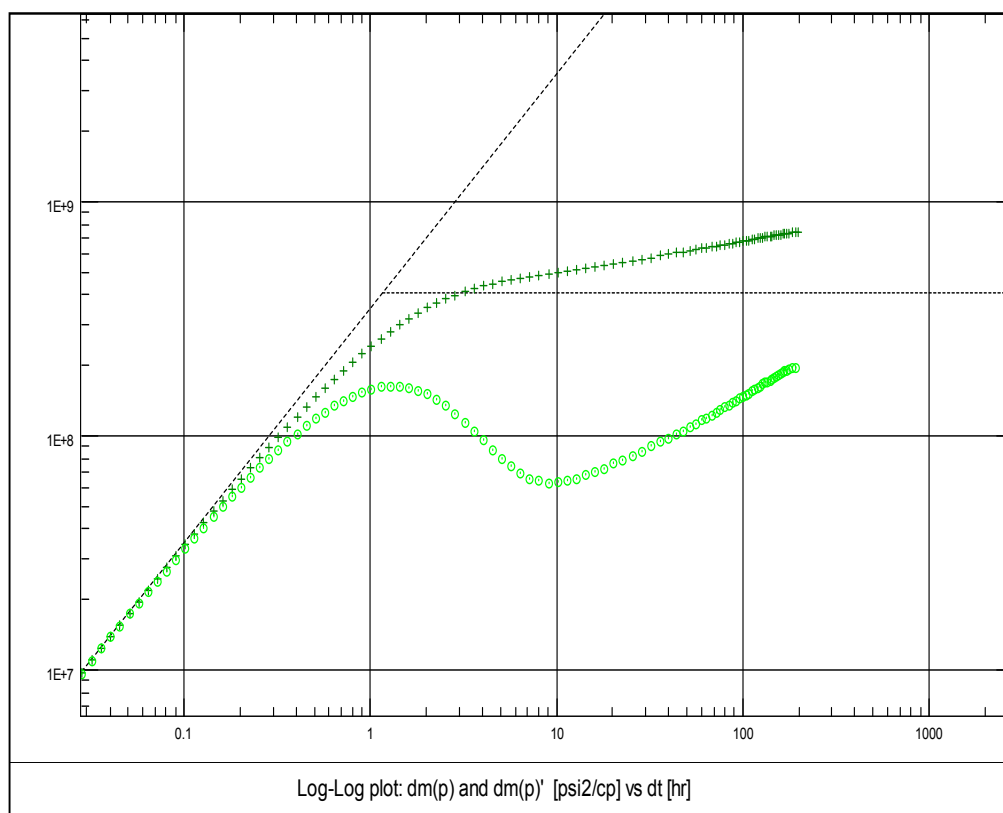


Fig.8.25. Efecto combinado de almacenamiento de pozo y daño ($s = 0.5$ y $C=0.078\text{Bbl/psi}$)

Basados en la respuesta mostrada por el cambio de presión y su derivativa, no podríamos inferir, según diagnóstico tipo inspección visual, que el pozo fue sometido a trabajo de fractura hidráulica. Claro que en este caso, la realización de la fractura es un hecho físico y se asumiría como hipótesis en el análisis de los datos/

8.4. Análisis de datos-ejemplos

En esta sección presentaremos dos ejemplos inspirados en datos de campo, a fin de ilustrar la metodología de análisis de datos.

8.4.1. Caso 1

Los datos de presión son simulados, pero se basan en parámetros de reservorio y caudales obtenidos del análisis de un ensayo de restauración de presión, realizado en un pozo que fue hidráulicamente fracturado, es decir, usando los valores de los parámetros de reservorio, fluido, conductividad y longitud de fractura, que se presentan en el ejemplo de campo C (Ver. Ref.6), se construyó la historia de la prueba, en cuanto a la secuencia de eventos: flujo y cierre y las presiones.

Luego de efectuar trabajo de fractura, el pozo mantuvo un caudal de producción de 220 BPD, durante 2000 horas, luego se realizó periodo de cierre

del pozo durante 300 horas, a fin de evaluar la condición de productividad del pozo, principalmente reflejada en el incremento en la producción, y verificar si los valores obtenidos para la longitud y conductividad de fractura son los esperados según diseño.

Datos de reservorio y fluido: $h = 49$ ft, $\phi = 15$ %, $\mu = 0.8$ cp, $ct = 17.6(10^{-6})$ psi $^{-1}$, $B = 1.2$ RB/STB, $r_w = 0.25$, la permeabilidad del reservorio no se conoce (la efectiva)

A continuación se presenta historia de la prueba:

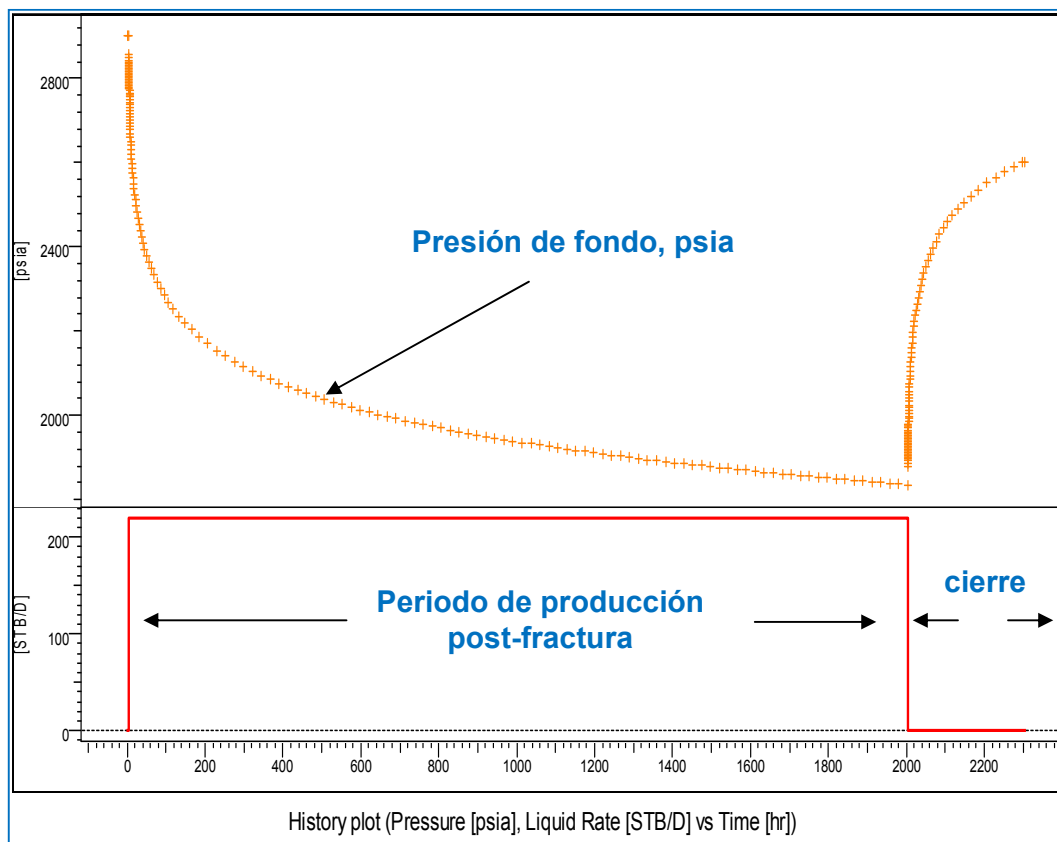


Fig. 8.26. Historia de producción y presiones. Caso 1

Método de análisis de datos (se asume que los datos de presión tienen la calidad de medición, según las especificaciones del sensor de presión usado):

1. Inspección visual de graficas de diagnostico log-log y semi-log
2. Elección posibles modelos de análisis
3. Reconstrucción historia de presiones del ensayo o prueba, usando los parámetros calculados del análisis
4. integración y evaluación de la información obtenida con geología, producción y reservorios

A continuación se muestran las gráficas de diagnostico:

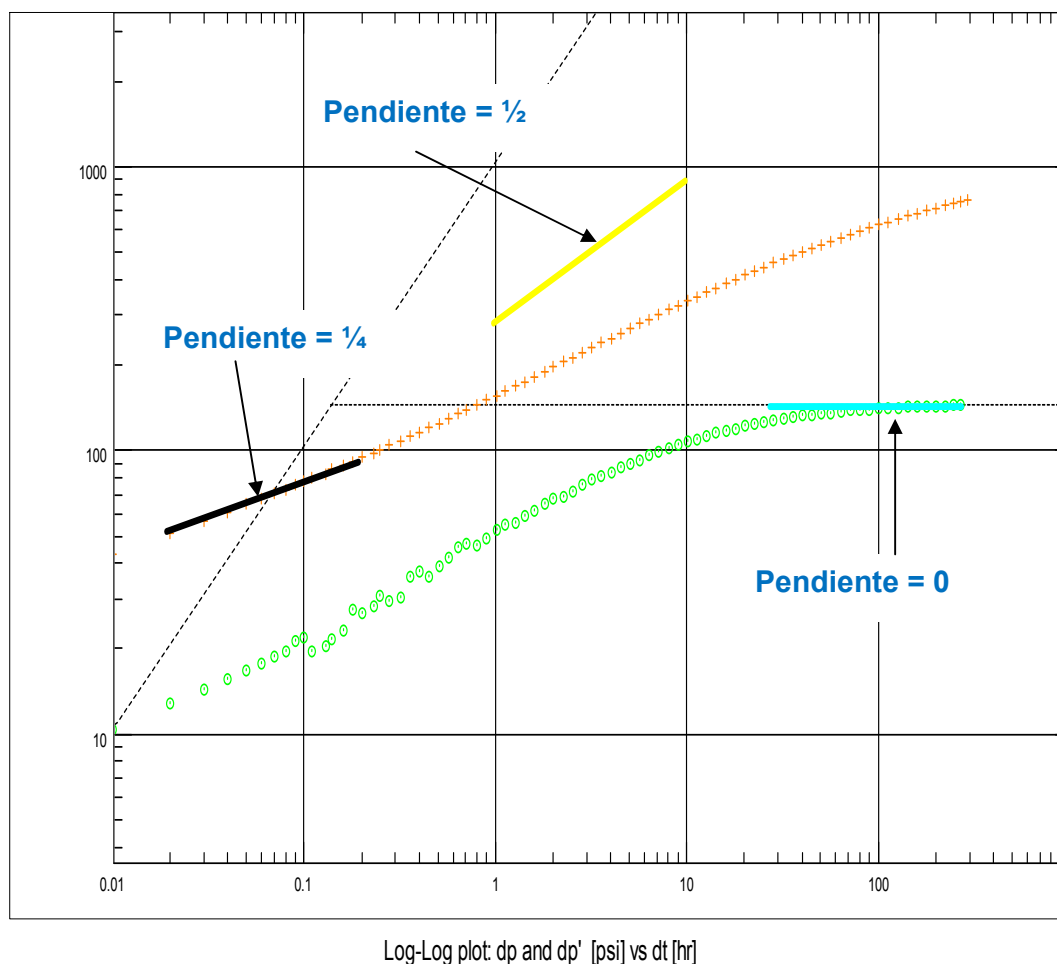


Fig. 8.27. Diagnostico tipo Log-Log.

Mediante inspección visual de la Fig. 8.27, se infiere tendencia de la presión y derivativa a ser paralelas hasta las 10 horas de cierre aproximadamente. Esto puede ser indicativo de conducta de fractura hidráulica: al inicio se presenta régimen de flujo tipo bilineal (pendiente de $\frac{1}{4}$) que dura hasta las 0.2 horas a partir del comienzo del cierre. Flujo tipo radial infinito comienza a las 28 hrs. (con 1 % de error). No se aprecia conducta de flujo tipo lineal de pendiente $\frac{1}{2}$. Se presenta a fines de comparación visual, línea de tendencia asociada con flujo lineal, el cual no se presenta en los datos. Usando grafica tipo cartesiana aplicada durante el periodo de flujo bilineal, se obtiene que la conductividad de la fractura es de $k_f w_f = 896 \text{ mD.ft}$

Dado que no se observa flujo tipo lineal, el valor de la longitud de la fractura no es posible de determinar directamente. Sin embargo y basados en el concepto de radio de pozo equivalente, sabemos que el mismo está relacionado con la longitud de la fractura, para el caso de conductividad de fractura infinita., el radio equivalente es igual a $x_f/2$.

En este caso tenemos información del yacimiento, que se puede obtener del periodo de flujo radial. Podemos calcular el daño de pozo, y su valor está relacionado con la longitud de la fractura mediante el concepto de radio de

pozo equivalente. Aplicando método tipo Horner se obtienen los siguientes resultados

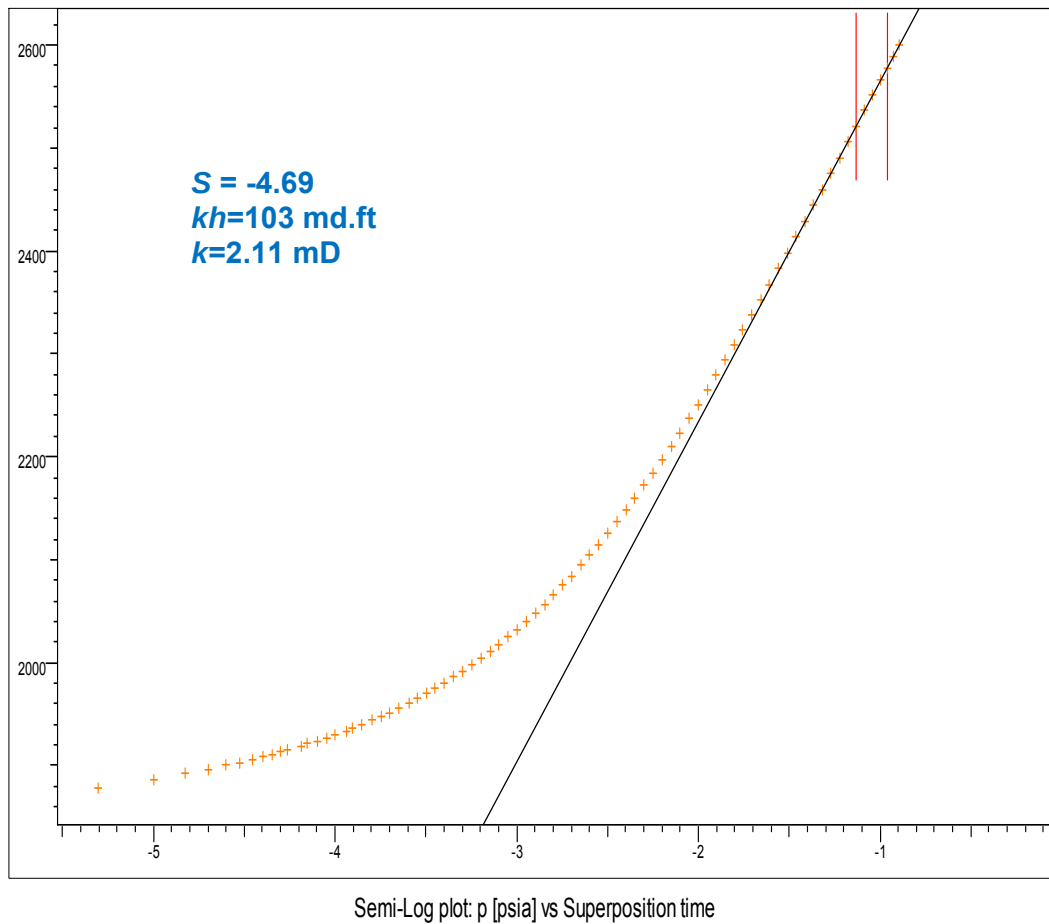


Fig.8.28. Análisis tipo Horner aplicado al periodo de flujo tipo radial

Aplicando el concepto de radio de pozo equivalente tenemos que:

$$x_f = 2r_w e^{-s} = 2(0.25)e^{-(-4.69)} = 54 \text{ ft}$$

Este valor debe de considerarse como un mínimo, por cuanto no sabemos si la fractura se comporta como de conductividad infinita.

A continuación se presentan los resultados del ajuste, usando modelo de conductividad finita y modelo de almacenamiento de pozo y daño (es decir la fractura se modela como daño negativo) a fines de comparación:

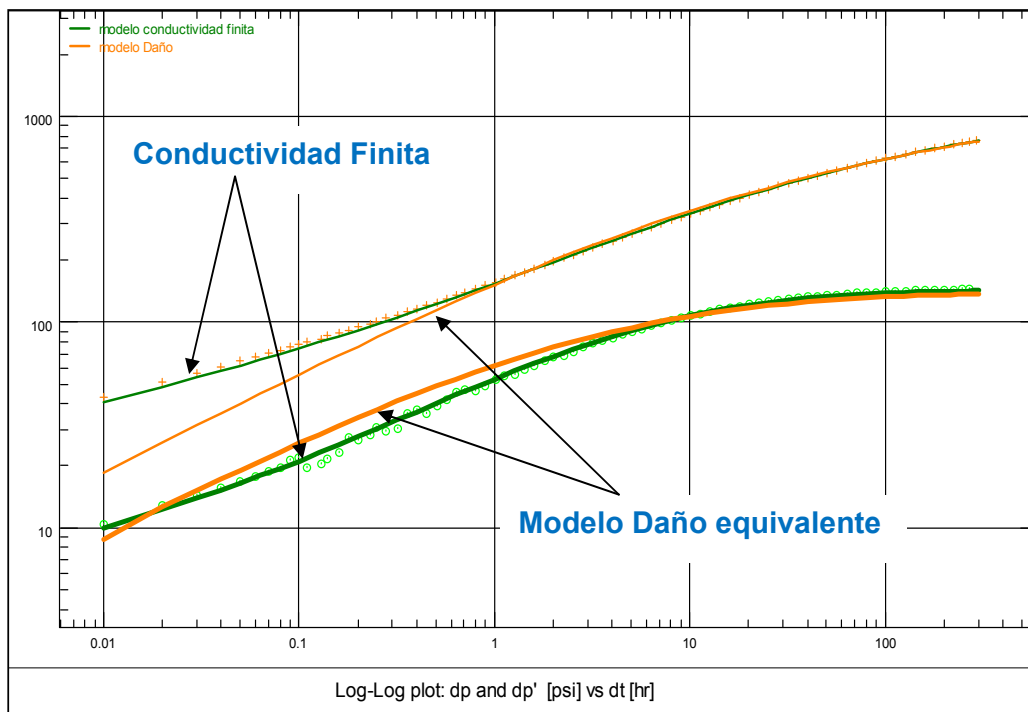


Fig.8.29. Ajuste de los datos mediante dos modelos

Al efectuar ajuste de esta manera y con el software, el cual está provisto de análisis de regresión de datos, a fin de asegurar un ajuste de calidad, garantiza que aun y cuando no se observe flujo lineal por inspección visual, el mismo puede que este distorsionado e incluido en regímenes de transición hacia el flujo radial tipo infinito.

A continuación se presenta el ajuste obtenido, usando los dos modelos (daño y conductividad finita), así como la simulación de la historia de la prueba:

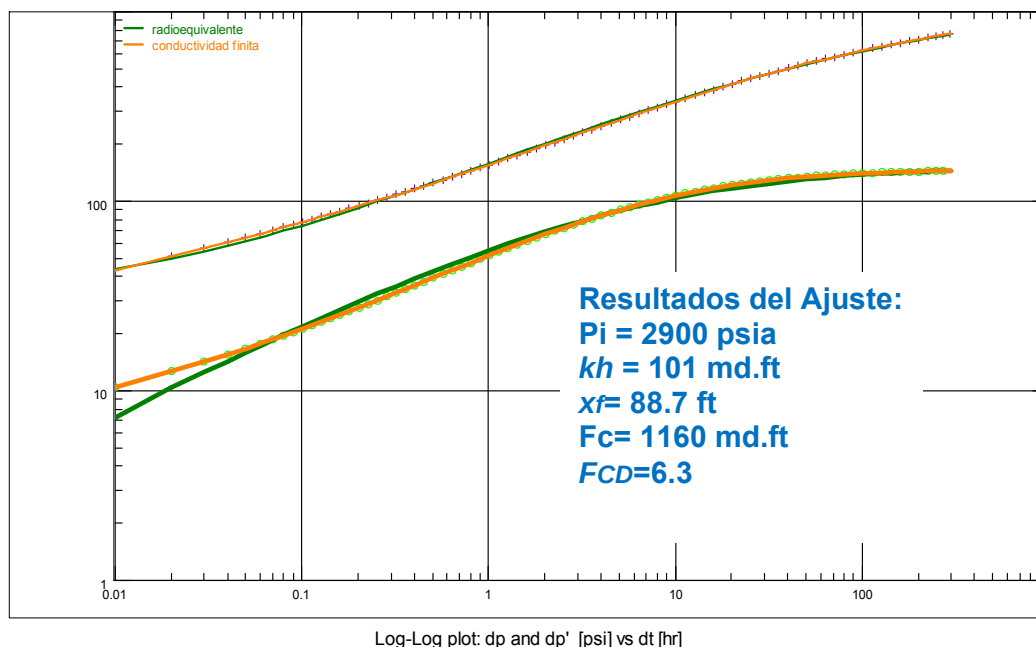


Fig.8.30. Ajuste de los datos mediante técnica de curva tipo

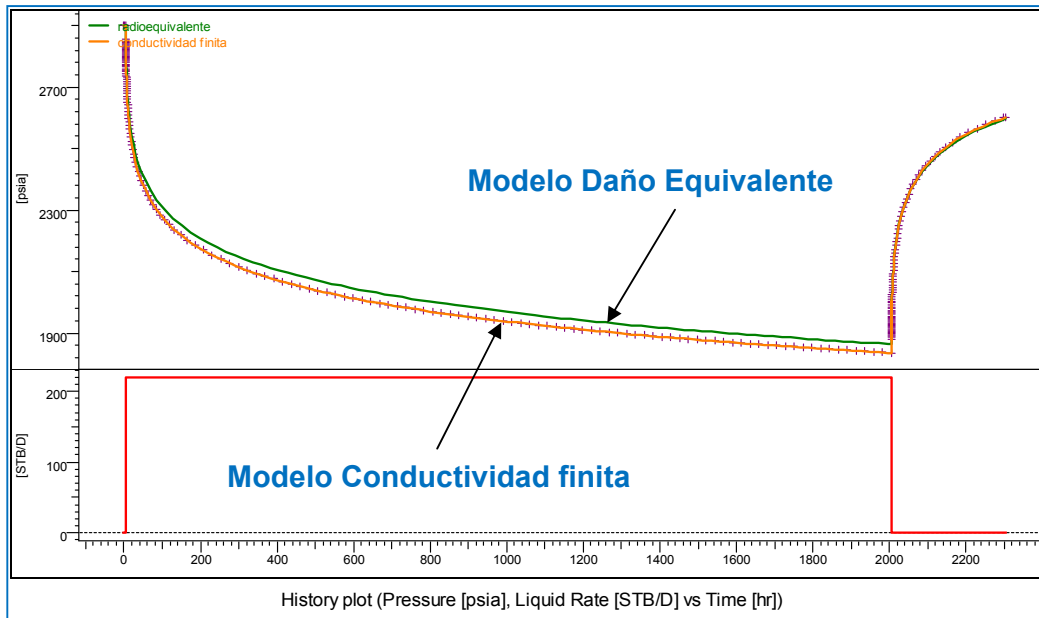


Fig.8.31. Simulación historia de la prueba

Como se muestra en la Fig.8.31, comparando los resultados obtenidos de los dos modelos, el de conductividad finita es el que mejor reproduce la historia de presiones de toda la prueba, y esta es la solución que debemos considerar como la más acertada. El valor para la conductividad adimensional en este caso es de 6.3, lo cual nos indica que no es de conductividad infinita (valores deben de ser mayores que 50)

8.4.2. Caso 2

Al igual que el caso anterior, en este caso se presenta un ejemplo de prueba inspirado en datos de campo. Se trata de un pozo terminado en yacimiento de gas de muy baja permeabilidad. A continuación se presenta la historia del ensayo:

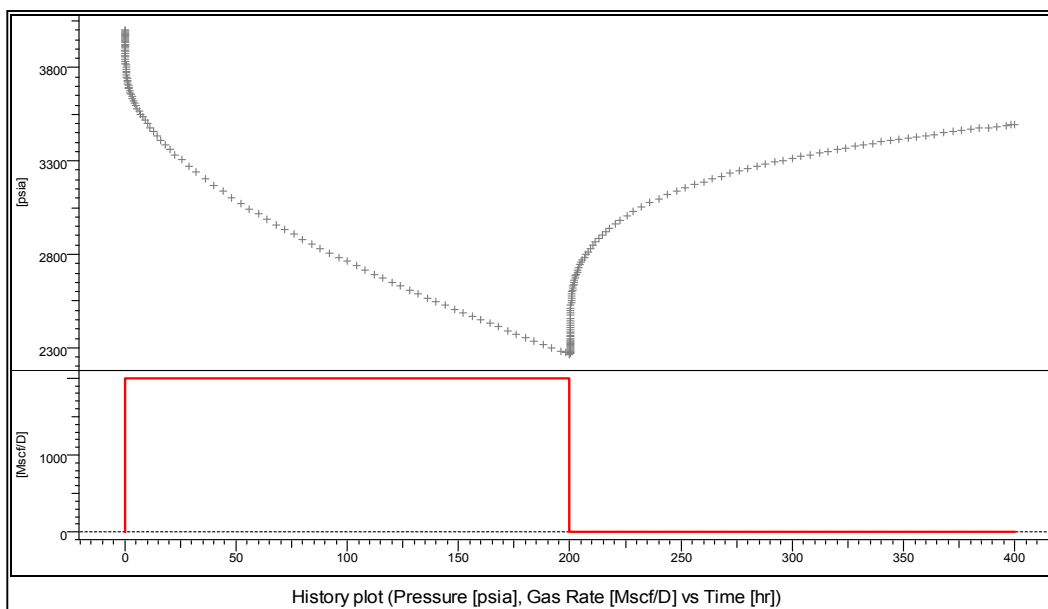


Fig.8.32. Historia del ensayo

El pozo, luego del trabajo de fractura, se mantuvo en producción durante 200 horas a un caudal 2 MMscf/d. Luego se procedió a un periodo de cierre de 200 horas de duración.

Los datos usados para este ejemplo son:

$P_i = 4000$ psi, $T = 200$ °F, $r_w = 0.35$ ft, $h = 50$ ft, $\phi = 10\%$, reservorio de gas. (tight gas). Gravedad específica 0.63. $c = 2.05(10^{-4})$ psi⁻¹.

Al igual que en el caso anterior, lo primero a realizar es la inspección visual de las gráficas de diagnóstico: log-log y cartesiana. Sabemos que en el caso de pozos hidráulicamente fracturados, se espera tendencia de la presión tipo línea recta, en escala cartesiana de la presión en función de la raíz cuadrada ó cuarta del tiempo de prueba. A continuación se presenta las gráficas de diagnóstico aplicadas al periodo de cierre:

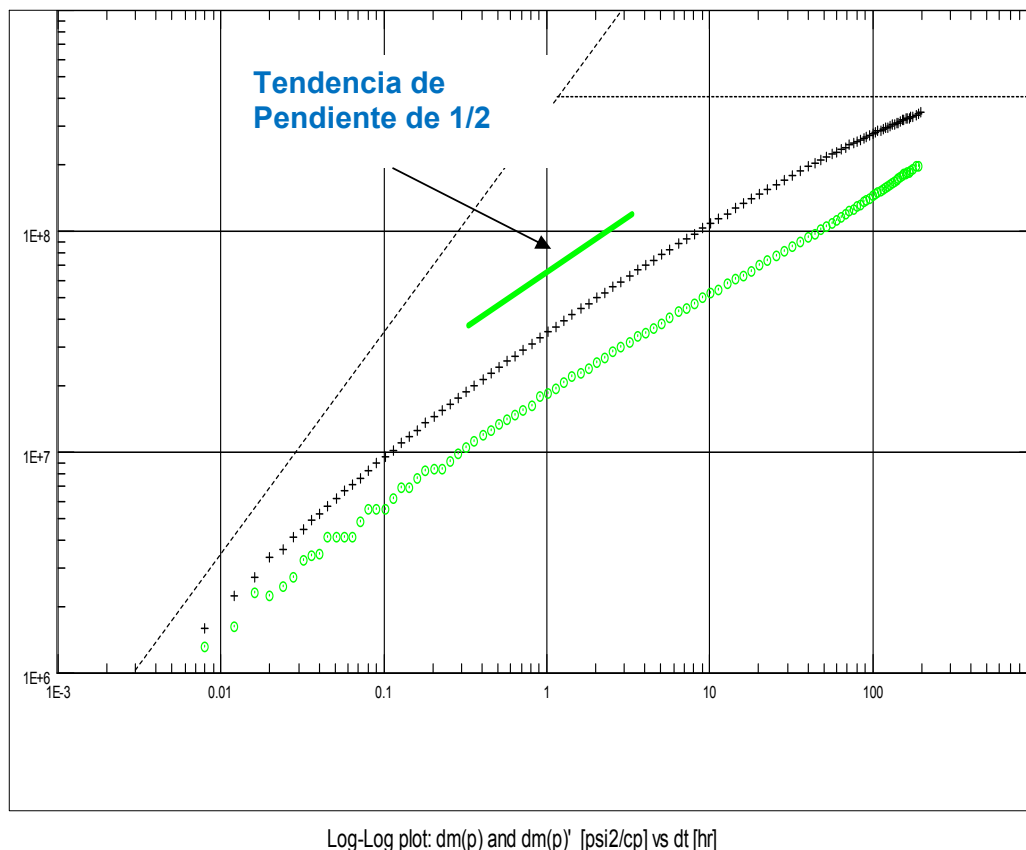


Fig.8.33. Gráfica de diagnóstico Log-Log.

Como se puede apreciar mediante inspección visual de la Fig. 8.33, se presenta efecto de almacenamiento de pozo, seguido de tendencia tipo lineal de la presión en esta escala, que en principio es indicativo de trabajo de fractura. La permeabilidad del reservorio no se conoce, ya que no se realizó prueba, sin embargo basados en el análisis del ensayo de injectividad, que por

lo general se efectúa previo al trabajo de fractura, se infiere que la misma esta en el orden de centésimas de milidarcies. (se estima en 0.03 mD)

El diagnostico de conducta tipo lineal y de pendiente $\frac{1}{2}$, nos indica que los modelos posibles de ajuste puede ser los de: conductividad infinita, flujo uniforme ó conductividad finita (pero con un valor alto de la conductividad)

Dado que la presión tiene tendencia de pendiente de $\frac{1}{2}$, como se aprecia por inspección visual, sabemos que la grafica cartesiana correspondiente, es decir de la presión en función de la expresión de la raíz cuadrada del tiempo de cierre, debe de presentar conducta tipo lineal en donde aplica. Según gráfico log-log, la conducta tipo pendiente de $\frac{1}{2}$, se aprecia entre 0.4 horas a 25.5 hrs. Esto permite identificar el trazado de la línea recta correcta en la grafica cartesiana.

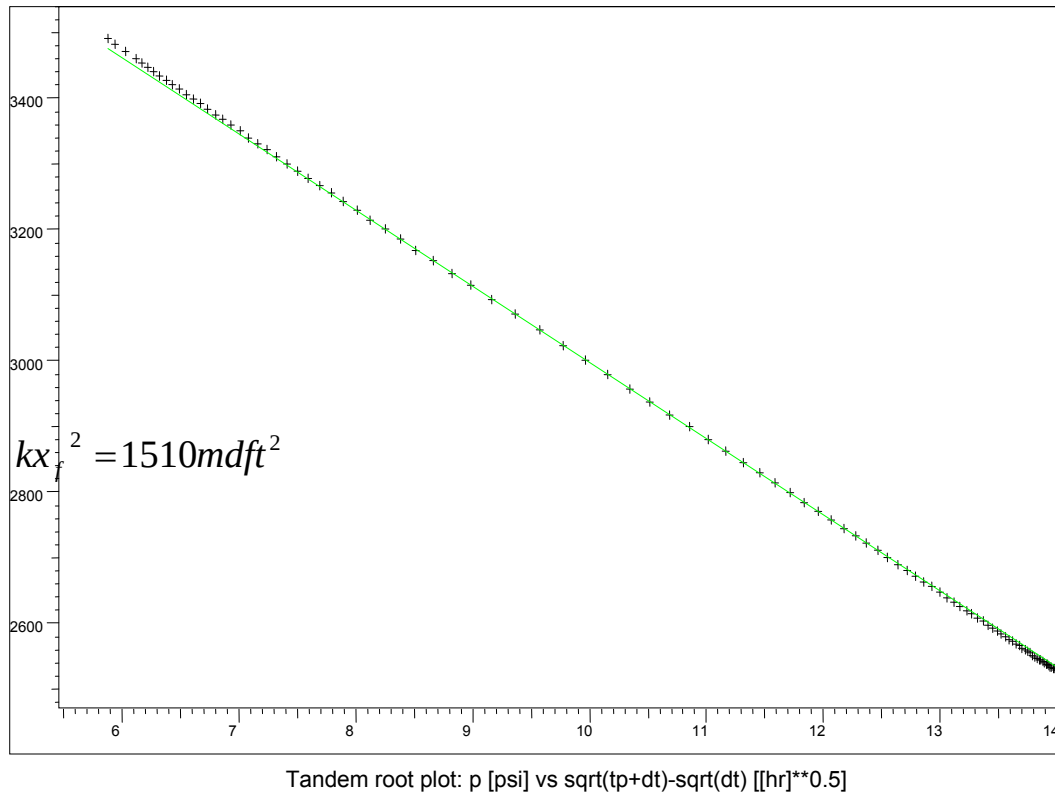


Fig.8.34. Presión de cierre vs. $\left[\sqrt{(t_p + \Delta t)} - \sqrt{\Delta t} \right]$

Dado que el valor de la permeabilidad del reservorio no la conocemos, con certeza, usaremos el valor obtenido del ensayo de injectividad: $k = 0.03$ md, de aquí que el valor de la longitud de la fractura sea de

$$x_f = \sqrt{\frac{kx_f^2}{k}} = \sqrt{\frac{1510}{0.03}} = 224 \text{ ft}$$

Ya que se trata de una fractura de conductividad infinita, se tiene que $r'_w = \frac{x_f}{2}$, en donde

$r'_w = r_w e^{-s}$, de aquí que la fractura puede considerarse como un pozo de un daño igual a

$s = -\ln\left(\frac{r'_w}{r_w}\right)$, que aplicado a nuestro ejemplo, es igual a:

$$s = -\ln\left(\frac{224}{(2)0.35}\right) = -5.77$$

A continuación se presenta el ajuste de los datos mediante técnica de curva tipo, usando el programa (se aplica método de regresión para la optimización del ajuste) con los tres modelos de fractura existentes, a fin de comparar resultados:

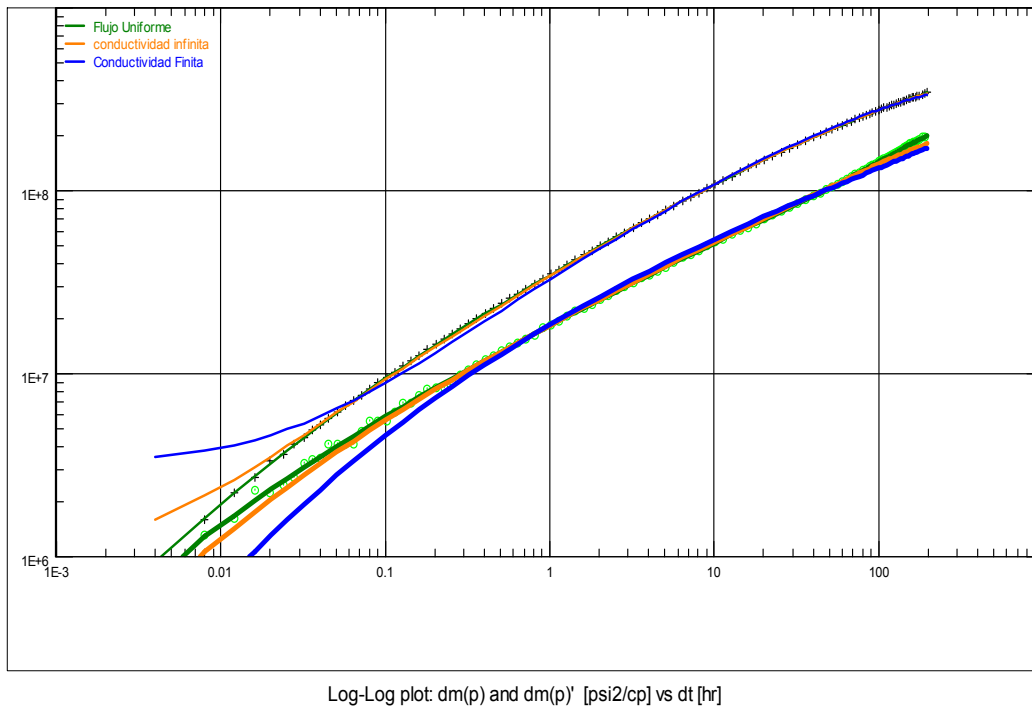


Fig.8.35. Ajuste de los datos mediante tres modelos de fractura

Los valores obtenidos para los parámetros de reservorio y fractura, usando los tres modelos, se presentan a continuación:

Modelo	k (mD)	X_f (ft)	F_c (mD.ft)
Flujo Uniforme	0.0496	222	infinita
Conductividad Infinita	0.0159	374	infinita
Conductividad Finita	0.019	325	3390 (infinita)

Basados en inspección visual de la figura 8.35., pareciera que el modelo que definitivamente logra un mejor ajuste de todos los datos, es el de fractura tipo flujo uniforme.

A continuación se presenta la simulación de la historia del ensayo usando los tres modelos:

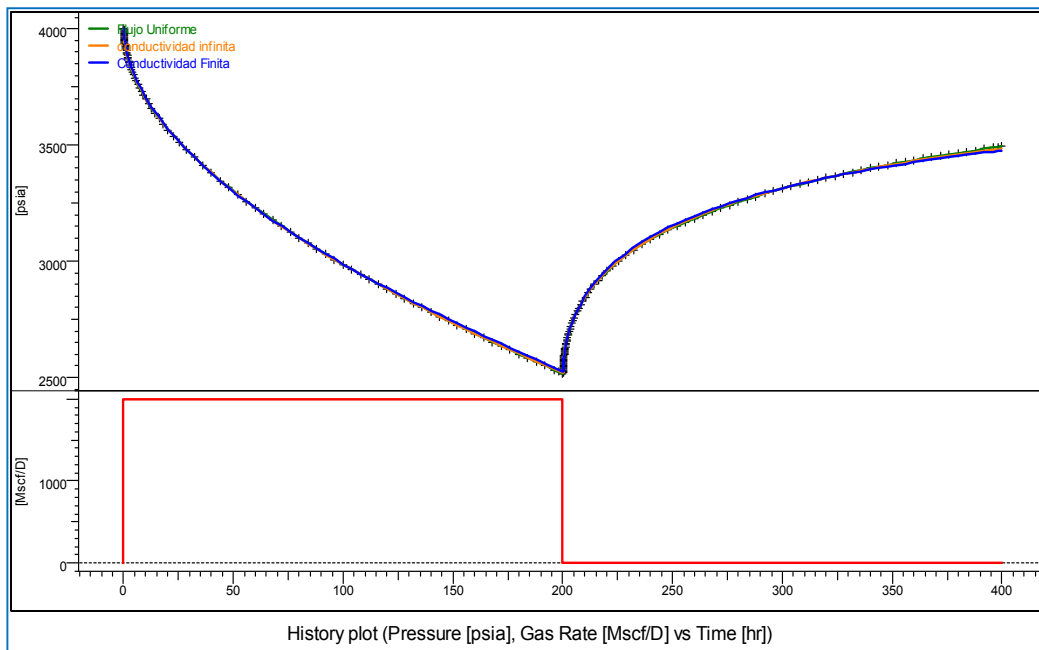


Fig.8.36. Simulación historia del ensayo usando los tres modelos

Como se aprecia en la Fig.8.36. los tres modelos reproducen la historia de presiones de la prueba a simple vista. Sin embargo el modelo de fractura tipo flujo uniforme, sigue siendo el mas representativo, como se puede apreciar si amplificamos la grafica, en por ejemplo, la parte final del cierre.

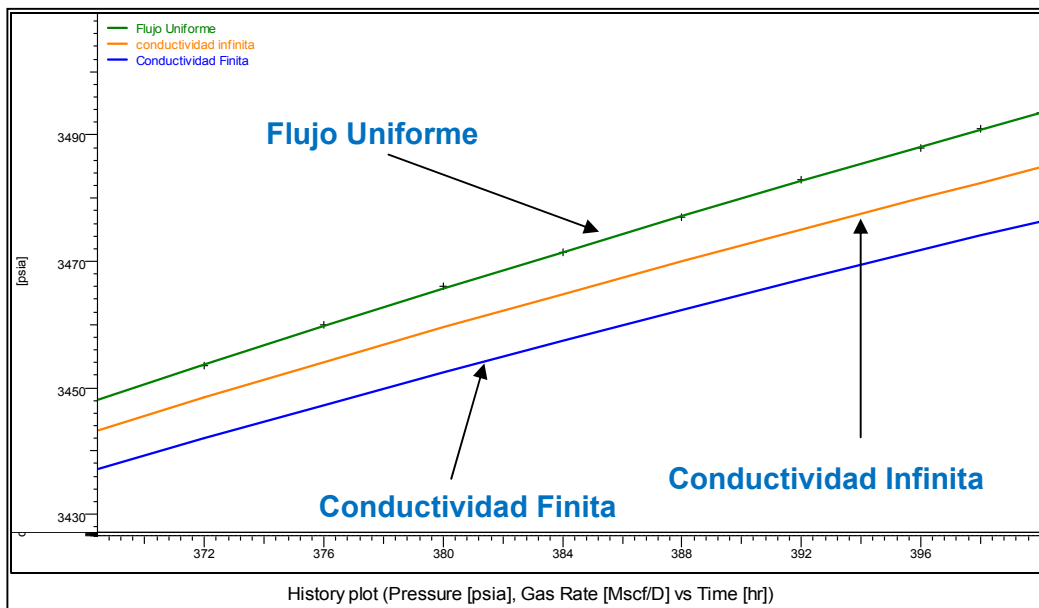


Fig.8.37. Simulación usando los tres modelos (ultimas 28 horas del cierre)

Determine mediante la fórmula pertinente el tiempo mínimo necesario de prueba, tal que se muestre el inicio del régimen de flujo radial tipo infinito. Sugiere una prueba de esta duración?

Para finalizar y a manera de resumen de los métodos de interpretación de pruebas de presión en pozos hidráulicamente fracturados, podemos decir que

hay tres modelos posibles de ajuste, lo que vaticina la no-unicidad de la solución en alguno de los casos. En la práctica la longitud de la fractura es un parámetro a determinar y comparar con el diseño de la fractura. Sin embargo la determinación de la longitud de la fractura, depende del conocimiento de la permeabilidad de la formación. En teoría debemos pensar que en todo diseño de fractura, la permeabilidad del reservorio es conocida, a fin de optimizar el diseño, pero en algunos casos no hay historia previa de producción del pozo, ni pruebas, de aquí que se use un valor basado en otras fuentes de información, lo que conlleva a incertidumbres en los cálculos de los parámetros de fractura. Lo que si parece ser resolutivo es que con cualquiera de los tres modelos se puede inferir por lo menos la existencia de una fractura hidráulica (mediante el diagnostico de los regímenes de flujo)

Bibliografía

1. Frac Tips-NSI Technologies, Tulsa /Houston, issue 1, Vol. 3 (2001)
2. Petroleum Production systems, Prentice, Hall Petroleum Engineering series. Michel J. Economides, A. Daniel Hill and Christine Ehlig-Economides (1994)
3. SPE monografia 9. Advances in Well Test Analysis. Robert C. Earlogher (1977)
4. SPE 18172: Pressure transient Analysis of wells with finite conductivity vertical fractures in double porosity reservoirs, H. Cinco Ley and H-Z. Meng
5. SPEJ (August, 1974). Unsteady state pressure distribution created by a well with a single infinite conductivity fracture, Gringarten, Alain., RameyJ.,Jr, and Raghavan, R
6. SPE 7490: Transient Pressure analysis for fractured wells. Cinco-Ley, H., Samaniego Fernando (1981)
7. SPE 6752: Effect of Wellbore Storage and Damage on the transient pressure behavior of vertically fractured wells. Heber Cinco Ley and Fernando Samaniego (1977)
8. SPE Production & Facilities Journal (Feb 2003): Optimization of the Productivity Index and the fracture geometry of a stimulated well with Fracture face and choke skin: Diego Romero, Peter P. Valkjó, and Michael J. Economides.

Apéndice A

MODELOS DE YACIMIENTO Y POZO: EJEMPLOS (CURVAS TIPO)

APÉNDICE A

MODELOS DE YACIMIENTO Y POZO: EJEMPLOS (CURVAS TIPO)

En esta sección se presentan las respuestas esperadas para el cambio de presión y su derivativa, de varios modelos de yacimiento y pozo y las cuáles se aplican en el proceso de ajuste por curvas tipo. No es la intención presentar todas las soluciones de los modelos existentes, sino las que consideramos que son de uso común en la interpretación de datos de presión. Sin embargo, se sugiere al lector que consulte las referencias para información adicional y otras soluciones. La familiarización visual de estas soluciones es de gran ayuda en la identificación inicial del modelo de yacimiento aplicable para el análisis de los datos.

Cada figura muestra la respuesta del cambio de presión y la derivativa correspondiente en función de los parámetros de yacimiento y pozo que caracterizan el modelo. Se asume que la respuesta corresponde a la de un pozo productor de petróleo o gas fluyendo a una tasa constante. La idea es la de presentar sólo la respuesta esperada en cuanto a la forma o tendencias de las curvas, según la variación de los parámetros de yacimiento y pozo que caracterizan cada modelo. La generación de la respuesta o solución se obtuvo mediante la opción de diseño del software (en este caso Saphir). Se asumieron parámetros de yacimiento así como de pozo, a fin de generar las soluciones que aquí se presentan.

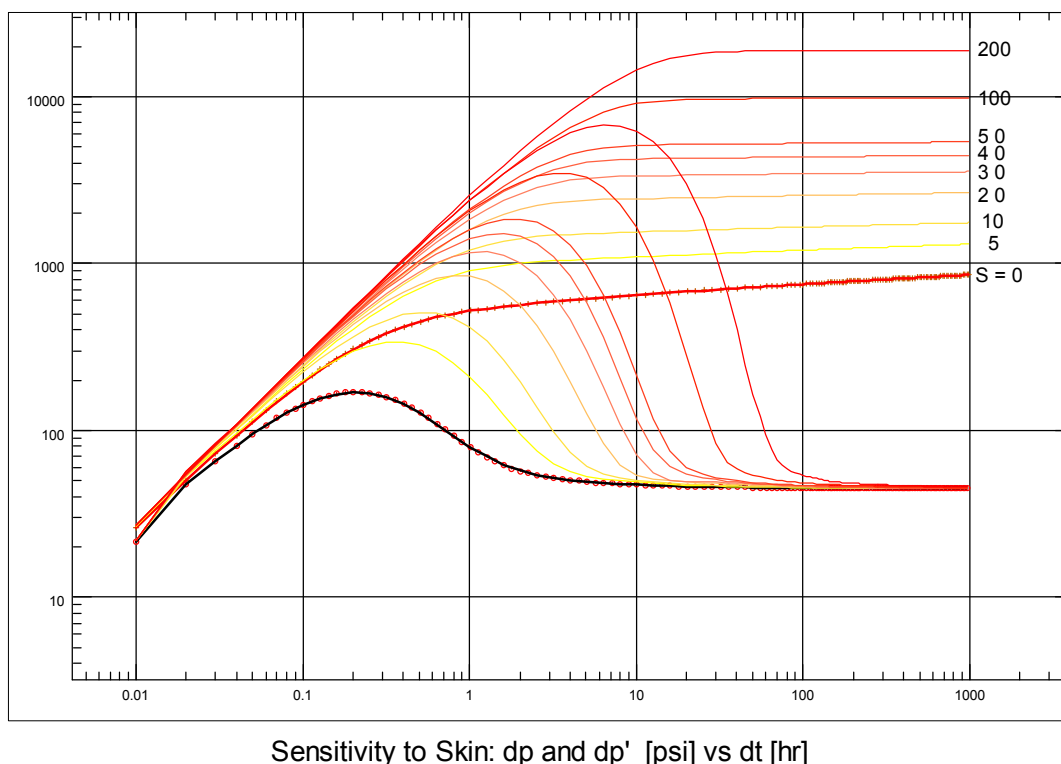


Fig. 1. Yacimiento homogéneo. Sensibilidad al daño (S). $C = 0.01$ bbl/psi. Sistema infinito

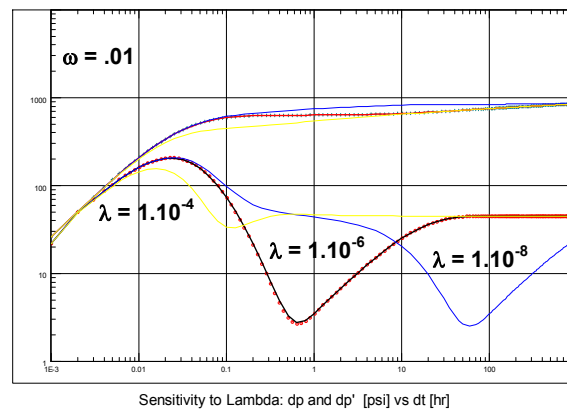
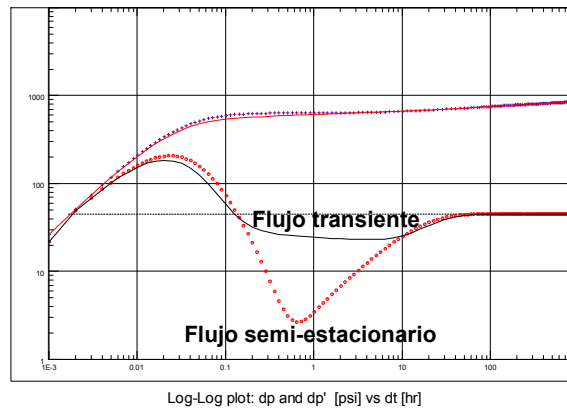
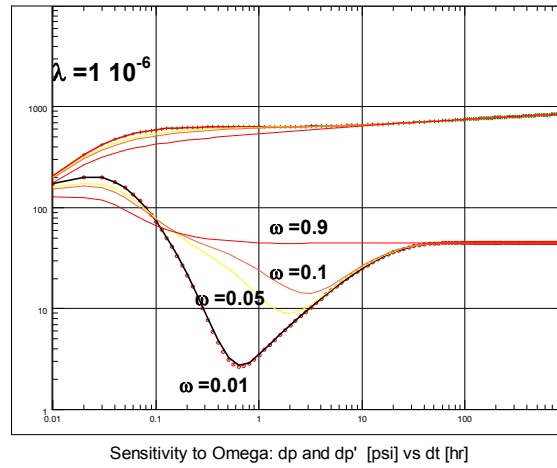
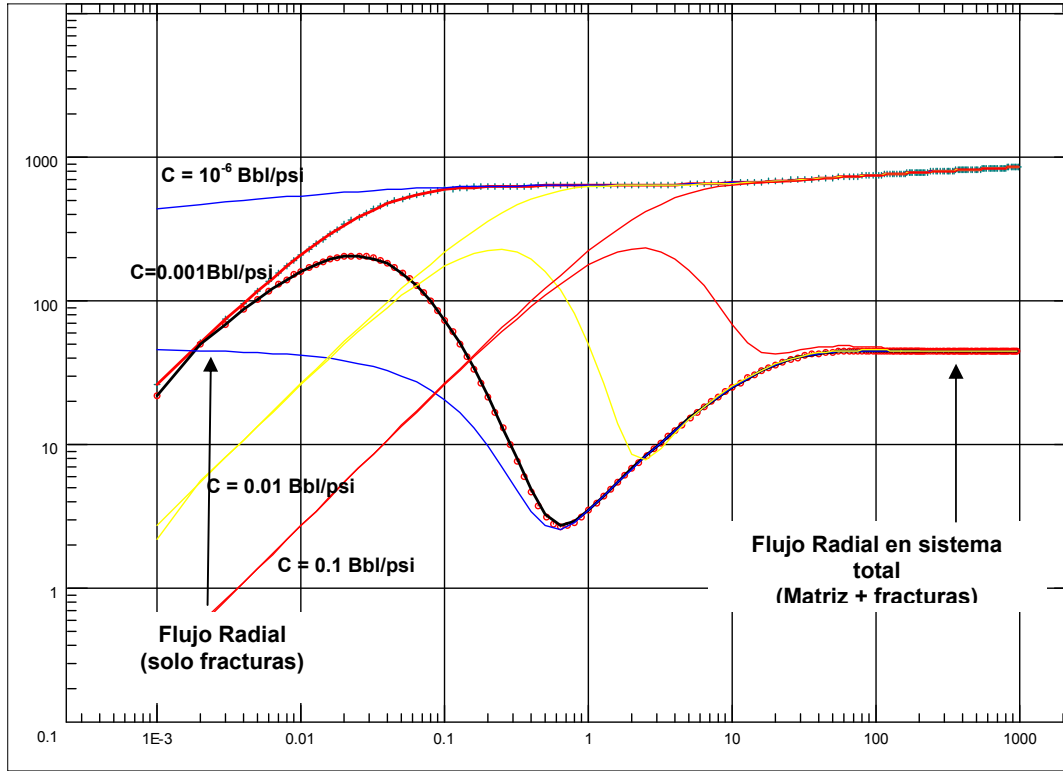


Fig. 2. Yacimiento naturalmente fracturado (doble porosidad). Sensibilidad a los parámetros de yacimiento fracturado ω y λ , así como el régimen de flujo matriz-fractura: transiente (SLAB o SPHERE) o semi-estacionario (PSS). Sistema infinito.



Sensitivity to C: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig. 3. Yacimiento naturalmente fracturado (doble porosidad) (Ver. Fig.2). Efecto del almacenamiento de pozo en la visualización del flujo radial

En la Fig.3. se puede apreciar que dependiendo del valor del coeficiente de pozo C, el régimen correspondiente al flujo radial en el sistema de las fracturas no se evidencia de forma visual. Por ejemplo, en este caso se muestra que para los valores de $C = 10^{-1}$ Bbl/psi, 10^{-2} Bbl/psi y 10^{-3} Bbl/psi, no se muestra flujo radial en las fracturas, a diferencia del caso en que el valor de C es igual a 10^{-6} Bbl/psi, en donde se aprecia claramente el flujo radial en el sistema de fracturas (la derivada es constante). Sistema infinito.

Igualmente se aprecia en la figura, que para el caso en que el valor de C es muy grande (0.1 Bbl/psi) no se muestra con claridad el diagnostico tipo doble porosidad, y puede confundirse con un yacimiento homogéneo.

Los parámetros ω y λ que definen un yacimiento de doble porosidad vienen dados por las siguientes relaciones:

$$\omega = \frac{(V\Phi c_i)_f}{(V\Phi c_i)_m + (V\Phi c_i)_f} \qquad \lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

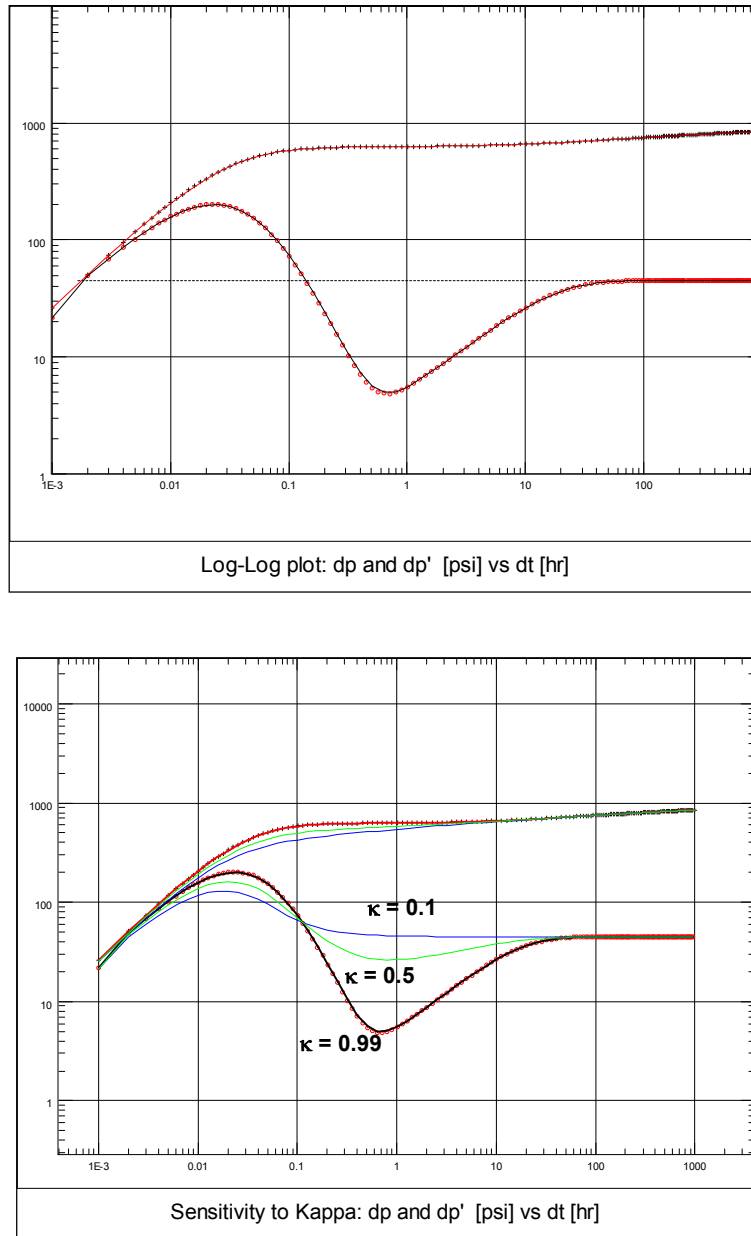


Fig. 4. Yacimiento tipo doble permeabilidad (two layers)

En la Fig. 4. se muestra la respuesta de la presión transiente y su derivada para el caso de un yacimiento de doble permeabilidad, también denominado en el software Saphir como “two layers”, y sensibilidad a el parámetro κ que definen el flujo entre sub-capas (capas de contraste de permeabilidad) en la respuesta de la presión transiente. Toca aclarar que este modelo asume la existencia de flujo cruzado a nivel de formación entre las capas, a diferencia de un sistema multicapa (Ver. Fig. 14) en donde el flujo cruzado, de haberlo, se da solo en el pozo. Sistema infinito.

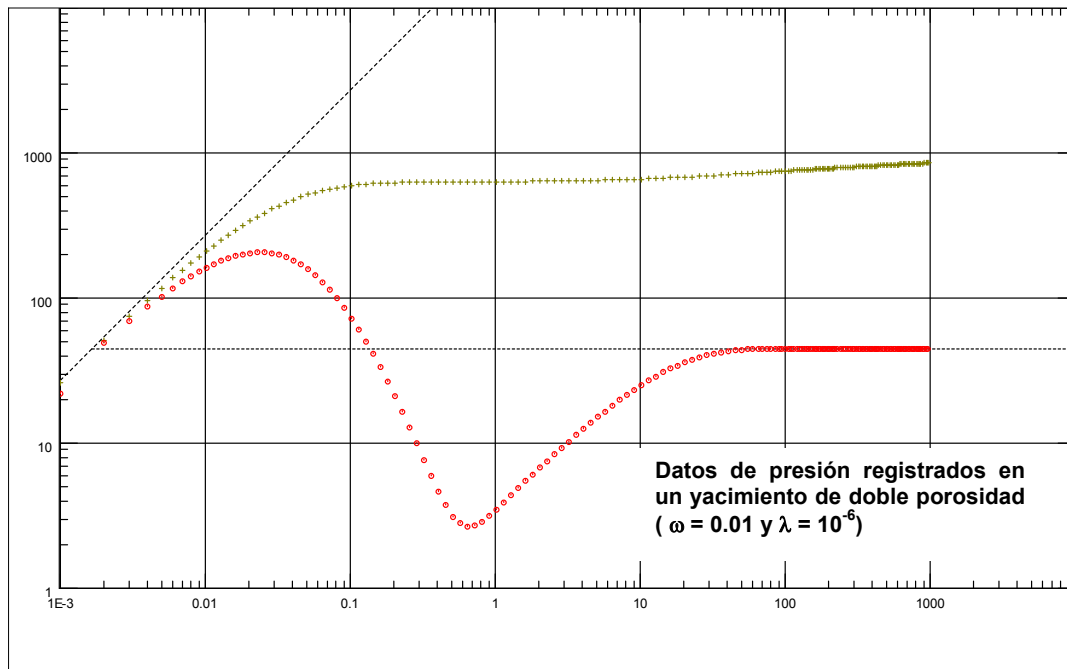
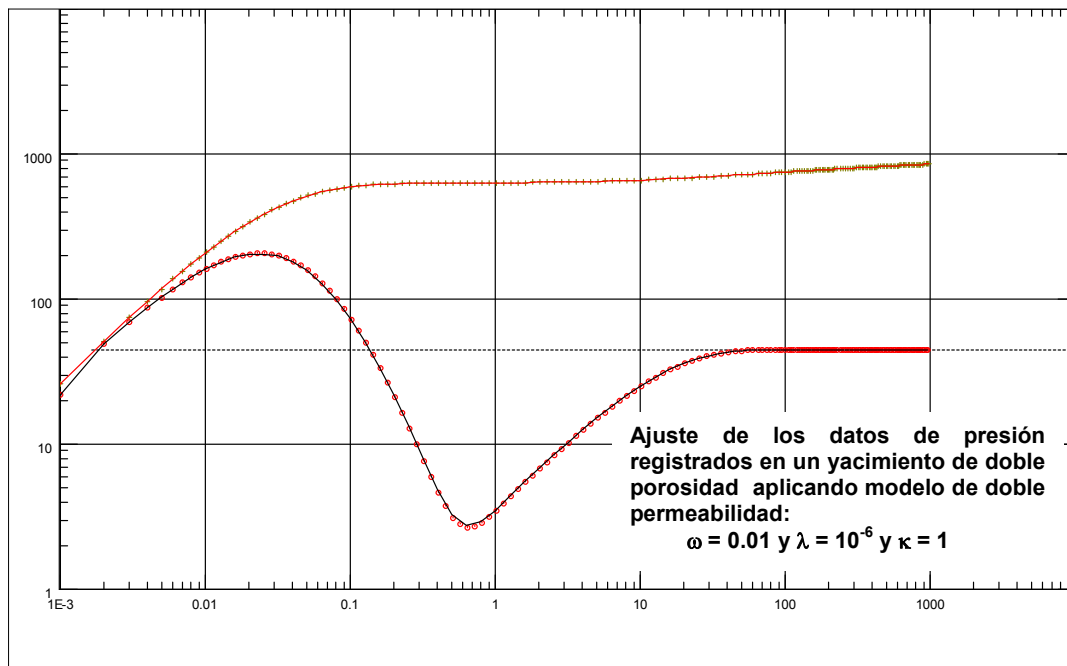
Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig. 5. La figura muestra que el modelo de doble permeabilidad (ver Fig. 4.) puede ajustar los datos de presión registrados en un yacimiento de doble porosidad (Fig.2). Este se debe a que los dos modelos son idénticos desde el punto de vista matemático si el parámetro κ que caracteriza al modelo de doble permeabilidad es igual a 1. Sistema infinito.

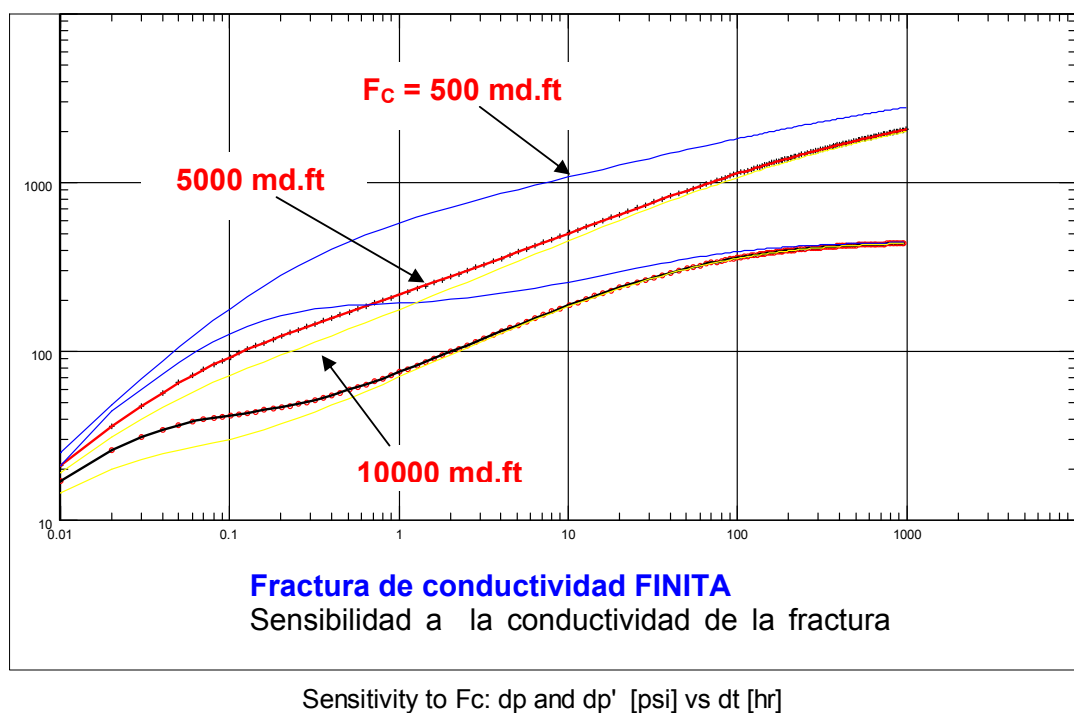
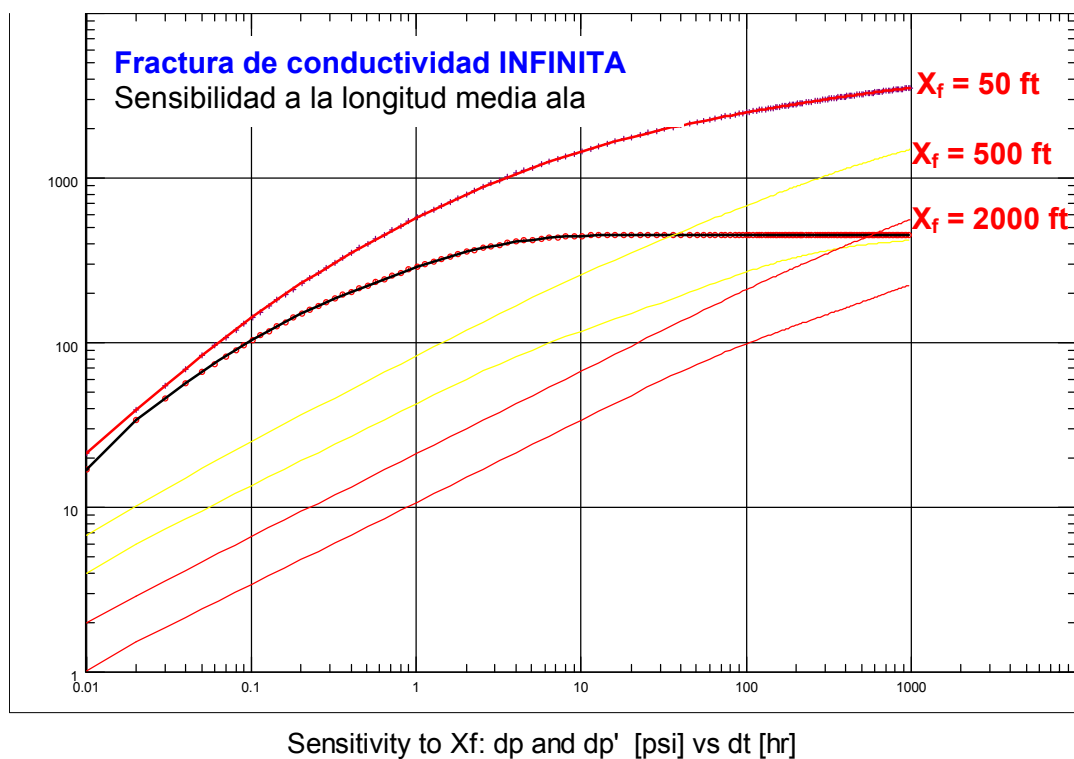
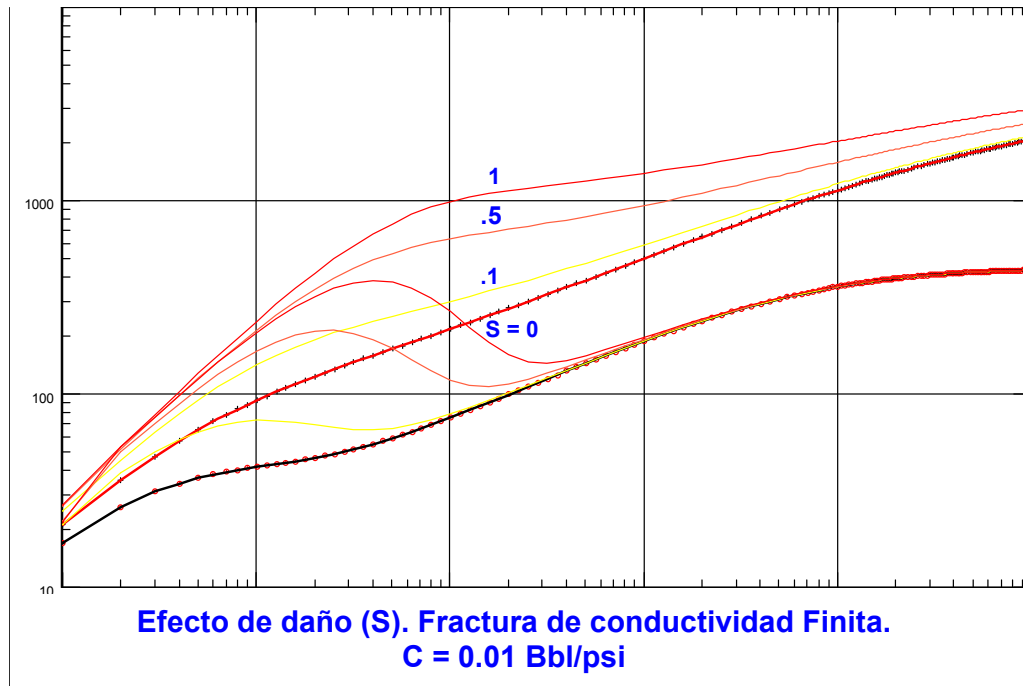
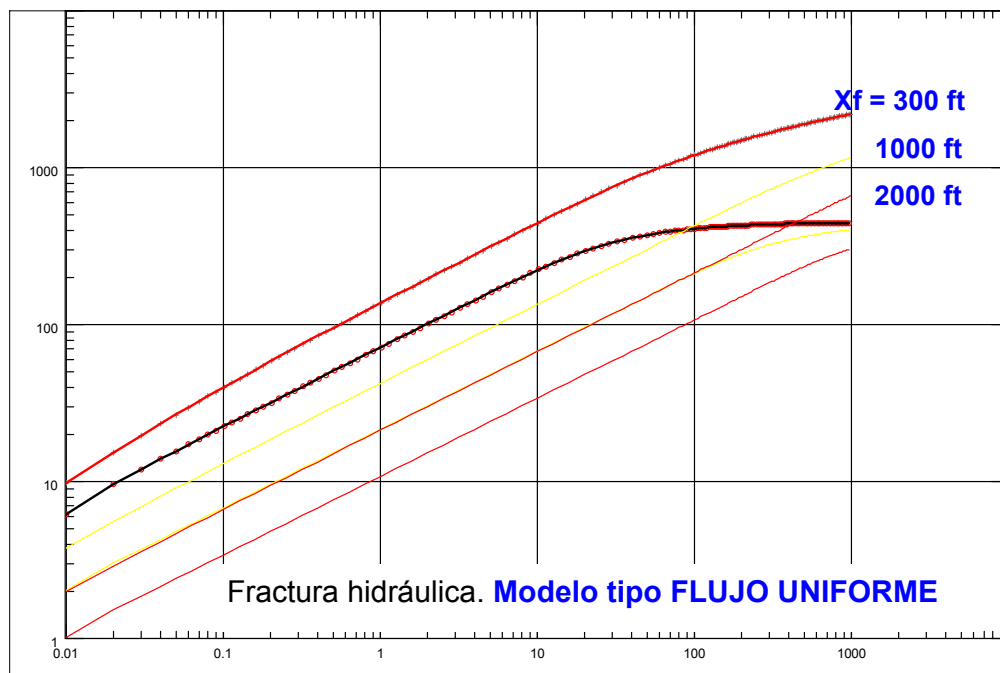


Fig.6. Pozo con fractura hidráulica. Efecto de la longitud de la fractura en la visualización del inicio del flujo radial (fractura de conductividad INFINITA). Sensibilidad a la conductividad de la fractura F_c (Fractura de conductividad FINITA). Se asume un efecto de almacenamiento de pozo, $C = 0.01$ Bbl/psi.



Sensitivity to Skin: dp and dp' [psi] vs dt [hr]



Sensitivity to X_f : dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig.7. Pozo con fractura hidráulica tipo conductividad finita: Efecto de daño y Modelo de fractura hidráulica tipo **FLUJO UNIFORME** (sensibilidad a la longitud de la fractura). Se asume almacenamiento de pozo, $C = 0.01$ Bbl/psi. Sistema infinito.

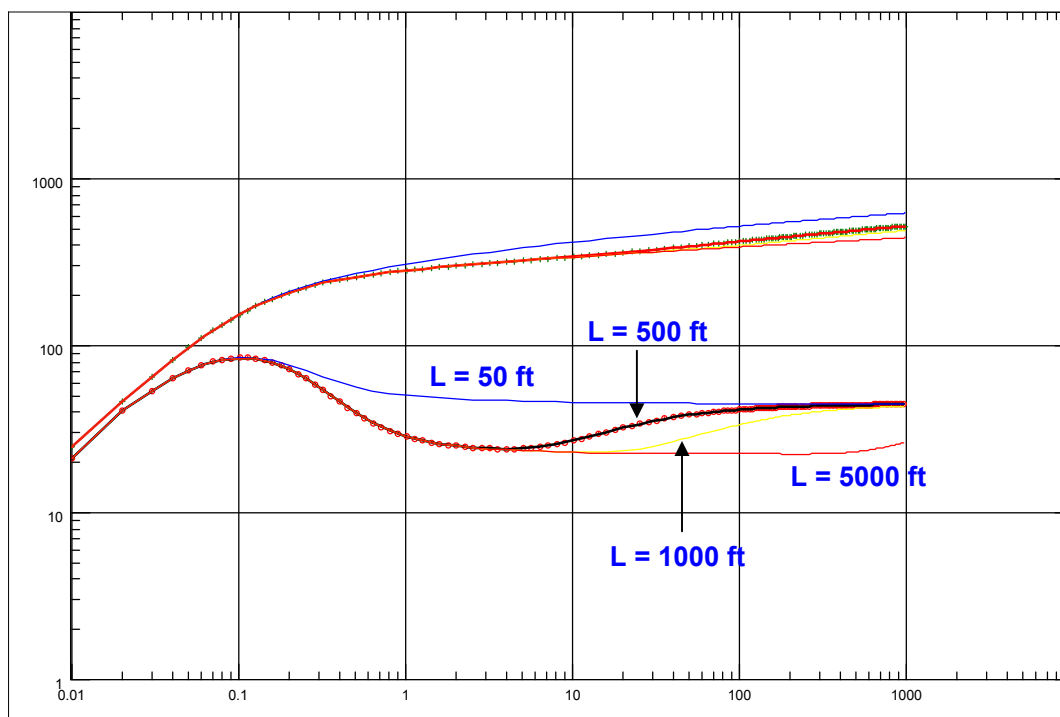
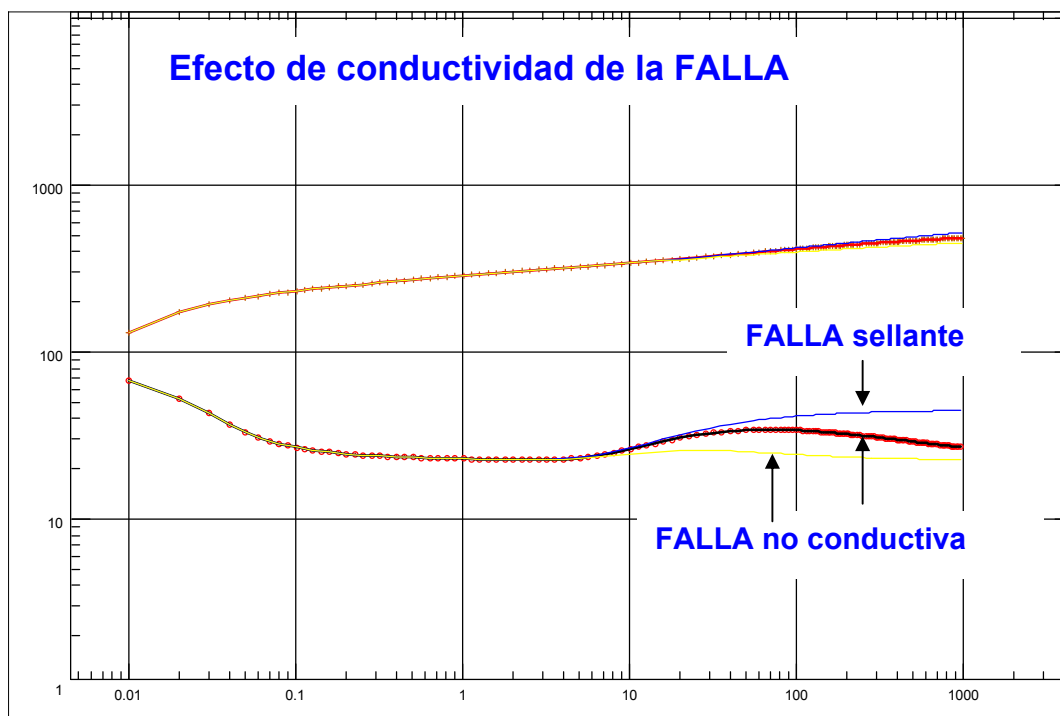
Sensitivity to L : dp and dp' [psi] vs dt [hr]Sensitivity to Leakage: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig.8. Efecto de discontinuidad en el yacimiento. Sensibilidad a la distancia de la FALLA al pozo. Efecto de falla no conductiva. Se asume almacenamiento de pozo $C = 0.01$ Bbl/psi. Sistema infinito.

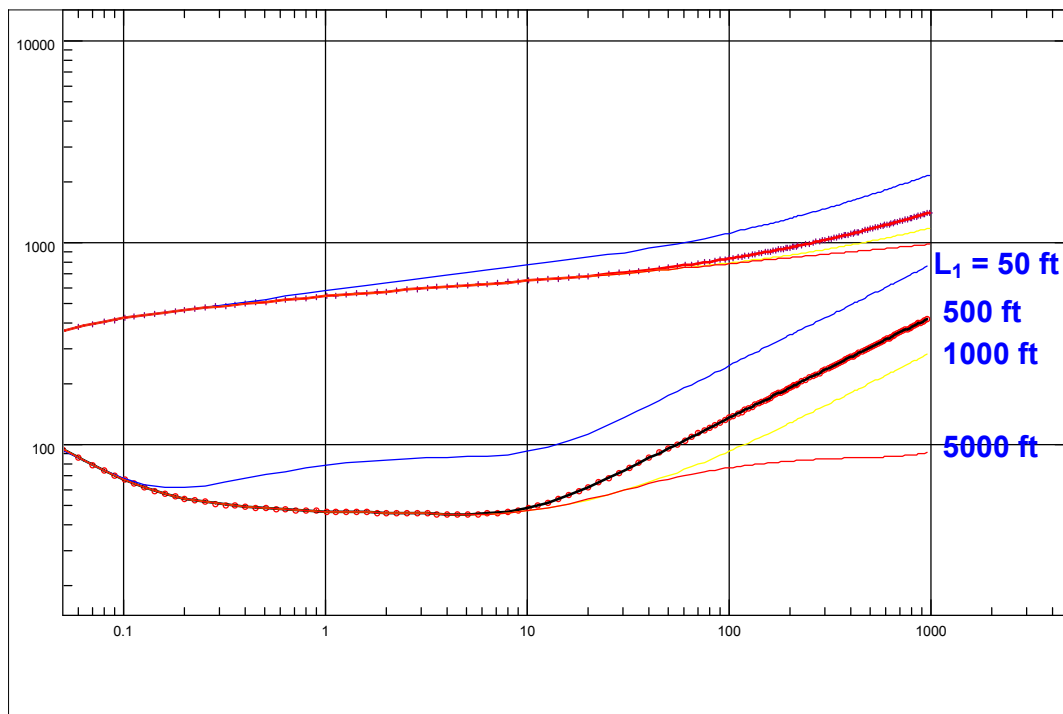
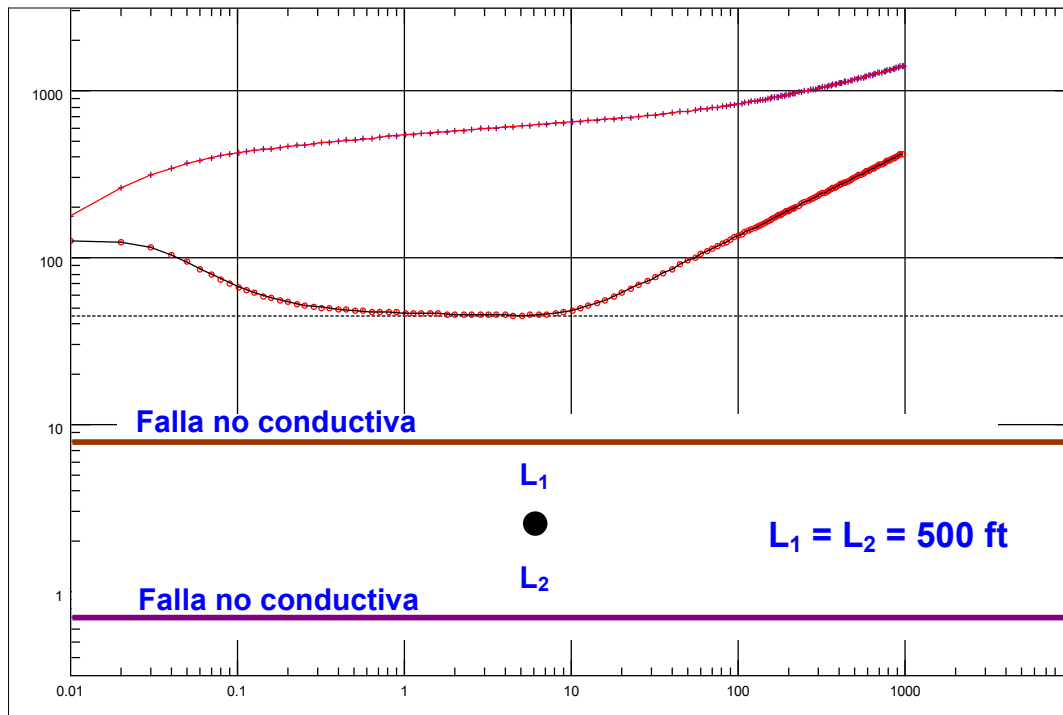
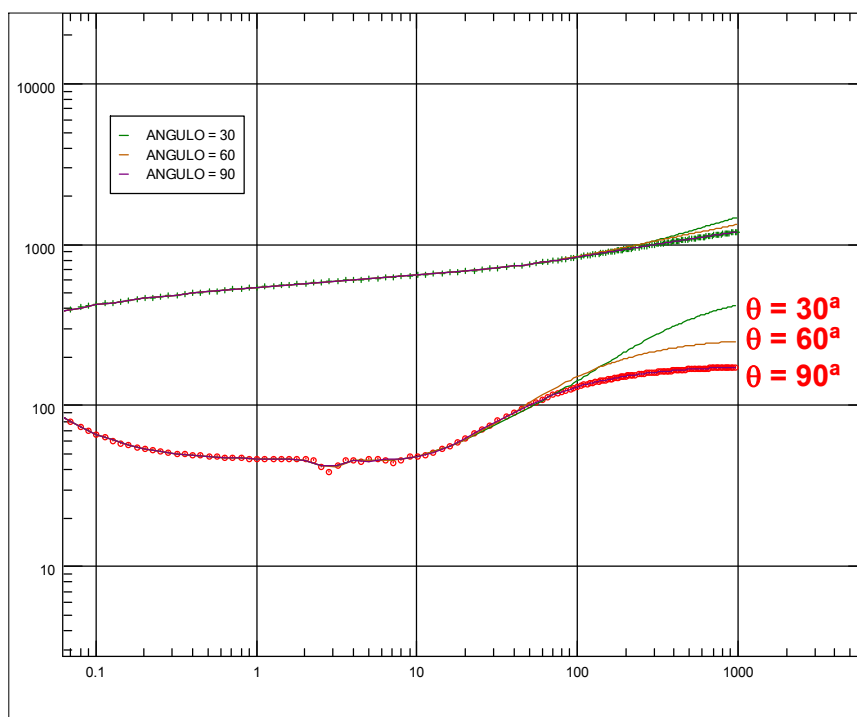
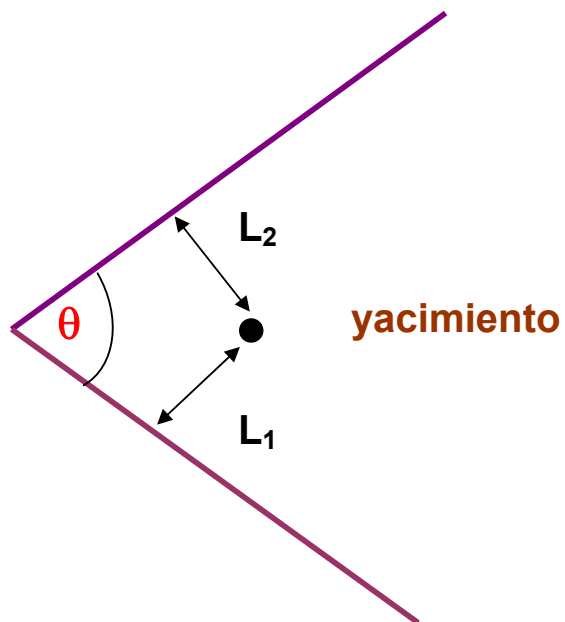


Fig.9. Pozo ubicado en un canal (dos fallas paralelas). Sensibilidad a la distancia de una de las fallas (L_1). Sistema infinito.



Log-Log plot: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig.10. Pozo ubicado entre dos fallas sellantes e intersectantes. La distancia del pozo a cada falla es igual en este caso ($L_2 = L_1$). Sensibilidad al ángulo de intersección de las fallas (θ). Se asume un valor de $C = 0.01$ Bbl/psi y no hay factor de daño. Sistema infinito.

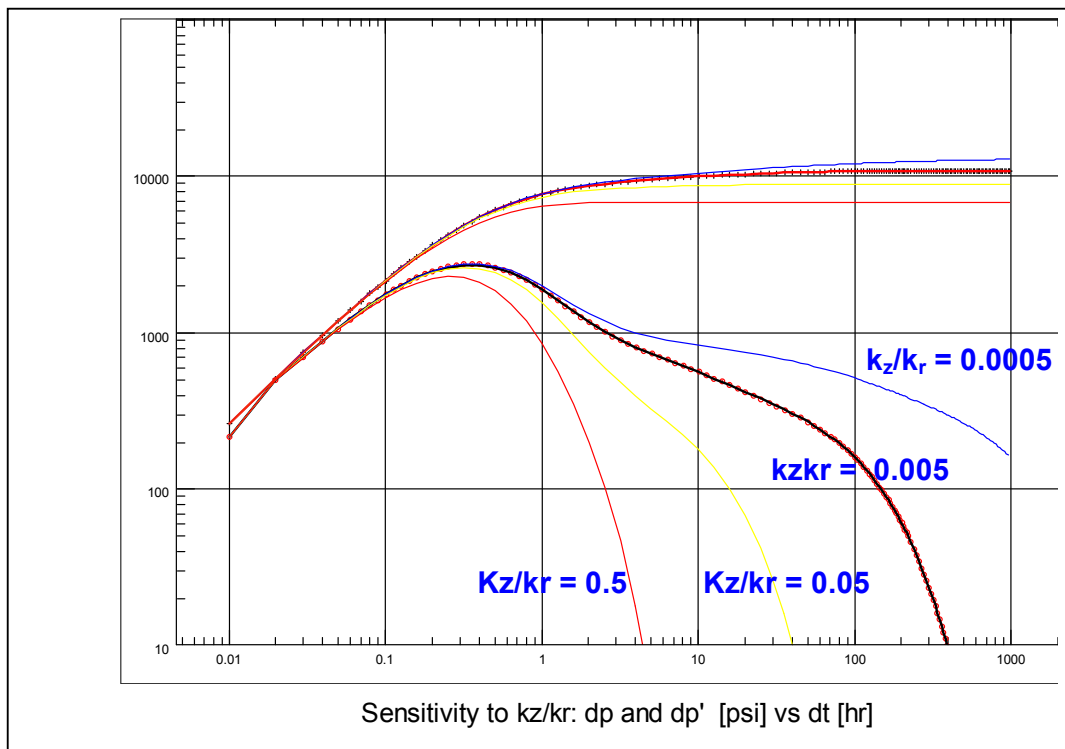
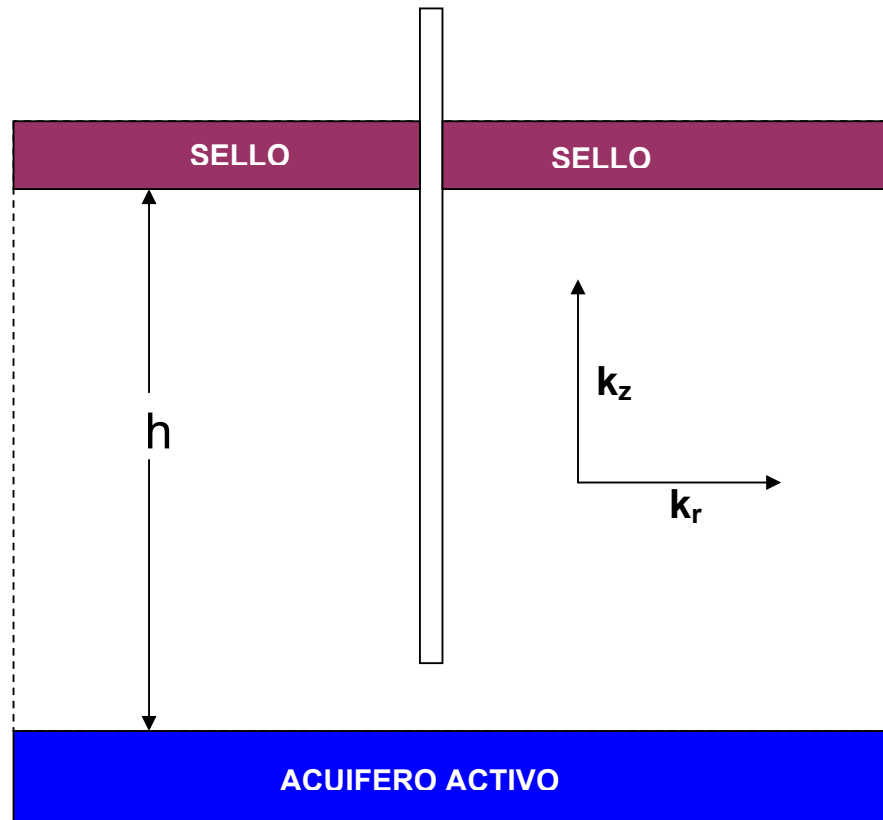
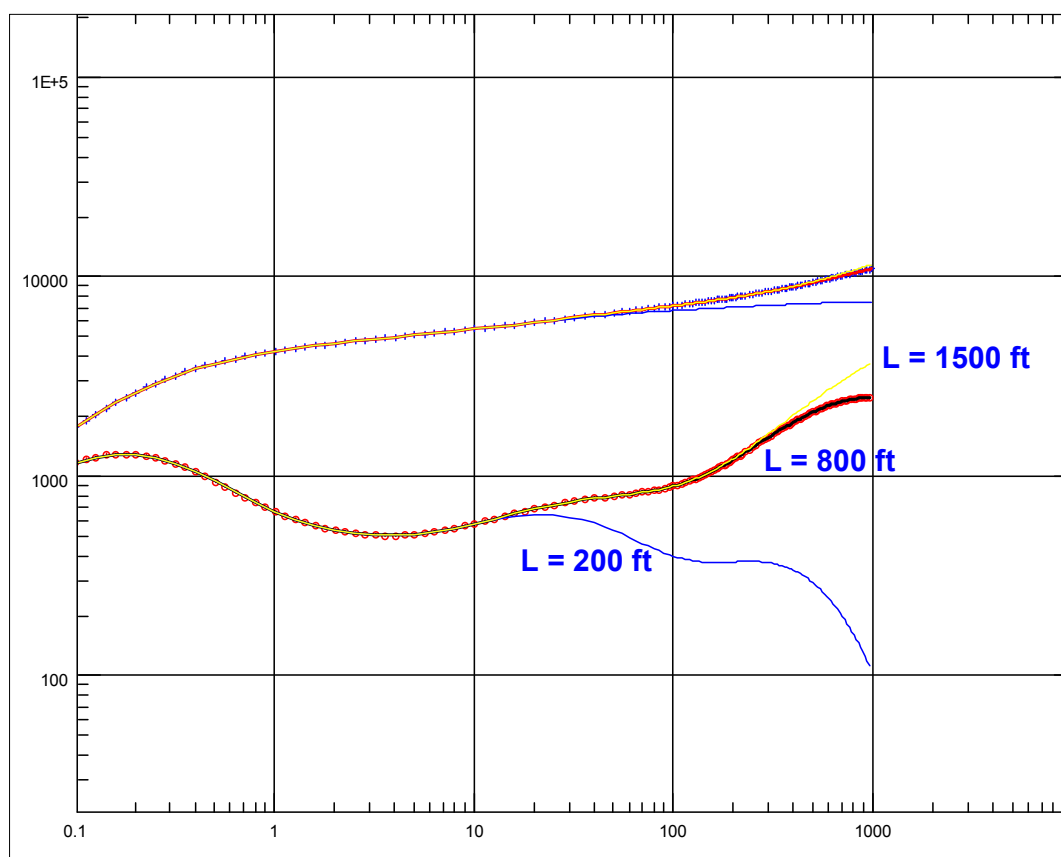
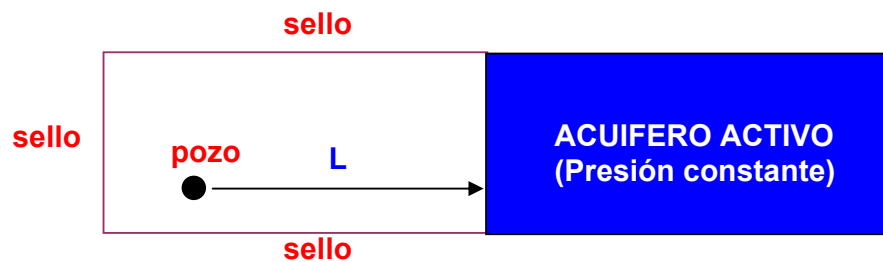


Fig.11. Efecto de acuífero de fondo activo. Sensibilidad a la anisotropía (k_z/k_r). Se asume constante $C = 0.01$ Bbl/psi y cero daño. Sistema infinito.



Sensitivity to N: dp and dp' [psi] vs dt [hr]

Fig.12. Acuífero lateral. Sensibilidad a la distancia del pozo al acuífero (activo).
 $C = 0.001$ Bbl/`si. Cero daño

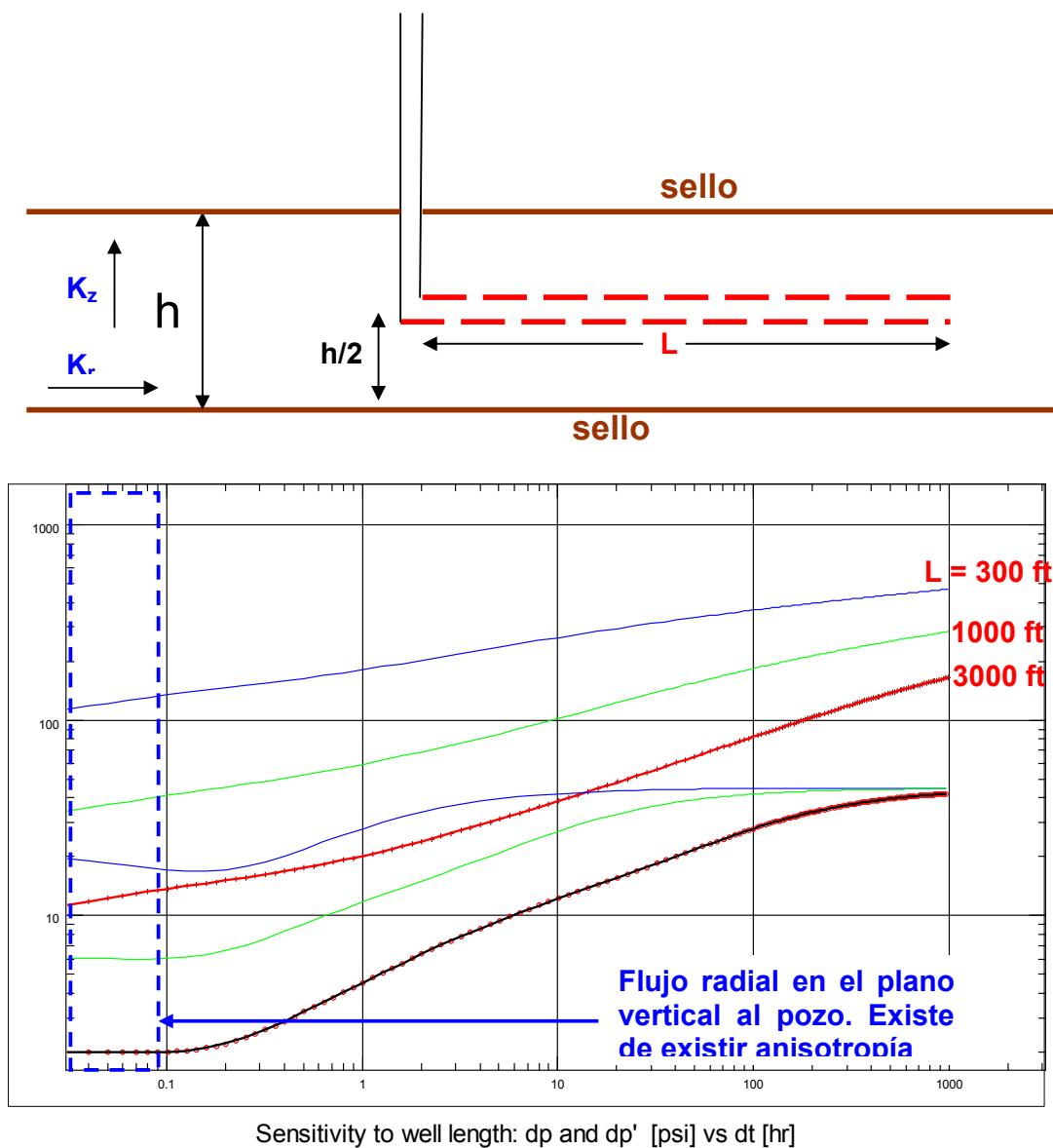


Fig.13. Pozo horizontal. Sensibilidad a la distancia efectiva del tramo horizontal (L). Se asume cero daño, y efecto de almacenamiento de pozo despreciable. Anisotropía = 0.05 y el tramo horizontal esta posicionado a la mitad del espesor de la formación es decir a $h/2$. La visualización del primer flujo radial es dependiente además de la anisotropía (cuya existencia garantiza permeabilidad vertical) del efecto de almacenamiento de pozo, y de ser este muy grande, puede que no se aprecie. Sistema infinito.

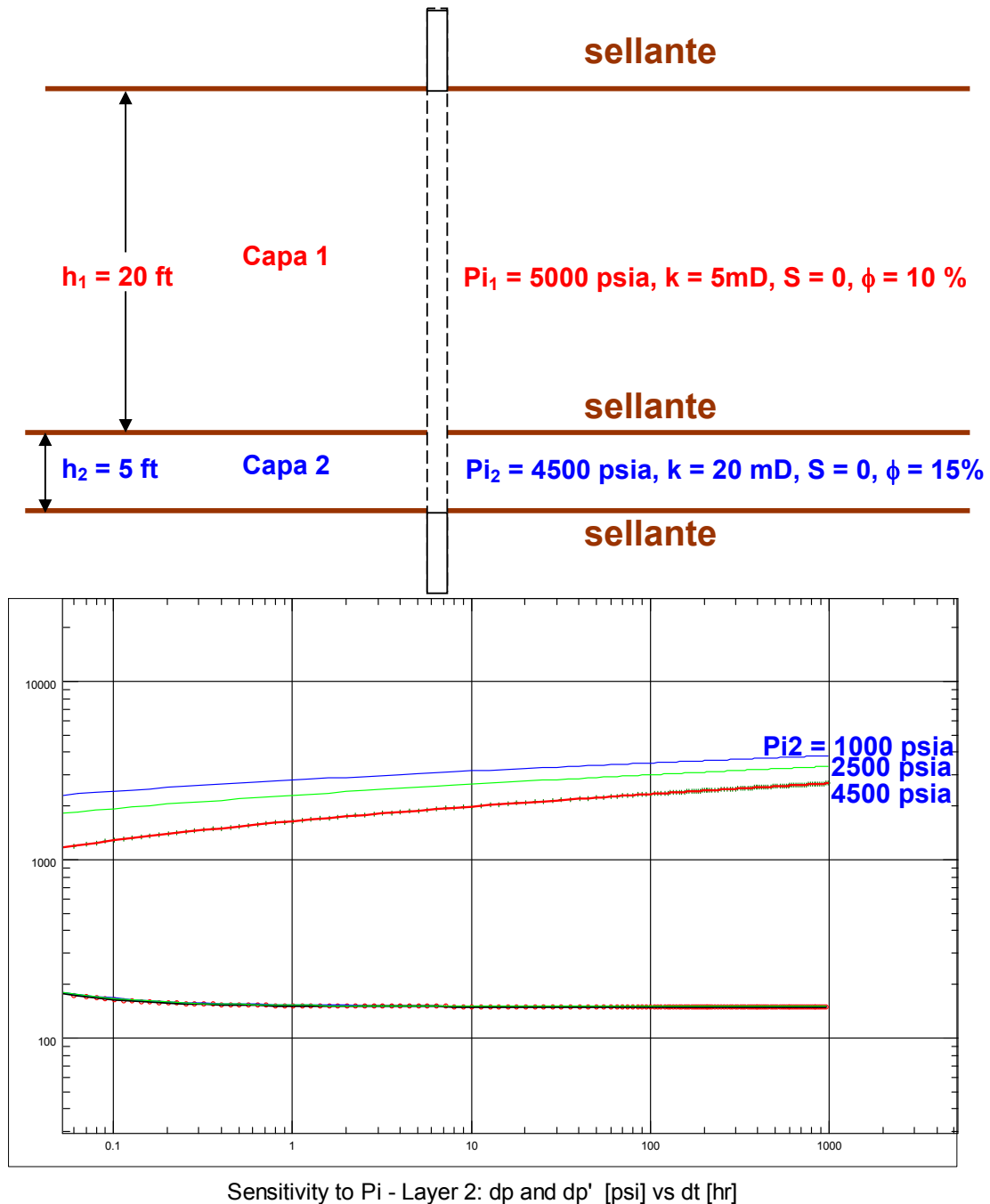
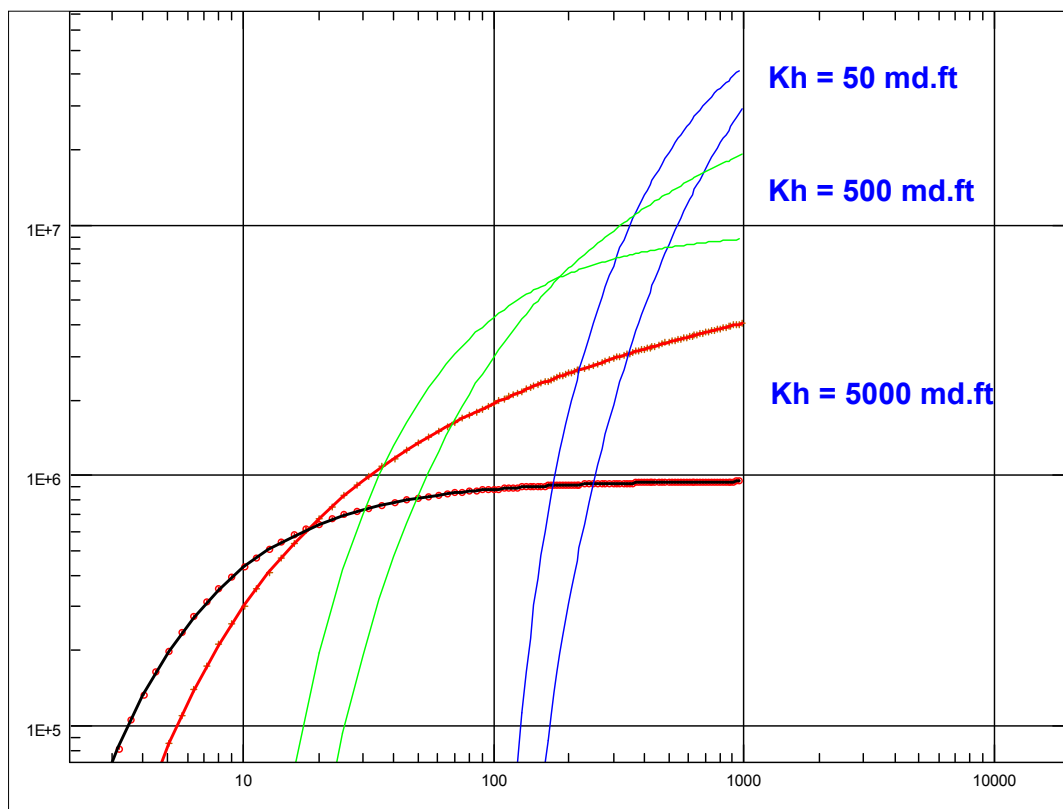
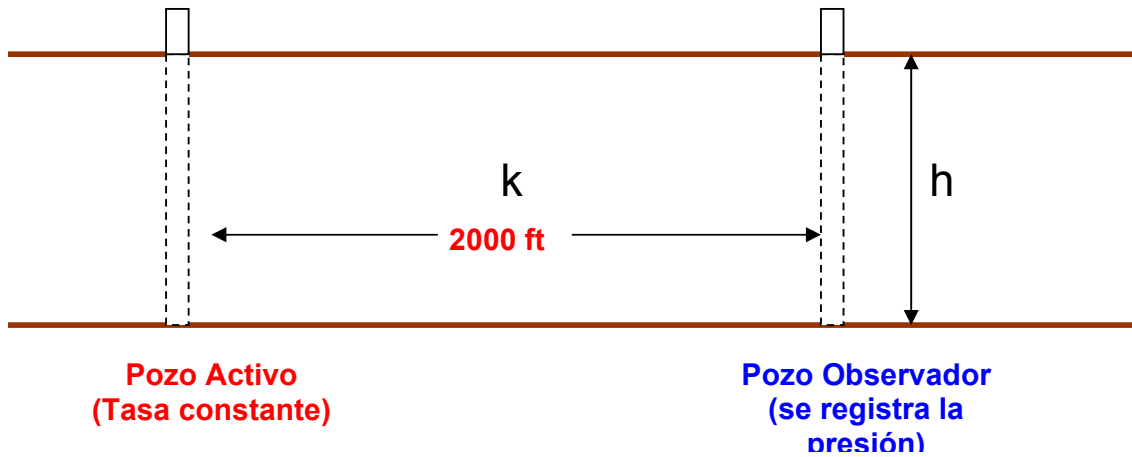
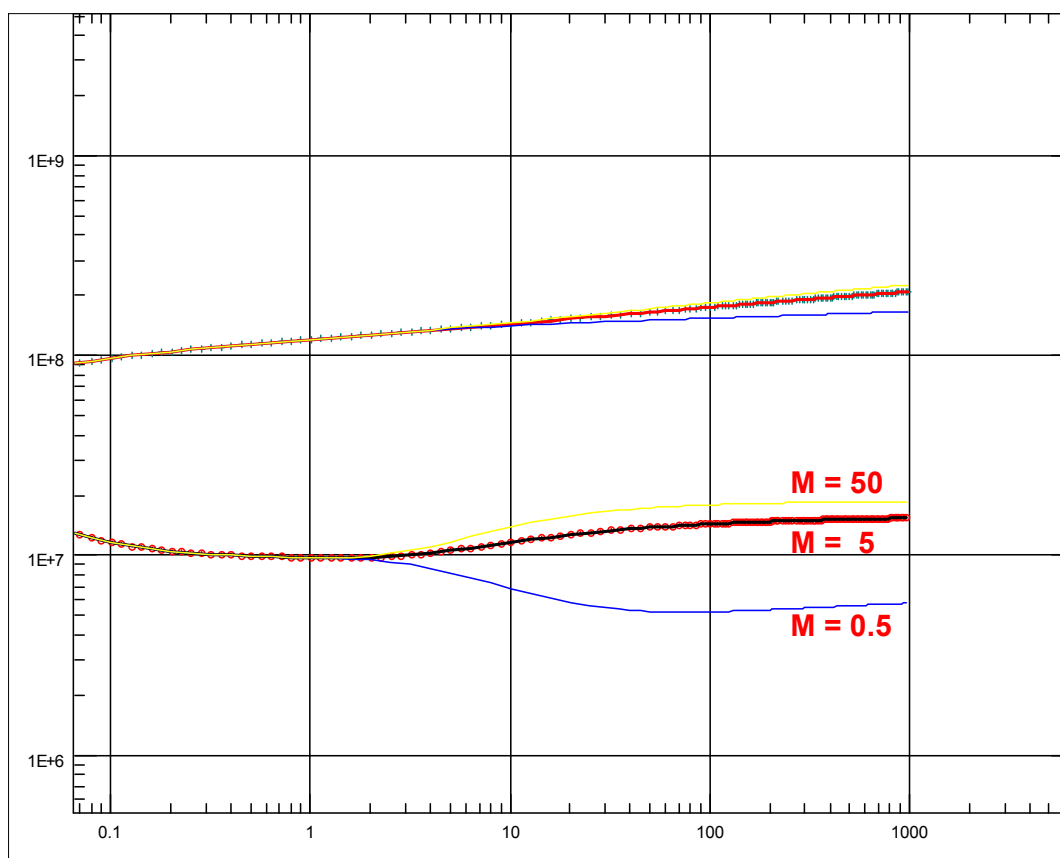
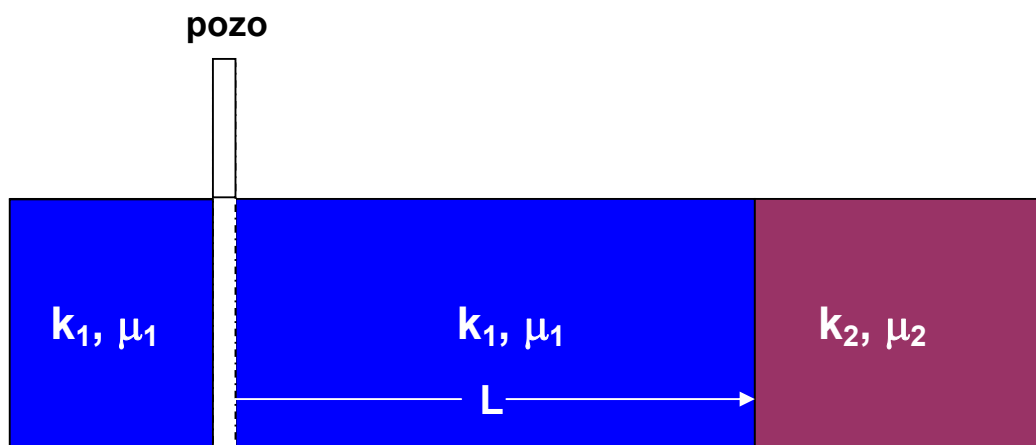


Fig.14. Sistema de dos capas (no hay flujo cruzado a nivel de formación solo en el pozo). Las capas no tienen el mismo valor para la presión inicial. Sensibilidad a la presión inicial de la capa inferior. No hay discontinuidades, ni límites presentes es decir un sistema lateralmente infinito. Note que la solución es diferente a la del modelo de doble permeabilidad (two layers) la cual asume flujo cruzado a nivel de formación (Ver Fig.4)



Sensitivity to $k.h$: $dm(p)$ and $dm(p)'$ [psi²/cp] vs dt [hr]

Fig.15. Prueba de interferencia. Sensibilidad a la capacidad de flujo de la formación (kh). Presión registrada en el pozo observador y la derivativa correspondiente. Observe que a mayor capacidad de flujo se visualiza el régimen de flujo radial con mayor resolución. Sistema infinito



Sensitivity to M : $dm(p)$ and $dm(p)'$ [psi²/cp] vs dt [hr]

Fig.16. Yacimiento tipo Linear Compuesto. A una distancia L del pozo se presentan un cambio en el valor de la permeabilidad y/o viscosidad. M es el valor de la movilidad o razón de movilidades. Es si se quiere un caso particular del modelo radial compuesto, en el que hay un cambio de movilidad pero a una distancia radial al pozo. Sistema infinito.

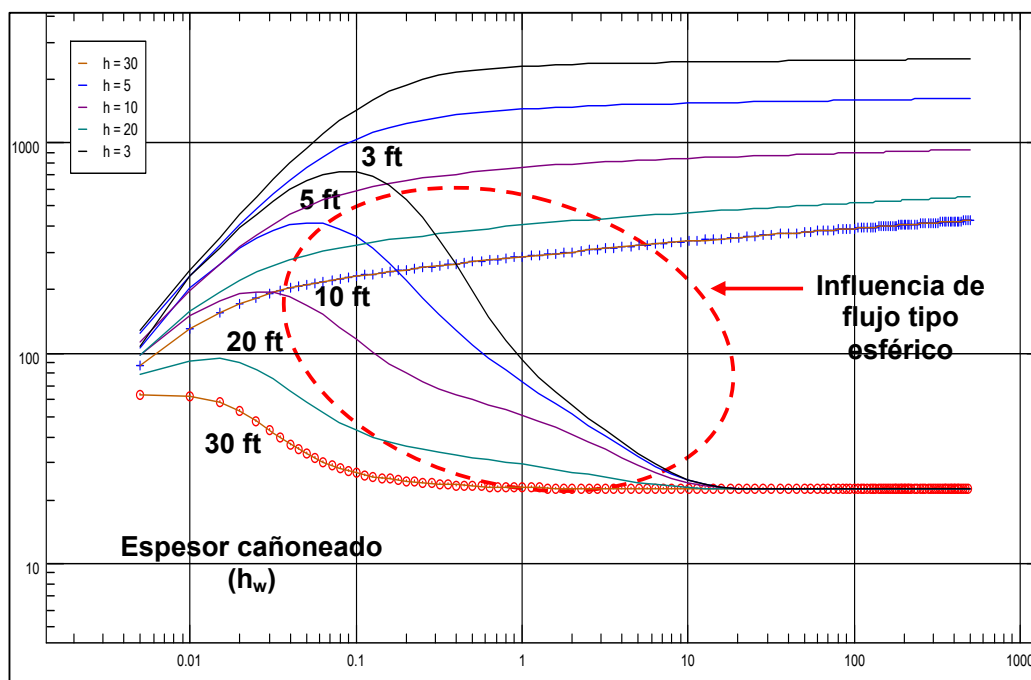
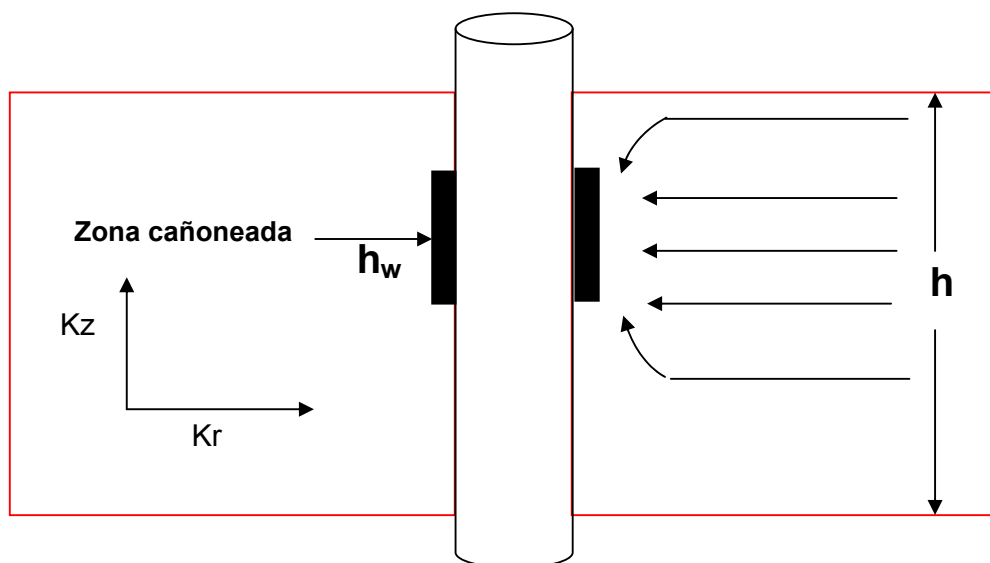


Fig. 17. Penetración parcial. Sensibilidad al espesor cañoneado h_w . El espesor de la capa es de 30 ft. Al igual que en el caso del pozo horizontal se requiere que exista permeabilidad vertical a fin de lograr la producción a través del intervalo cañoneado en el caso de que el mismo sea inferior al espesor total de la capa. El sistema es lateralmente infinito.

Bibliografía

1. Well Test Interpretation (appendix). Schlumberger (slb.com).
2. Kappa Engineering (kappaeng.com).

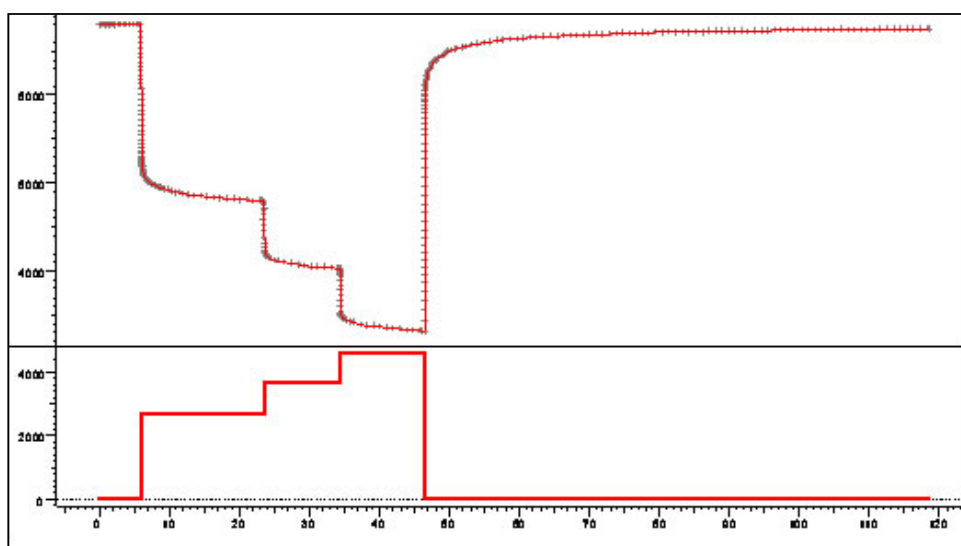
Apéndice B

SOLUCIÓN DE LA PRESIÓN TRANSIENTE A ESPERAR
DURANTE PERÍODO DE CIERRE
(EJEMPLOS)

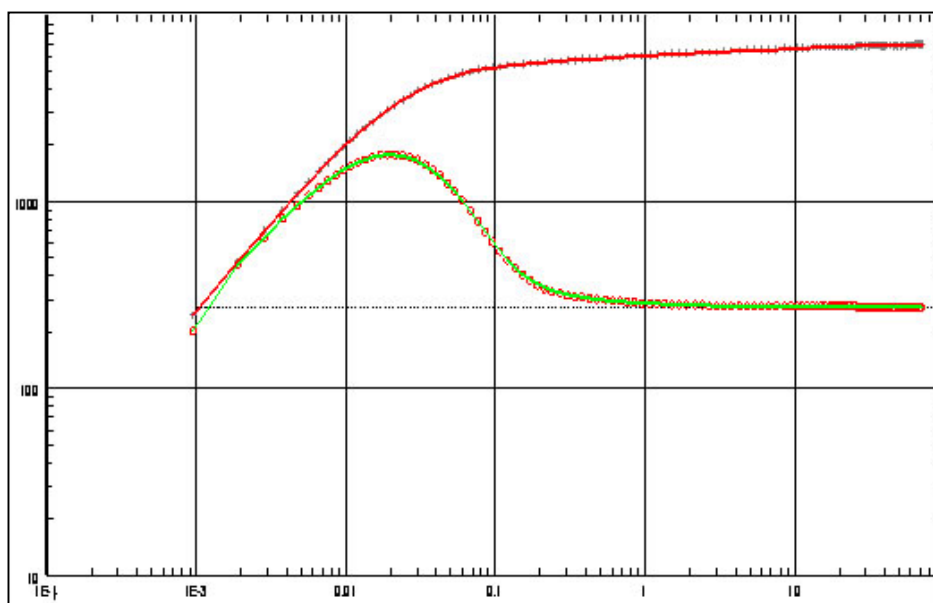
APÉNDICE B

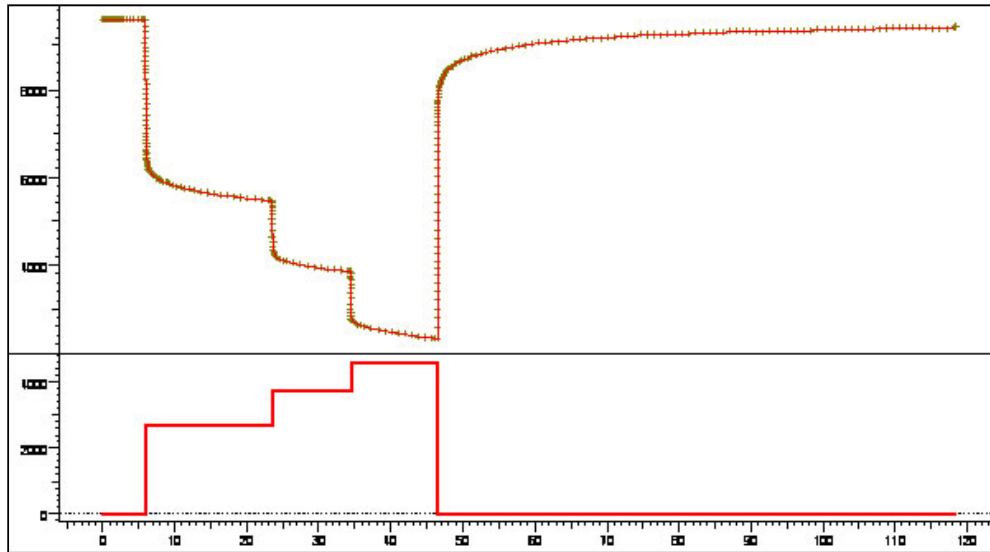
SOLUCIÓN DE LA PRESIÓN TRANSIENTE A ESPERAR DURANTE PERÍODO DE CIERRE (EJEMPLOS)

En esta sección se presentan varios ejemplos simulados de la tendencia de la presión en función del tiempo a esperar durante un período de cierre de 48 horas de duración precedido por un período de producción tipo multitasa. Se asumieron parámetros de yacimiento y pozo tal que permita visualizar la tendencia general de la respuesta a esperar de la presión transiente, según el modelo de yacimiento aplicado.

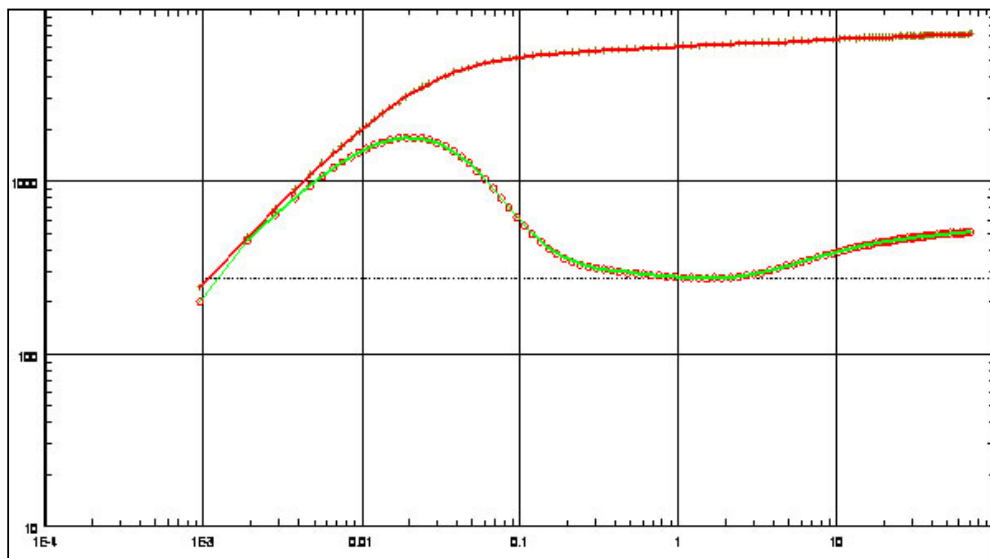


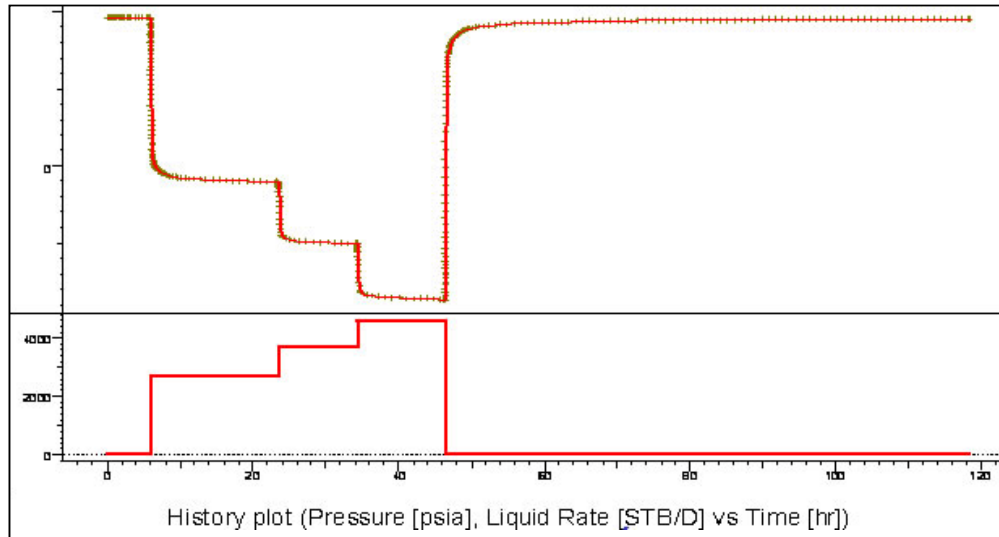
Homogéneo infinito (sin límites ni discontinuidades)



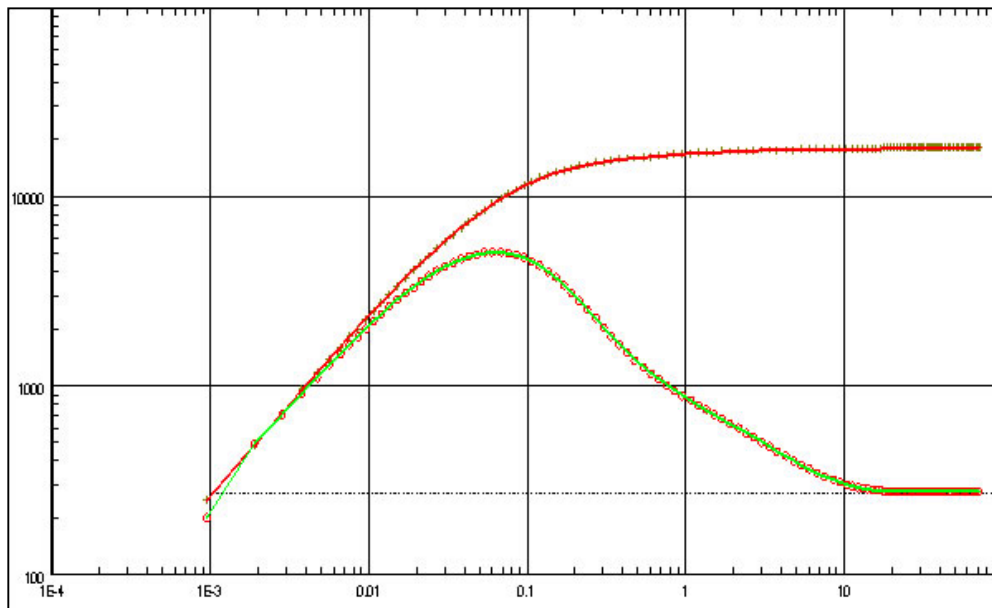


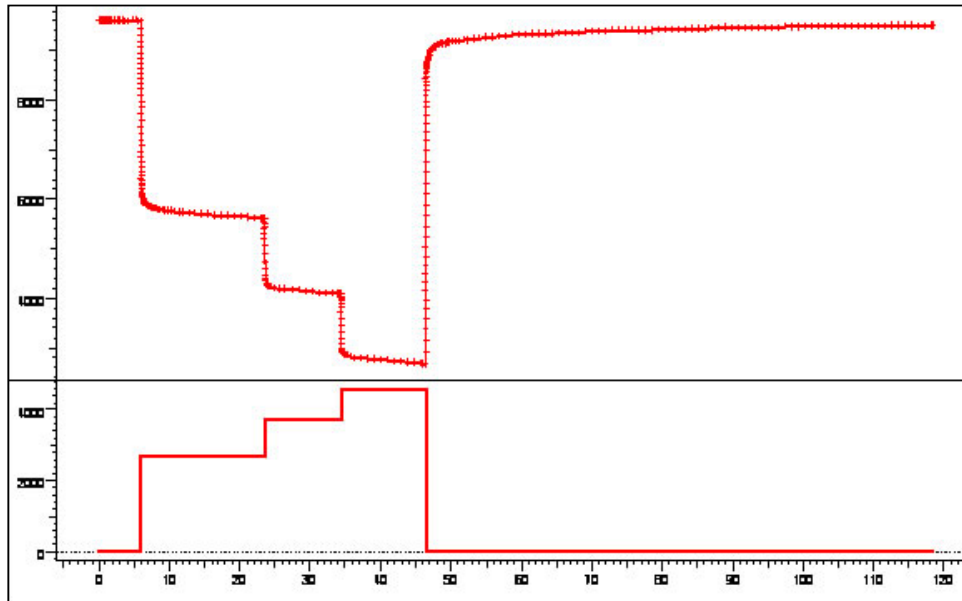
Homogéneo y Falla sellante



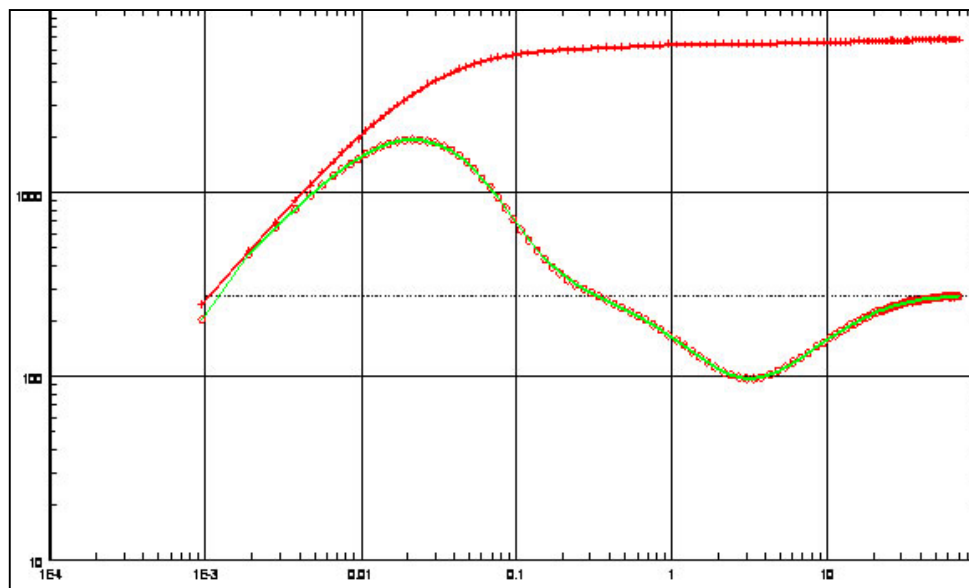


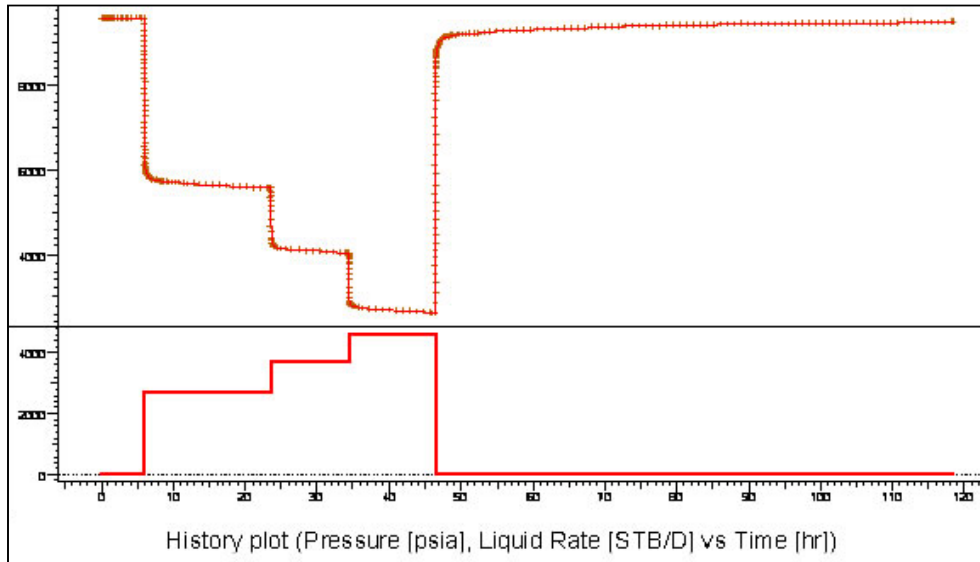
Homogéneo + Exposición parcial (penetración parcial)
(sólo 20% del espesor de la arena se comunica con el pozo)



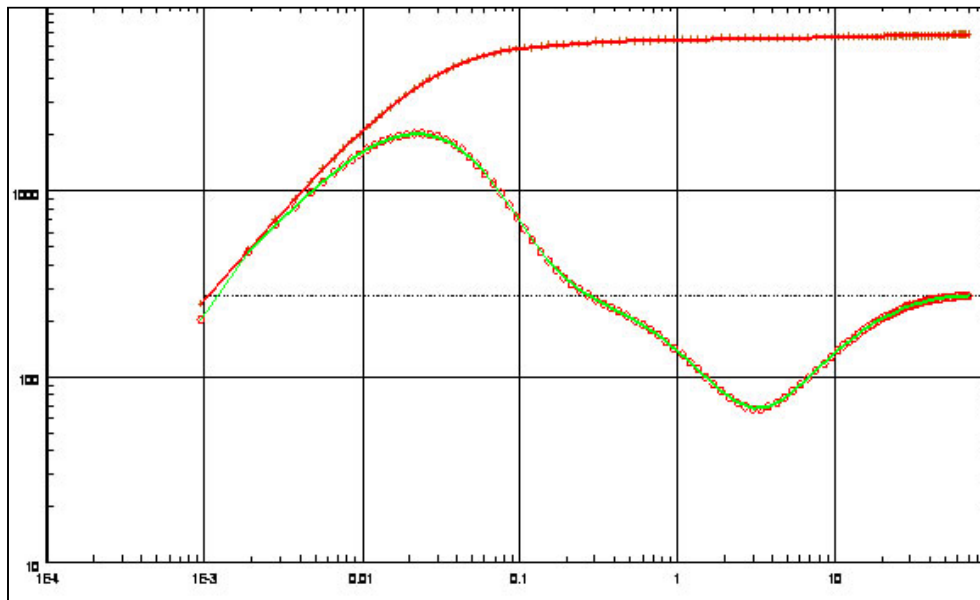


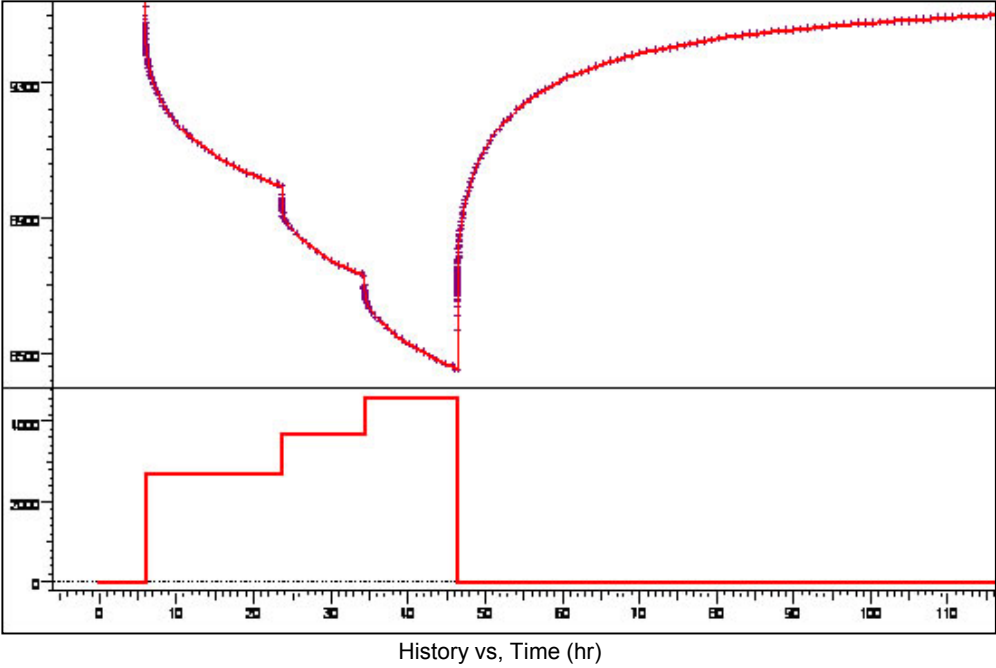
**Modelo de doble permeabilidad
(existe flujo cruzado entre capas)**



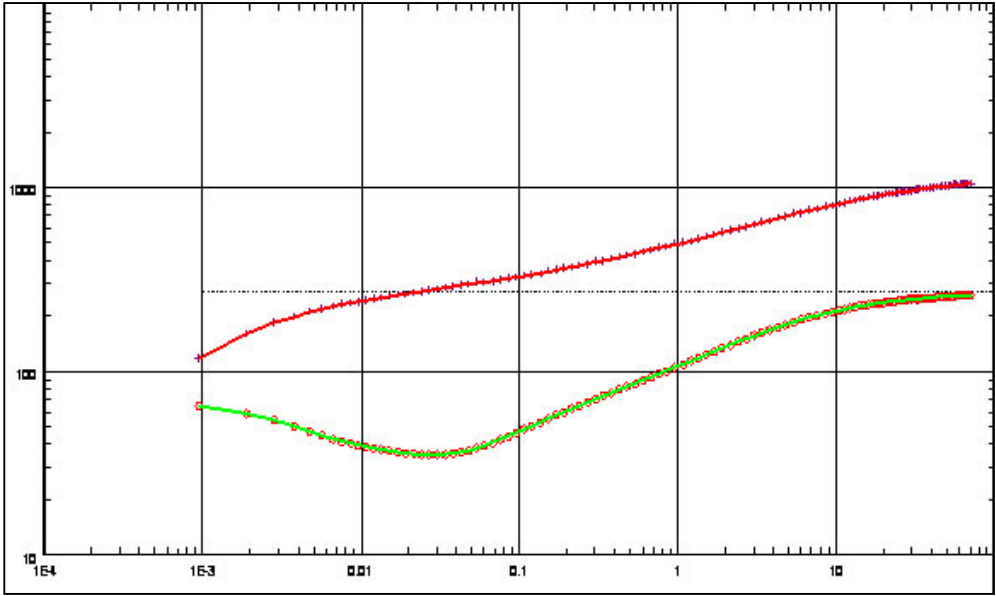


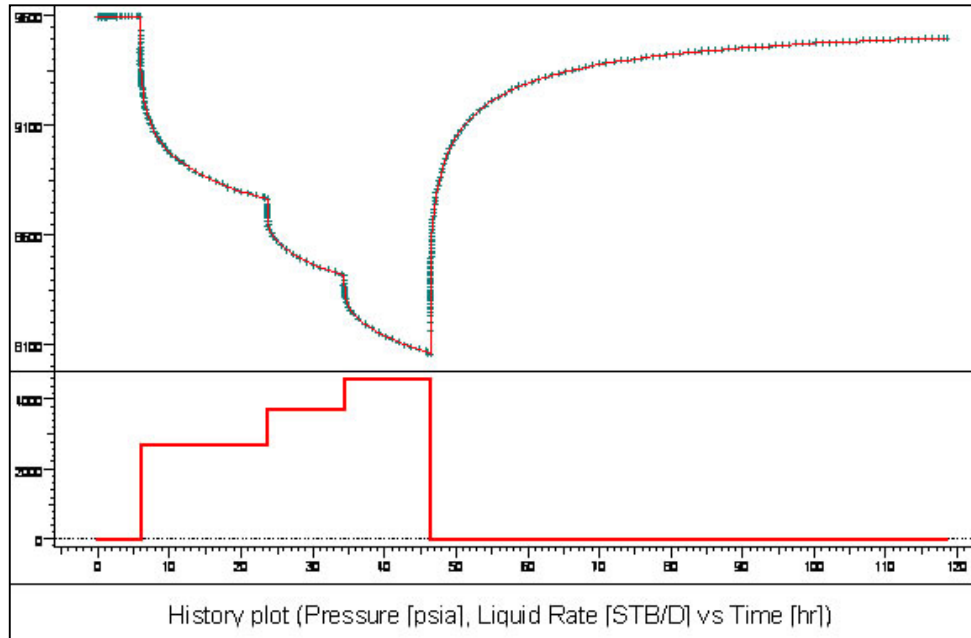
Yacimiento naturalmente fracturado (doble porosidad): matriz aporta a las fracturas y este aporte se comunica con el pozo vía fracturas solamente.



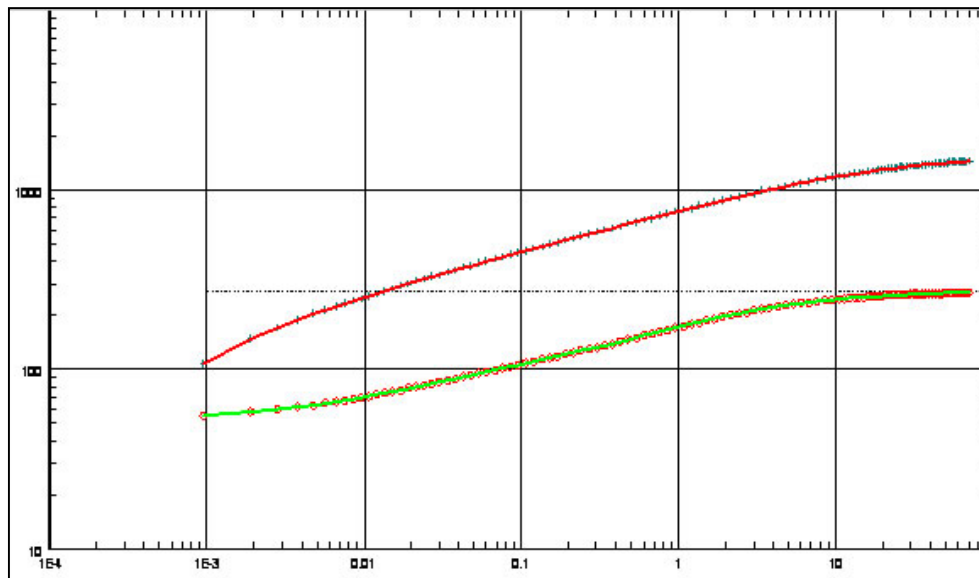


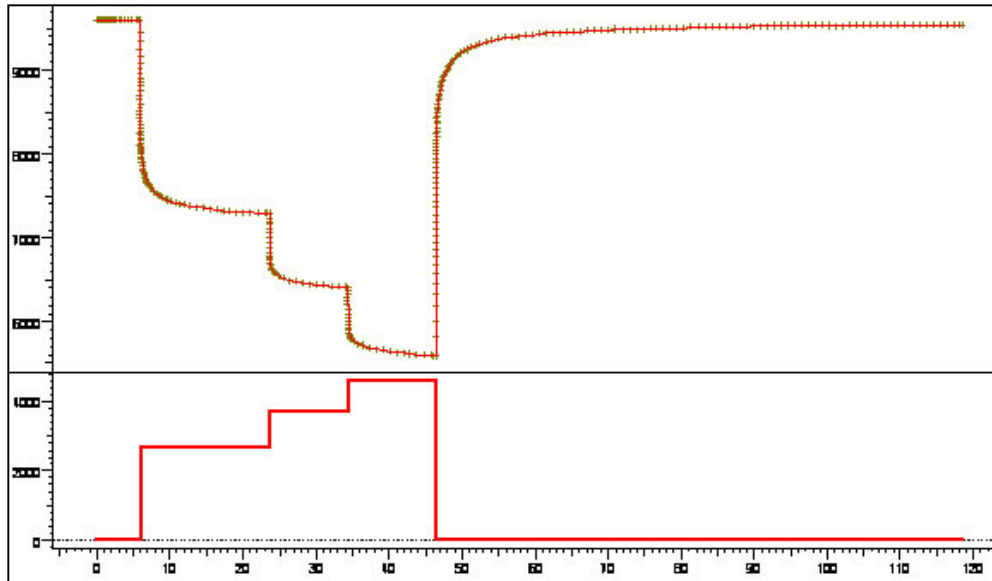
Pozo horizontal



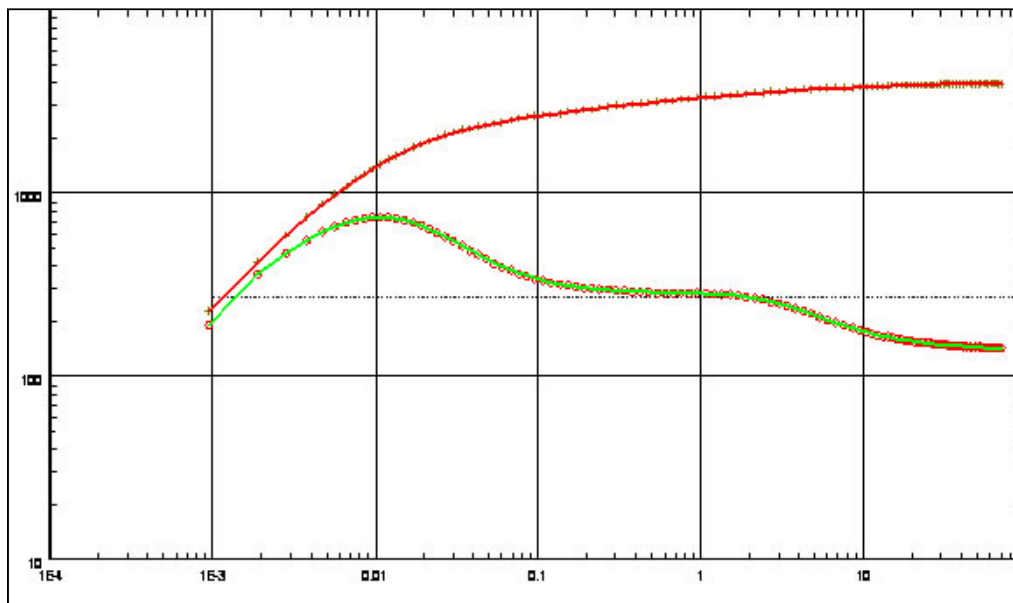


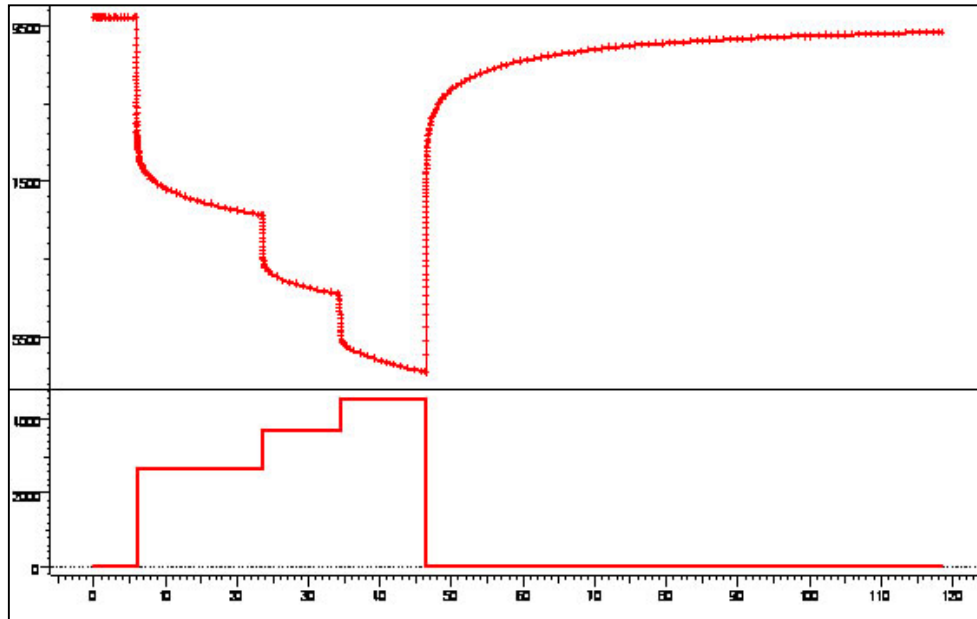
Pozo hidráulicamente fracturado



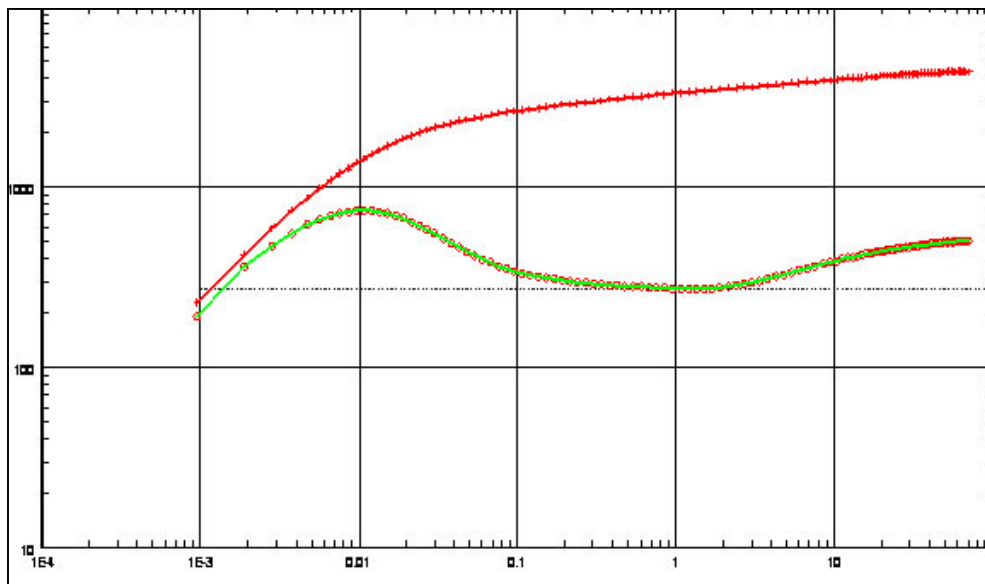


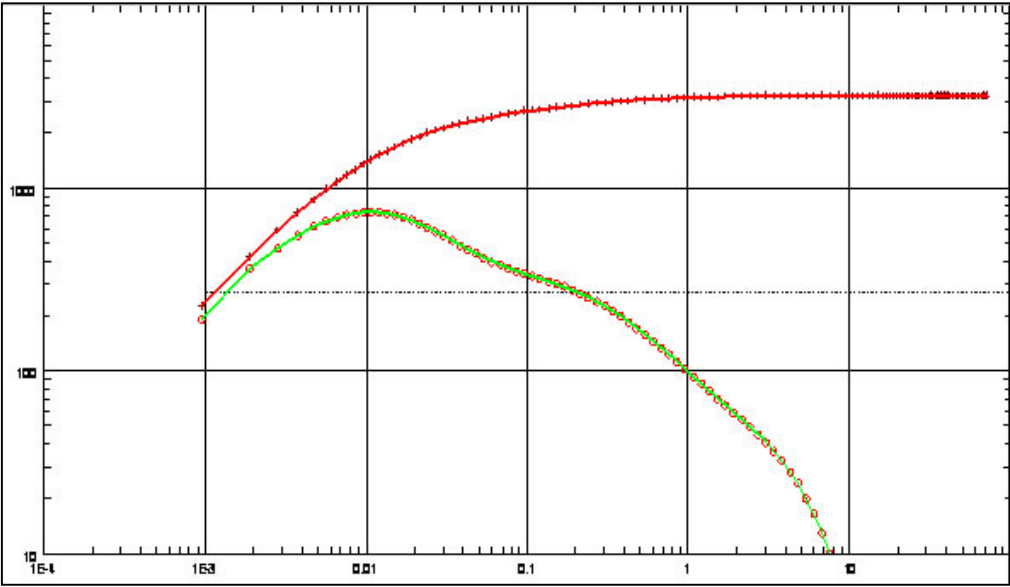
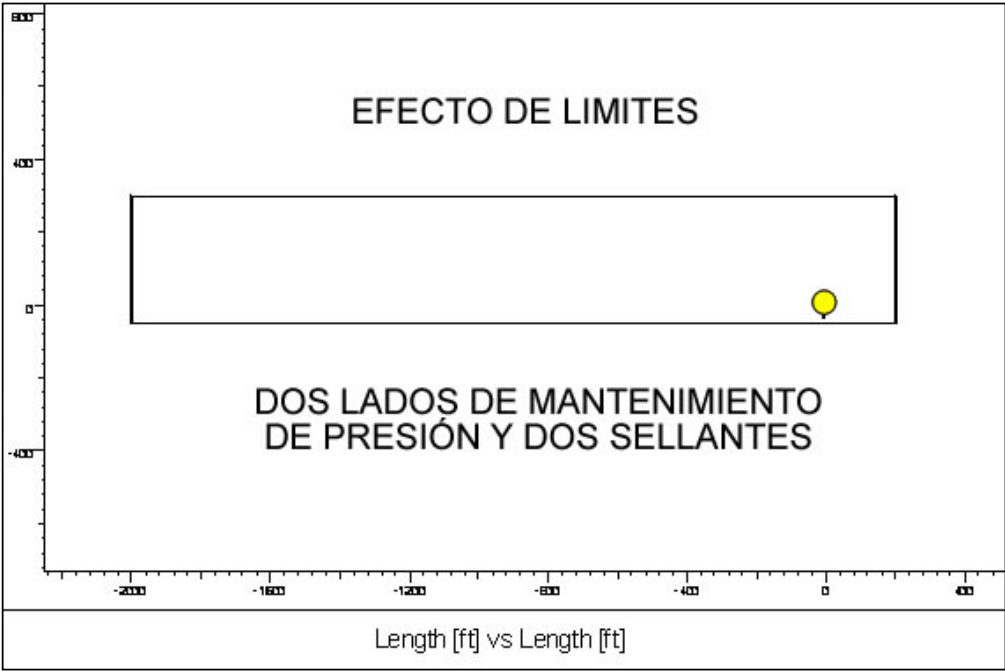
Modelo radial compuesto
Movilidad (M) menor que 1

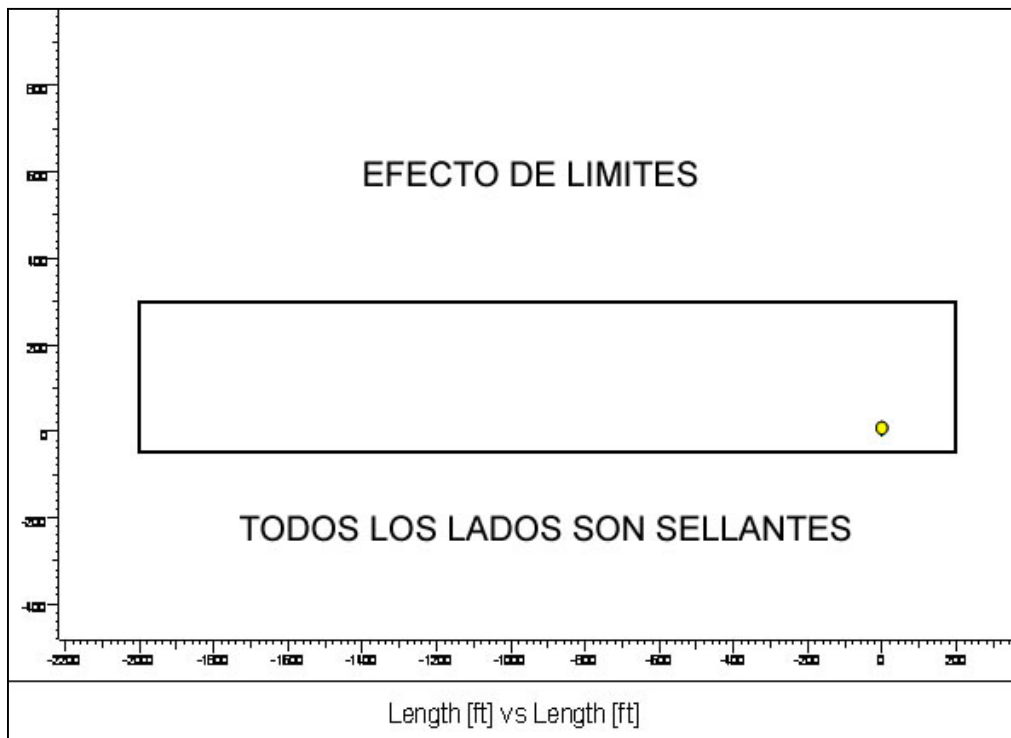




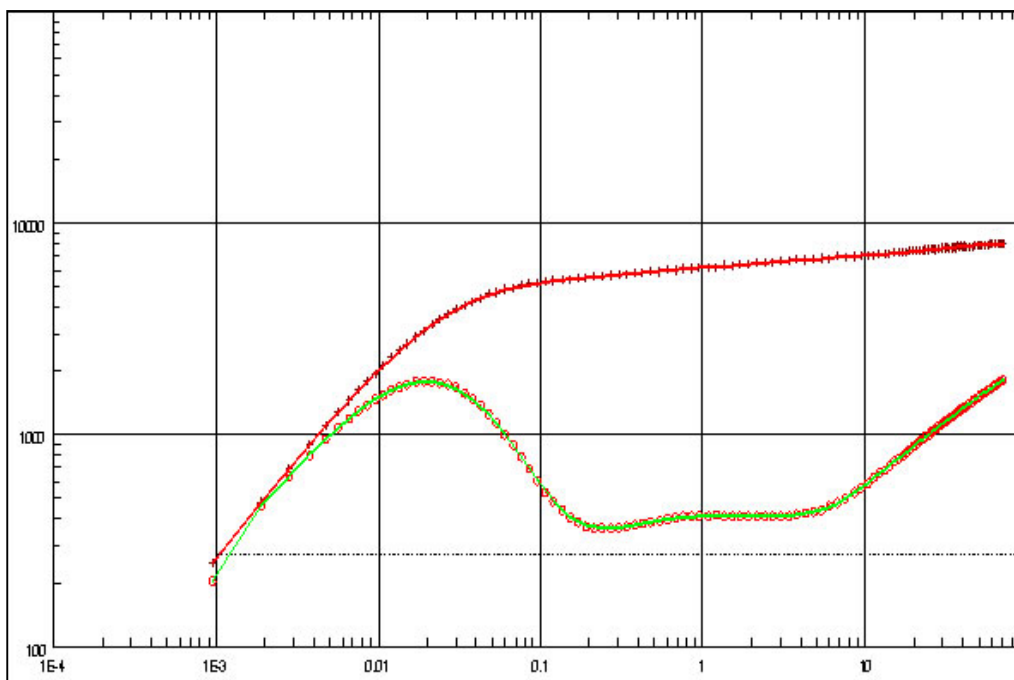
Modelo radial compuesto
Movilidad (M) mayor que 1

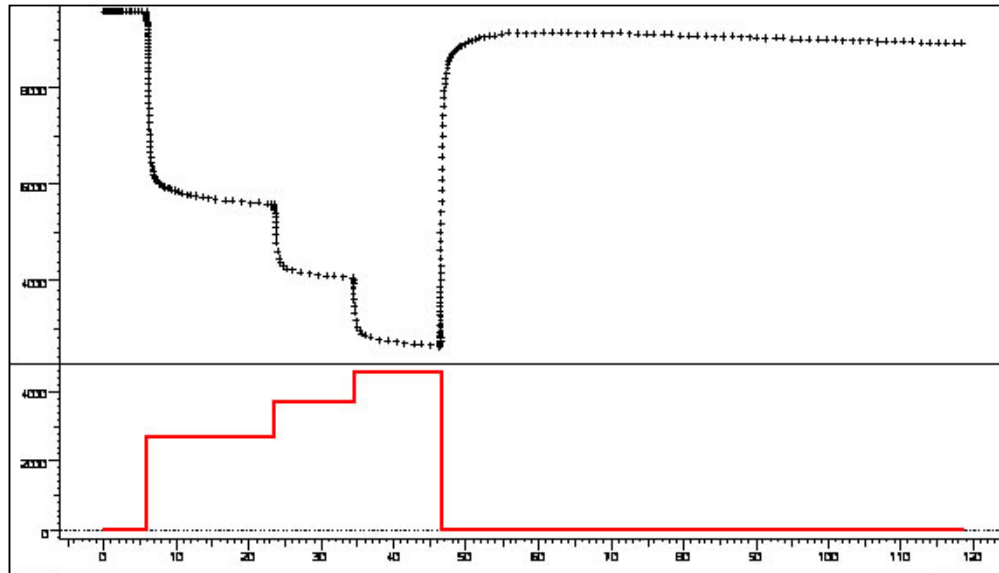




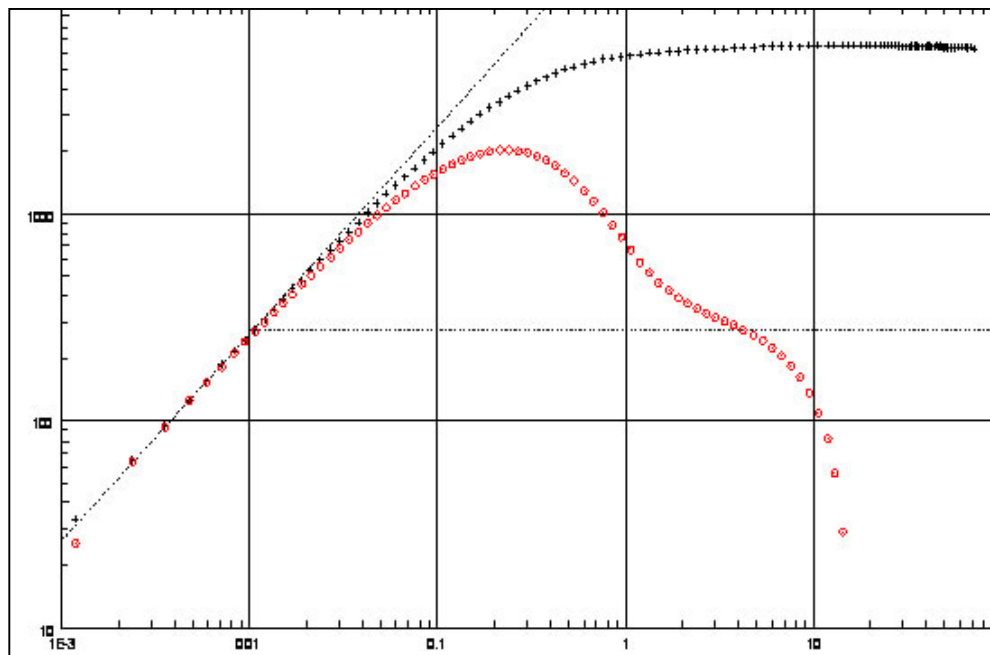


Efecto de discontinuidades laterales. El tiempo de cierre no fue el suficiente para detectar toda el área drenaje. Yacimiento volumétrico





**Efecto de pozos activos en el área de investigación
(interferencia)**



Giovanni Da Prat posee un doctorado (Ph.D.) en ingeniería de petróleo y una maestría en Geofísica, ambos fueron otorgados por la Universidad de Stanford, California (1981). Es especialista a nivel internacional en interpretación y diseño de las pruebas de presión y producción, que se realizan en los pozos exploratorios, (tierra y costa afuera) de desarrollo, e inyectores. Cuenta con mas de 25 años de experiencia laboral en el area de su especialidad.

Es autor de mas de 25 articulos técnicos, muchos de los cuales se han publicado en la SPE. Es autor del libro: **Well Test Analysis for Fractured Reservoirs** (Elsevier Publishing, 1990). Fue conferencista distinguido de la Sociedad de Ingenieros de Petroleo a nivel Internacional (SPE) durante el periodo 2003-2004 **"Well Testing Management Impact on Reservoir Evaluation and Well Productivity"**.

"Para el logro de una interpretación exitosa de los datos de presión, además de la experiencia, el conocimiento de los principios básicos que rigen el comportamiento dinámico del flujo de fluidos en el medio poroso es de gran utilidad para decidir cuál es el modelo de yacimiento, de tantos probables, el verdadero en cada caso".

Giovanni Da Prat

www.daprat.com.ar
dapratg@daprat.com.ar

