

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS NATURAL
Y PETROQUIMICA**



**INTERPRETACION DE DATOS DE PRUEBA DE
POZOS EN RESERVORIOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO**

PRESENTADO POR :

HECTOR AUGUSTO CERMEÑO RODRIGUEZ

PROMOCION 1990-1

LIMA – PERU 2005

INTERPRETACION DE DATOS DE PRUEBA DE POZOS EN RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS

INDICE

1. SUMARIO
2. INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTORICA DE PRUEBA DE POZOS
3. CONCEPTOS GENERALES DE PRUEBA DE POZOS
4. ANÁLISIS DE PRUEBA DE POZOS
5. RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS
6. CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS DE DOBLE
POROSIDAD
7. MODELOS DE INTERPRETACION DE DATOS DE PRUEBA DE
POZOS EN RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS
8. CONCLUSIONES
9. RECOMENDACIONES
10. ANEXOS
11. BIBLIOGRAFÍA.

CAPÍTULO I

SUMARIO

El presente trabajo se enfoca en la interpretación de datos de prueba de presión de pozos completados en reservorios naturalmente fracturados. Debido a la presencia de dos distintos tipos de medio poroso, la asunción de conducta homogénea no es totalmente válida en reservorios naturalmente fracturados.

Se describirán dos tipos de modelos de reservorios naturalmente fracturados, incluyendo los principios físicos que gobiernan el flujo de fluidos en estos reservorios. Los modelos son de flujo pseudoestable en la matriz y de flujo transiente en la matriz.

Se efectuarán técnicas de análisis del gráfico especial semilog y el de Curva Tipo para prueba de pozos en estos reservorios.

Finalmente, se usarán algunos ejemplos para ilustrar los conceptos teóricos delineados y aplicaciones prácticas de las técnicas de análisis.

CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA DE PRUEBA DE POZOS

Los primeros elementos de medición de presiones registraban un solo punto de presión. Los instrumentos de medición continua de presión fueron introducidos en 1930.

El método de Recobro en Hidrología (análogo al método de Horner) fue introducido por Theis en 1935.

En 1937, Muskat presentó un método para determinar presión estática p_s del área de drenaje en pozos petroleros, es un método semilog de ensayo y error. En 1949, Van Everdingen y Hurst, presentaron un estudio clásico de análisis de pruebas de pozos, y desarrollaron una solución al problema pozo-yacimiento con efecto de almacenamiento, e introdujeron la primera Curva Tipo.

Miller, Dyes y Hutchinson, (MDH), presentaron en 1950, un método basado en soluciones presentadas por Van Everdingen y Hurst, donde establecen que (p_s) debía ser una función lineal del tiempo de cierre, $\log \Delta t$. Presentaron gráficos para determinar presión estática del yacimiento bajo condiciones de límite exterior cerrado y a presión constante e investigaron y propusieron un método para analizar presiones para flujo multifásico.

Horner, en 1951 presentó un método para analizar pruebas de restauración de presión y Determinó que un gráfico de la presión de fondo de cierre, p_s , debía ser una función lineal del $\log (t+\Delta t)/\Delta t$. Horner identifica fallas geológicas y presenta el primer método para determinar presión estática del yacimiento, usando información del “transient”.

En 1953 Van Everdingen y Hurst, introducen el efecto de daño (s).

En 1955 Perrine, presentó una revisión de los trabajos de Horner y MDH, y propuso un nuevo método para análisis de pruebas de presión para flujo multifásico. Más tarde Martin estableció las bases teóricas para este método.

Matthews, Brons y Hazebroek (MBH) presentaron en 1954 un estudio donde utilizaron el principio de superposición en espacio, para determinar el comportamiento de presión de pozos localizados dentro de áreas de drenaje rectangular. Desarrollaron además un método para determinar presiones promedio de área de drenaje (p_s) el cual hace uso de información transient de presión y de la presión extrapolada, (p^*) de Horner. Este método es uno de los más utilizados actualmente para determinar presión promedio del yacimiento.

Al-Hussainy, Ramey y Crawford introdujeron en 1966 el concepto de la función pseudo presión, $m(p)$, para gases la introducción de esta función removi6 la suposición de que los gradientes de presión tenían que ser pequeños para obtener una ecuación de flujo de gas en yacimientos, defini6 condiciones de aplicabilidad de estudios presentados anteriormente y extendió la teoría de análisis de pruebas de presión de líquidos a gases utilizando la función $m(p)$.

En 1968, Earlougler, Ramey, Miller y Mueller, aplicaron el principio de Superposición en espacio para obtener la solución del problema de un pozo produciendo a tasa de flujo constante, localizado en diferentes posiciones dentro de un área de drenaje rectangular. Mostraron como usar el problema de un pozo en el centro de un cuadrado para general soluciones para áreas de drenaje rectangular.

En 1970 Agarwal, Al-Hussainy y Ramey¹⁴ introdujeron el análisis de los períodos iniciales de flujo o restauración de presión mediante el Método de la Curva Tipo, para un pozo localizado en un yacimiento infinito con efecto de almacenamiento y efecto de daño. En el método de Curva Tipo, el problema pozo-yacimiento se formula matemáticamente de acuerdo a las leyes físicas del flujo de fluido en medios porosos y aplicando determinadas condiciones iniciales y de contorno. Las ecuaciones resultantes se resuelven mediante métodos del análisis clásico matemático (transformación de Laplace, funciones de Green, etc.) o mediante técnicas del análisis numérico (diferencias finitas, elementos finitos); luego, la solución se dibuja en un papel (Curva Tipo) y se trata de ajustar los datos reales dibujados en un papel semi-transparente (Gráfico de Campo) a la solución teórica. McKinley en 1971 y Earlougher y Kersch en 1974 también han presentado modelos de Curva Tipo para el problema del pozo con efecto de almacenamiento y de daño.

El modelo de Mc Kinley fue desarrollado para pruebas de restauración de presión y es un modelo que utiliza diferencias finitas. Fue desarrollado para un valor determinado de la constante de difusividad y para condiciones de contorno de presión constante en el límite exterior. Tal como fue formulado originalmente, no permite un análisis cuantitativo del efecto de daño. La idea de que todas las curvas convergen a tiempos muy pequeños a una sola curva va a usarse posteriormente en Curvas Tipos modernas (Gringarten, Bourdet). Una de las principales ventajas de la Curva Tipo de Earlougher y Kersch¹⁶ es haber reducido los parámetros de las curvas a uno solo: C_{De}^{2s} , este tratamiento va a ser usado posteriormente en las Curvas Tipo más modernas.

En 1979 Gringarten introducen una Curva Tipo para yacimientos homogéneos con condición de contorno interior en el pozo de efecto de almacenamiento y efecto de daño y para yacimientos de fractura inducida. Matemáticamente Gringarten modificaron la solución de Agarwal en el campo de Laplace e invirtieron esta solución usando el algoritmo de Sthefest. Tradicionalmente se utilizaban métodos clásicos del análisis matemático para determinar la transformada inversa (formula de Mellin). La solución de Gringarten , es una solución mas completa y elaborada. Algunos puntos resaltantes de esta solución son los siguientes:

La solución, p_{wFD} , es una función de t_D/C_D y del parámetro C_{De}^{2s}

1. En la Curva Tipo se indican límites de duración del efecto de almacenamiento para cada valor de C_{De}^{2s}

2. Se determinan formas cualitativas y valores cuantitativos típicos de las curvas de presión adimensional, p_{wFD} , contra tiempo adimensional, t_D/C_D , y de acuerdo al valor del parámetro C_{De}^{2S} (gráfico log-log) para pozos dañados, no dañados, estimulados y fracturados.

3. Determina sobre la Curva Tipo, el lugar geométrico del comienzo de la línea recta semilog, e incluyen una escala para cerciorarse de que el tiempo de flujo antes de una prueba de “Buildup” es correcto para analizar las presiones a determinados tiempos de cierre, con la curva Tipo de flujo.

Bourdet en 1982, introducen el método de la derivada para análisis de presiones. El problema de las Curvas Tipo, anteriormente mencionadas, consistía en respuesta no única Bourdet, aun cuando presentan una Curva Tipo de flujo, compuesta de dos familias de curvas de parámetros C_{De}^{2s} , esto es: la Curva Tipo log-log de Gringarten y la derivada de la Curva de Tipo de Gringarten multiplicada por (t_D/C_D) , presentan técnicas computacionales para tratar las pruebas de flujo y las pruebas de restauración de presión en forma separada; de tal forma que la derivada en el “drawdown” y en pruebas de restauración de presión representan derivadas con respecto al $\ln t_D$ y al $\ln(t_D+\Delta t_D)/\Delta t_D$, respectivamente. Este método conjuntamente con la información geológica, geofísica, de registros, etc., constituye la técnica más importante de diagnóstico en el análisis de interpretación de pruebas de pozos. Se han presentado bibliotecas de respuestas típicas basadas en presiones y fundamentalmente en la derivada de presión que permiten identificar el sistema pozo-yacimiento bajo análisis y en base a ciertos comportamientos típicos registrados por la derivada de presión.

Las técnicas de medición de presión se mejoraron notablemente con la introducción del medidor electrónico de presión en 1970. El medidor electrónico es de mejor precisión y resolución que los medidores mecánicos tipo Amerada que utilizan el tubo Bourdon; de tal forma, que las mediciones se pueden efectuar a intervalos de pocos segundos, permitiendo tomar hasta decenas de miles de puntos que van a contribuir a identificar el sistema pozo-yacimiento durante el proceso de análisis e interpretación de la prueba.

Nuevas técnicas del análisis matemático y nuevas aplicaciones numéricas (funciones de Green, Algoritmos de Sthefest, diferencias finitas, elementos finitos) han permitido obtener soluciones particulares del problema general, con valor en el contorno del sistema pozo-yacimiento, entre ellos citaremos: solución al problema de fractura de conductividad infinita, problema del pozo de conductividad finita, modelo de pozo multiestrato, solución al problema de pozos horizontales.

Los avances en “hardware” para instrumentos de medición y registro de presiones in situ junto al pozo, la introducción de las computadoras personales de gran capacidad de memoria y velocidad de procesamiento de datos y de cálculos, hizo accesible al ingeniero programas y métodos de análisis reservados solamente para grandes computadoras y que podían aplicarse durante el desarrollo de las pruebas in situ.

A partir de inicios de la década de los ochenta (1983) se comienza a efectuar mediciones simultáneas de presión y tasa de flujo durante la etapa “transient”. Esto promete ser un campo de intensa investigación tecnológica en cuanto al desarrollo de instrumentos de medición y técnicas de análisis, mediante el uso de Convulación y Deconvulación. De un análisis independiente en los años 50 cuando solo se aplicaban los métodos convencionales de análisis, se ha pasado progresivamente a un análisis integrado sinérgico, en donde la información geológica, geofísica, petrofísica, de registros de pozos, de datos de completación, tipos de pozos, datos de PVT, etc. aportan su cuota de descripción y de información para obtener el modelo final que caracteriza al sistema pozo yacimiento.

MÉTODOS CONVENCIONALES

Los métodos convencionales se refieren aquellos métodos descritos en la literatura en los años 50 esto es: Los métodos de Horner, MDH, Muskat y MBH. Estos métodos utilizan en general los tiempos de cierre “transient” (Horner, MDH, MBH) o los tiempos de cierre afectados por los límites, como el método de Muskat de ensayo y error, para determinar presión estática del área de drenaje, p_s . Los métodos de Horner y MDH, no toman en cuenta en el análisis las primeras presiones recogidas en el pozo y solo son válidos para analizar una prueba si se puede obtener la línea recta semilog apropiada en un gráfico de p_{ws} contra $(t_p + \Delta t) / \Delta t$. Muchas veces es difícil obtener la línea recta correcta. Un gráfico semilog puede mostrar varias líneas rectas, a diferentes tiempos de la prueba, y el problema sería determinar la recta semilog apropiada. Por ejemplo, un pozo dañado con efecto de almacenamiento alto puede hacer desaparecer por largo tiempo de cierre la línea recta semilog. Así mismo, un pozo fracturado, se comporta en una forma característica (pendiente $\frac{1}{2}$ en papel log-log) pero no sigue a cortos tiempos la línea recta semilog. No fue sino hasta 1970 cuando se introdujo la Curva Tipo de Agarwal, que tomaba en cuenta y utilizaba los primeros tiempos de flujo o de cierre, y de cuyo análisis podría inferirse la naturaleza del sistema pozo-yacimiento y los valores numéricos de las variables desconocidas o parámetros.

MÉTODOS DE CURVA TIPO

En general, una Curva Tipo es una solución a un problema con valor en el contorno relacionando, generalmente variables en forma adimensional, graficadas en un papel de características determinadas, normalmente log-log.

En 1970 Agarwal introducen una Curva Tipo para el modelo de pozo produciendo a tasa de flujo constante, con efecto de almacenamiento, CD, y efecto de daño, s. Casi al mismo tiempo se presentaron las Curvas Tipos de McKinley y de Earlougher y Kersch. Durante la mayor parte de la década del 70 se usaron estas Curvas obteniéndose normalmente respuestas diferentes para un determinado problema. Sin embargo, se sugería el uso el método semilogarítmico para pruebas de flujo, y del método de Horner para pruebas de restauración de presión con el objeto de comparar y verificar respuestas numéricas. En esa década no se había generalizado el uso de computadora para hacer el análisis, no se hacía un análisis integrado con información proveniente de diversas fuentes de información y de ingeniería, y normalmente se utilizaba medidores de presión mecánicos. Las Curvas Tipo de Agarwal, desarrolladas para pruebas de flujo, se utilizaban también para analizar pruebas de restauración de presión usando una justificación dada por Agarwal. Sin embargo, no se verificaba durante la prueba la influencia del tiempo de producción, especialmente cuando este es pequeño durante el análisis de la prueba.

La Curva tipo de Gringarten introducida en 1979, representa un paso muy importante dentro del análisis de pruebas de pozos. Por primera vez se presentaba una Curva tipo con indicación del final del efecto de almacenamiento, el comienzo de la línea recta semilog y cualitativamente, y cuantitativamente se podía obtener indicación sobre la condición del pozo. El problema de unicidad en la solución seguía presente y los mismos autores recomendaban efectuar el análisis conjuntamente con el método semilog o el método de Horner.

Una de las técnicas más importantes del análisis de las pruebas de presiones fue introducida por Bourdet, el método de la derivada, (1983). Este método toma particularmente ventaja de la gran sensibilidad de la derivada para detectar características y comportamiento característico del sistema pozo-yacimiento, la obtención de la derivada con respecto al $\ln t_D$ o $\ln(t_D + \Delta t_D) / \Delta t_D$ representa la pendiente del método semilog. La mayoría de las técnicas de diagnóstico actuales están basadas en el método de la derivada. Esto permite hacer un ajuste de presión más preciso y efectuar con más confiabilidad el análisis y la interpretación de la prueba de presión.

Una de las debilidades del Método de la Curva Tipo que incluyen al efecto de almacenamiento, es que consideran a este constante. Mediciones experimentales soportan la conclusión de que el coeficiente de efecto de almacenamiento no es constante en general. Sin embargo, no ha aparecido en la literatura una forma directa para reconocer cuando una prueba en un sistema pozo-yacimiento específico produce a

efecto de almacenamiento constante o no. Muchas soluciones para problemas con valor en el contorno (“boundary value problem”) diferentes al problema clásico de pozo con efecto de daño y almacenamiento han aparecido en la literatura.

Durante la década pasada se desarrollaron los modelos de doble porosidad, doble permeabilidad, yacimiento de fractura de conductividad infinita, fracturas de conductividad finita, penetración parcial, pozos horizontales. Además, se introdujeron las mediciones simultáneas de tasa de flujo y presión que permitió el uso de los métodos de Convolución y de Deconvolución. Este tratamiento permite hacer el análisis de pruebas de pozos afectados con efecto de almacenamiento, removiendo la suposición de efecto de almacenamiento constante. En la actualidad el analista dispone de una biblioteca de Curvas Tipos con características específicas para numerosos problemas con valor en el Contorno.

APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CURVA TIPO.

El método de la derivada de la Curva Tipo Bourdet (1983), reduce considerablemente el problema de la unicidad de la solución. Es una curva de doble cotejo del parámetro $C_D e^{2s}$. Para la familia de curvas de presión y derivadas, presenta técnicas de computación diferentes para las pruebas de restauración de presión: “Drawdown”, derivada con respecto a $\ln t$. “Buildup”, derivada con respecto a $\ln (t + \Delta t) / \Delta t$. Este el método Standard, base del análisis actual de pruebas de presión.

SOLUCIÓN “TRANSIENT”.

Kuchuk y Ayestaran (1983) y Meunier, Wittmann y Stewart (1985), introdujeron el análisis y la técnica de medición simultánea de presión y tasa de flujo durante el período “transient” de una prueba de presión. Los datos de presión y de flujo se analizan usando Convolución y Deconvolución. Esta técnica promete ser un campo intenso de investigación durante los próximos años.

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS GENERALES DE PRUEBA DE POZOS

OBJETIVOS

1. Proporcionar al Ingeniero las bases teóricas que permitan el entendimiento de las relaciones matemáticas a utilizar. Esto implica conocer las ecuaciones de flujo la formulación del problema con valor de frontera.
2. Escribir las ecuaciones apropiadas para describir un sistema pozo – yacimiento particular.
3. Análisis, interpretación y validación de las pruebas de pozos usando las técnicas más modernas de análisis. Esto incluye análisis simplificado log – log, análisis semi – log, métodos de Curva Tipo, análisis específicos, Métodos de la Derivada, Convolución, Deconvolución.
4. Uso y aplicación de programas comerciales de diseño, en análisis e interpretación de pruebas de pozos.

APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE PRESIONES

Pueden ser usadas para obtener:

1. La presión promedio del yacimiento del área de drenaje.
2. Permeabilidad de la formación.
3. Determinar el grado de daño a la formación durante la perforación y completación del pozo.
4. Cuan efectivo o eficiente ha sido una estimulación o tratamiento del pozo.
5. El grado de conectividad entre pozos.
6. Estructura geológicas.

Los datos de presión, cuando se combinan con datos de producción de petróleo y agua con datos de laboratorio, de propiedades de las rocas y de los fluidos, constituyen un medio para estimar el petróleo original in situ y el petróleo que puede ser esperado del yacimiento bajo diversas formas de producción.

BASES MATEMÁTICAS PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIONES

Ecuaciones Básicas o Leyes Físicas:

1. Conservación de Flujo de Masa
2. Conservación de la Energía
3. Conservación del Momento
4. Ecuaciones de Transporte. Ley de Darcy.
5. Condiciones de Equilibrio.
6. Ecuaciones de Estado y propiedades de los fluidos y de las rocas.

Al aplicar un balance de masa sobre un elemento finito de geometría determinada se obtiene la ecuación de continuidad, que combinada con la ecuación de Darcy y la ecuación de estado, permite encontrar para líquidos de compresibilidad constante la ecuación de difusividad en términos de presión para flujo radial:

$$\frac{\delta^2 p}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p}{\delta r} = \frac{1}{\eta} \frac{\delta p}{\delta t}$$

Donde η la constante de difusividad es:

$$\eta = \frac{0.0002637k \text{ ft}^2}{\phi \mu c_t} \frac{1}{\text{hr}}$$

Para flujo de gases reales un término de segundo grado aparece a menos que una sustitución tal como la pseudo-presión para gases reales, $m(p)$, sea usada.

Para obtener soluciones analíticas se requiere:

1. Condiciones iniciales.
2. Condición de contorno o de frontera, tanto interna como externa.

Las suposiciones hechas en el desarrollo de la ecuación son resumidas a continuación:

1. Flujo radial hacia el pozo abierto sobre el espesor total del yacimiento.
2. Medio poroso isotrópico y homogéneo.
3. Yacimiento de espesor uniforme.
4. Porosidad y permeabilidad.
5. Fluido de compresibilidad pequeña y constante.
6. Fluido de viscosidad constante.
7. Pequeños gradientes de presión.
8. Fuerzas de gravedad despreciables.

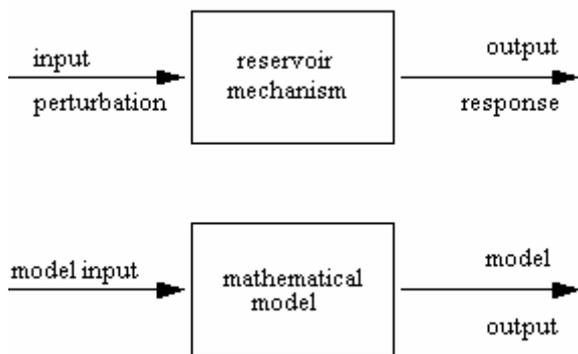
CAPITULO 4

ANÁLISIS DE PRUEBA DE POZOS

En una prueba de pozos, se registra la respuesta de un reservorio a condiciones de cambio de producción (o inyección). Desde que el grado de respuesta depende de las características de las propiedades del reservorio, es posible en muchos casos inferir de la respuesta dichas propiedades.

Interpretar una prueba de pozos es entonces un problema inverso en que los parámetros modelados son inferidos analizando el modelo de respuesta a datos de ingreso.

En muchos casos de prueba de pozos, la respuesta reservorio que es registrada y analizada es la presión. De aquí que análisis de prueba de pozos sea sinónima con análisis de presión transitoria. La transiente de presión es debida a cambios en la producción o inyección de fluidos, donde el rate de flujo transiente es el ingreso y la transiente de presión la salida.



En la interpretación de prueba de pozos, se usa un modelo matemático para relacionar respuesta de presión (salida) a variación del rate de flujo (ingreso).

Especificando que la historia del rate de flujo (ingreso) en el modelo sea el mismo que el de campo, se tendrá que los parámetros del modelo y reservorio son idénticos, si el modelo de presión de salida es el mismo que la presión medida del reservorio. Este proceso puede dar dificultades, desde que el modelo puede actuar como el reservorio real, aunque los supuestos físicos no sean válidos.

Esta ambigüedad es inherente en todos los problemas inversos, incluyendo muchos otros usados en ingeniería de reservorios (ej: en simulación el ajuste del historial, análisis de curvas de declinación, balance de materiales).

Sin embargo, los peligros pueden ser minimizados por especificaciones cuidadosas de las pruebas de pozos, de forma tal que la respuesta se identifique con las características de los

parámetros del reservorio. Por tanto, el diseño e interpretación de una prueba de pozos dependerá de sus objetivos.

Los objetivos de una prueba de pozos, pueden ser:

- 1) Evaluación del reservorio;
- 2) Manejo del reservorio y
- 3) Descripción del reservorio

4.1. EVALUACION DEL RESERVORIO.

Para lograr una decisión de cómo mejor producir un reservorio dado (o si vale la pena seguir gastando en él) será necesario conocer la conductividad del reservorio kh , o producto permeabilidad-espesor, presión inicial del reservorio y los límites del reservorio (o fronteras). A su vez se tomarán muestras de los fluidos para que sus propiedades físicas puedan ser medidas en el laboratorio.

También se examina las condiciones cerca al wellbore, para evaluar si la productividad del pozo está gobernada por efectos del wellbore (tal como skin y almacenamiento) o por el reservorio en sí.

La conductividad del reservorio (kh) indica cuan rápido llegan los fluidos al pozo. De aquí, que sea un parámetro para diseñar el espaciamiento entre pozos y el número de ellos. Si la conductividad del reservorio es baja se requerirá evaluar si es necesaria una estimulación.

La presión del reservorio llamada energía potencial que el reservorio contiene (o que le queda), es un indicador del tiempo en que la producción del reservorio se sustenta.

Análisis de pruebas de límites de reservorio permiten determinar cuanto fluido está presente (si este es aceite, gas, agua, vapor o cualquier otro) y estimar si las fronteras del reservorio son cerradas o abiertas (con acuífero de soporte o una superficie de no flujo).

4.2. MANEJO DEL RESERVORIO.

Durante la vida de un reservorio se debe establecer la performance y condición de los pozos. Es usual registrar cambios en la presión promedio del reservorio de manera de refinar nuestros pronósticos o futura performance del reservorio. Conociendo las condiciones de los pozos, es posible identificar candidatos para workovers o estimulación. En circunstancias especiales, también registrar el movimiento del frente de fluidos dentro del reservorio (en inyección de agua o combustión in situ).

Sabiendo la localización del frente, se puede evaluar la efectividad del proceso de desplazamiento y pronosticar su subsecuente performance.

4.3. DESCRIPCION DEL RESERVORIO

Las formaciones geológicas que almacenan aceite, gas y agua y los reservorios geotérmicos son complejos y pueden contener diferentes tipos de roca, fallas, interfaces estratigráficas, barreras y frentes de fluido. Algunas de esas características pueden influenciar la conducta de la transiente de presión en alguna extensión y muchas afectan la performance del reservorio.

En lo posible el uso de prueba de pozos para describir el reservorio es hecho en adición a los pronósticos de performance del reservorio.

Sin embargo es importante reconocer que hay un límite en el nivel de detalle que puede ser logrado en una descripción del reservorio. Esto se debe a que la transmisión de presión es un proceso de difusividad inherente y es gobernada grandemente por las condiciones promedio más que por heterogeneidades locales.

4.4. ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION.

El caso en que la presión fluyente es tratada como constante y el rate de producción declina, es comúnmente conocido como análisis de curvas de declinación.

Básicamente no hay diferencia entre análisis de presión transiente y análisis de curvas de declinación, sin embargo hay consideraciones prácticas que separan las dos aplicaciones.

Desde que el rate de flujo es la más fácil de las dos funciones a controlar en un corto tiempo, las pruebas de transiente de presión (tales como drawdown, buildup y pruebas de interferencia) son normalmente realizadas sobre solamente unas cuantas horas o días. Estas pruebas son usadas para diagnosticar condiciones cerca al hueco del pozo, tales como kh, almacenamiento y skin.

Durante largos períodos de producción, la presión es normalmente controlada por los requerimientos de los equipos y los rates de producción son registrados en grandes períodos (sobre meses y años) para análisis de curvas de declinación. De aquí que el

análisis de curvas de declinación es un diagnóstico en términos de efectos mayores, tales como el volumen del reservorio.

En términos generales, ambos rate de flujo y presión son interdependientes, siendo gobernados por características del reservorio. A cualquier tiempo en que ambos: rate de flujo y presión son medidos, es posible especificar uno y ajustar el otro. Debido a la naturaleza difusiva de la transmisión de presión, a menudo es más fácil ajustar presiones que ajustar rates de flujo.

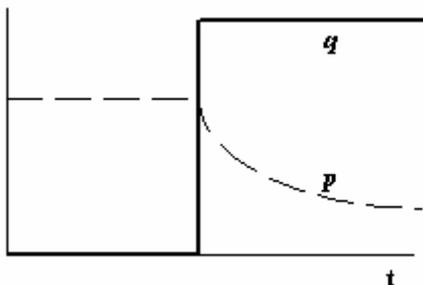
4.5. TIPOS DE PRUEBAS.

En la mayoría de casos el tipo de prueba realizado está gobernado por los objetivos de la prueba. En otros casos la elección está referida a limitaciones prácticas o experiencias.

4.5.1. PRUEBA DRAWDOWN.

En una prueba drawdown un pozo que está estático, estable y cerrado es abierto al flujo. Para propósitos de análisis de la prueba el rate de flujo se supone que es constante. Muchas de las otras técnicas de análisis son derivadas usando la prueba drawdown como base.

Sin embargo la prueba drawdown en la práctica es muy difícil de lograr bajo las condiciones anotadas.



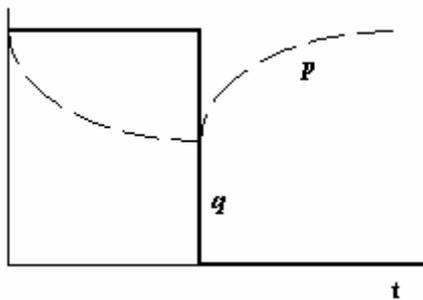
En particular:

- a) es difícil hacer que el pozo fluya a un rate constante, aún después que se ha (más o menos) estabilizado, y
- b) la condición del pozo puede no ser inicialmente estática o estable; sobre todo si recién ha sido perforado o ha estado fluyendo previamente.

De otro lado la prueba drawdown es un buen método para pruebas de límites de reservorio, desde que el tiempo requerido para observar una respuesta de frontera es grande, y fluctuaciones en el rate de flujo se tornan menos significativas sobre grandes períodos de tiempo.

4.5.2. PRUEBA BUILDUP.

En una prueba buildup un pozo que ha estado fluyendo hasta antes de la prueba (idealmente a rate constante) es cerrado y la presión pozo abajo es medida en cuanto ella levanta. Análisis de una prueba buildup a menudo solo requiere ligeras modificaciones de las técnicas usadas al interpretar una prueba drawdown a rate constante.



La ventaja práctica de una prueba buildup es que la condición de rate de flujo constante es más fácilmente lograda (desde que el rate de flujo constante es cero).

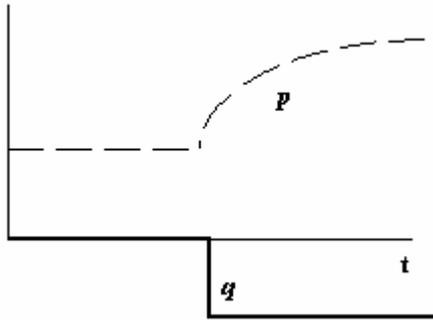
Las prueba de pozos buildup también tiene desventajas:

- a) Es muy dificultoso lograr la producción a rate constante antes del cierre. En particular será necesario cerrar el pozo brevemente al bajar la herramienta de presión dentro del hueco;
- b) Hay pérdida de producción durante el cierre.

4.5.3. PRUEBA DE INYECTIVIDAD.

La prueba de inyectividad es conceptualmente idéntica a la prueba drawdown, excepto que el rate de flujo entra al pozo, en vez de salir de él.

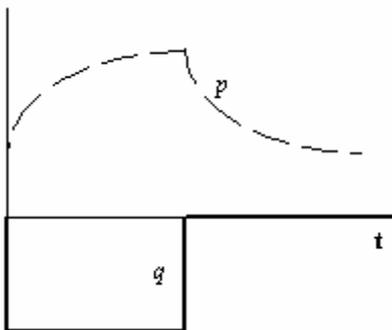
Los rates de inyección a menudo son más fáciles de controlar que los rates de producción, pero el análisis de los resultados de la prueba pueden ser complicados por los efectos multifásicos, a no ser que el fluido inyectado y el original fluido del reservorio sean iguales.



4.5.4. PRUEBA FALLOFF.

La prueba falloff mide la declinación de la presión luego del cierre de una inyección. Es conceptualmente idéntica a una prueba buildup.

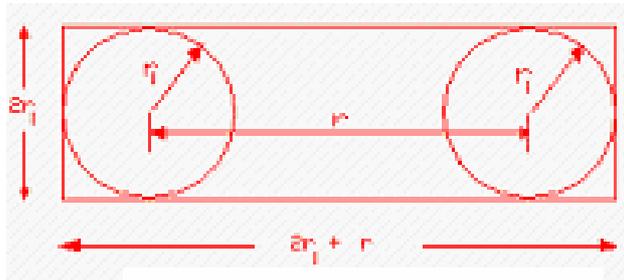
Similar a las pruebas de inyectividad, la prueba falloff es más difícil de interpretar si el fluido inyectado y el original son diferentes.



4.5.5. PRUEBA DE INTERFERENCIA.

En esta prueba, un pozo está produciendo y la presión es observada en un pozo/s diferente/s. Los cambios de presión a una distancia del pozo productor original son registrados. Entonces esta prueba puede ser muy útil para caracterizar propiedades del reservorio sobre una mayor escala que la de pruebas a un solo pozo. Los cambios de presión a una distancia del pozo productor son más pequeñas que las del pozo productor en sí, de manera que las pruebas de interferencia requieren de registradores sensitivos y realizarlas pueden tomar tiempo. Las pruebas de interferencia pueden ser usadas

independientemente del tipo de cambio de presión inducido al pozo activo (drawdown, buildup o falloff).



4.5.6. DRILL STEM TEST (DST).

El DST usa una herramienta especial montada sobre el final de la sarta de perforación. Es comúnmente usada para probar un pozo nuevo recientemente perforado. En un DST el pozo es abierto al flujo por una válvula en la base de la herramienta de prueba y los fluidos del reservorio se levantan por la sarta de perforación o completación (que normalmente está vacía al inicio). Una secuencia común de la prueba es producir, cerrar, y nuevamente producir y cerrar. Las pruebas pueden ser muy cortas, ya que el positivo cierre de la válvula hueco abajo evita efectos del almacenamiento. Análisis con técnicas especiales se requieren, cuando el nivel de fluido levanta en la sarta de perforación, desde que el rate de flujo no es constante. Otras complicaciones pueden deberse a los efectos de fricción y momento y a que la condición del pozo sea afectada por operaciones recientes de perforación y completación.

CAPITULO 5

RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Fracturas naturales en rocas reservorios contribuyen notablemente a la productividad. Entonces, es importante obtener amplia información de registros a hueco abierto para detectar la presencia e intensidad de las fracturas.

Porosidad de la Fractura

- Muy pequeña (0.01% a 0.25%)

Porosidad Relacionada a la Fractura

eg: porosidad de la solución

- Nula a moderada (0% a 17%)

Los reservorios naturalmente fracturados contienen porosidad inducida o secundaria en adición a su porosidad primaria original. La porosidad inducida es formada por tensión o esfuerzo de corte causando fracturas en una competente o frágil formación. La porosidad de la fractura es usualmente muy pequeña. Valores entre 0.0001 y 0.001 del volumen de la roca son típicos (0.01% a 0.1%). La porosidad relacionada a la fractura, tal como porosidad de solución en granito o carbonatos, puede llegar a grandes valores, pero la porosidad real de la fractura es todavía muy pequeña.

El Formation Micro-Scanner es la única herramienta de registro que puede medir la Porosidad de la Fractura y separarla de la Porosidad relacionada a la Fractura

El término “porosidad secundaria” también incluye encogimiento del volumen de la roca debido a dolomitización, incremento de la porosidad debido a solución o recristalización, y otros procesos geológicos. “Porosidad secundaria” no debe ser confundida con “porosidad de fractura”. La Porosidad secundaria formada en esta forma puede ser determinada de modernos registros), excepto para porosidad formada por fracturas, que es demasiado pequeña para determinarse por registros convencionales.

La porosidad de fractura es encontrada correctamente solamente procesando las curvas formation micro-scanner para apertura de fractura y frecuencia de fractura (también llamada intensidad de fractura o densidad de fractura). Todos los otros modelos, incluyendo el bien conocido modelo de “doble-porosidad”, son inapropiados. Esos modelos ya sea sobre estiman la porosidad de fractura por varios órdenes de magnitud, o no puede ser aplicados debido a que los datos del registro no se ajustan al modelo (por ejemplo cuando los saltos del registro sísmico, dan una aparente porosidad mayor que el crossplot porosidad densidad neutron – algo que ocurre comúnmente en registros antiguos de reservorios fracturados).

El efecto de la porosidad de fractura sobre la performance del reservorio, sin embargo, es muy grande debido a su enorme contribución a la permeabilidad. Como tal, los reservorios naturalmente fracturados se conducen diferentemente que los reservorios no-fracturados con similar porosidad, debido a la relativa alta capacidad de flujo del sistema de porosidad secundaria. Esto proporciona altos rates de producción inicial, que pueden conducir a optimistas pronósticos futuros de producción y algunas veces, errores económicos cuando el volumen pequeño del reservorio no es apropiadamente tomado en cuenta.

El software de simulación de reservorio considerado para el sistema de fractura es a menudo denominado modelo de “doble porosidad”. Mientras que en estricto, debe mejor pensarse en términos de modelos de “doble permeabilidad”, desde que la permeabilidad de la fractura alimentada por la permeabilidad de la matriz o del reservorio es de lejos mas importante que la relativa pequeña capacidad de almacenamiento de las fracturas comparada a la porosidad de la matriz. Un reservorio con solo porosidad de fractura es fácilmente depletado; un reservorio con apropiada matriz alimentando a las fracturas durará mucho más tiempo.

En orden a entender la conducta de los reservorios naturalmente fracturados, estimados deben ser hechos de los hidrocarburos-in-place dentro de ambos sistemas la primaria (roca matriz) y secundaria (fractura-solamente). Este capítulo cubre el método de partición de porosidad en sus componentes primario y de fractura. El efecto de esta partición sobre la ecuación de Saturación de Agua de Archie es también descrito.

Definición de Fracturas

Una fractura es una superficie a lo largo de la cual una pérdida de cohesión en la textura de la roca ha tomado lugar. Una fractura es algunas veces llamada una unión y en la superficie son expresadas como roturas o fisuras en las rocas. La figura muestra las prominentes características de una fractura. La orientación de la fractura puede ser cualquiera desde horizontal hasta vertical. Las superficies rugosas separadas de dos fases tienden a levantar la porosidad de la fractura. Las superficies se topan en puntos llamados asperezas. Rocas alteradas alrededor de cada superficie y rellenas de minerales pueden cubrir parte o todo de cada superficie

Minerales pueden llenar la fractura entera, convirtiendo una fractura abierta a fractura sellada. La roca alterada cercana a las superficies de fractura pueden contener mas porosidad que la roca inalterada anfitriona. Inversamente, pueden contener menor porosidad debido al llenado de precipitados minerales.

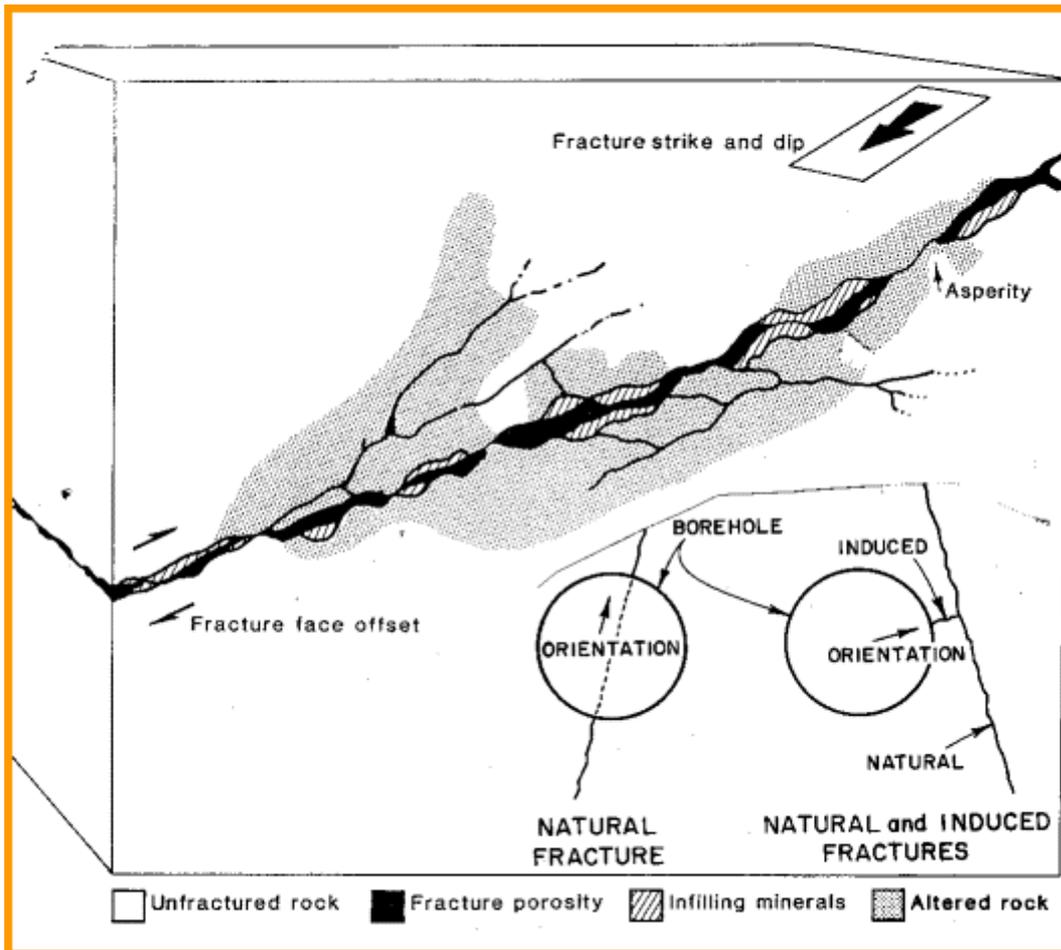


FIGURA: Definiciones de Porosidad de Fractura –Notar la distribución de la Roca Alterada que puede contener porosidad “fractura-relacionada”

Las fracturas son causadas por tensión en la formación, que a su turno se derivan de fuerzas tectónicas tales como plegamientos y fallas. Estas son denominadas fracturas naturales, en oposición a las fracturas inducidas. Las fracturas inducidas son creadas por tensión en la perforación o por fracturamiento hidráulico desde equipos en superficie.

Ambas clases de fracturas son económicamente importantes. Las fracturas inducidas pueden conectar al hueco las fracturas naturales que pueden de otro lado no contribuir a la capacidad de flujo.

Fracturas naturales son más comunes en rocas carbonatadas que en areniscas. Algunos de los mejores reservorios fracturados están en granito – a menudo referidos como reservorios no convencionales. Las fracturas ocurren en direcciones preferenciales, determinadas por la dirección de la tensión regional. Es usualmente paralela a la dirección de fallas o plegamientos cercanos, pero en el caso de fallas superpuestas, ellas pueden ser perpendiculares a la falla o pueden estar en posiciones ortogonales. Las

fracturas inducidas usualmente tienen una dirección preferencial, a menudo perpendicular a las fracturas naturales.

Una fractura es a menudo un trayecto de alta permeabilidad en una roca de baja permeabilidad, o puede ser sellada con material cementante, tal como calcita, llevando a la fractura a no permeabilidad. Entonces es importante distinguir entre fracturas abiertas y cerradas. El volumen total de fracturas es a menudo pequeño comparado al volumen total del reservorio

Muchas fracturas naturales son mas o menos fracturas verticales. Fractura horizontal pueden existir por una corta distancia, apropiadamente abiertas por puentes de superficies irregulares. Muchas fracturas horizontales, sin embargo, son selladas por la presión de sobrecarga. Ambas fracturas horizontal y semi-vertical pueden ser detectadas por varias herramientas de registros.

La extensión vertical de las fracturas es a menudo controlada por capas delgadas de material plástico, tales como capas de lutitas o laminaciones, o por capas débiles de roca, tales como stylolites en secuencias de carbonato. El espesor de esas capas pueden ser demasiado pequeñas o ser demasiado grandes, tales fracturas empiezan y paran sin una aparente razón.

Para hacer una adición a la producción, las fracturas deben ser conectadas a un razonable reservorio de hidrocarburos de soporte con suficiente volumen para garantizar la explotación. Si no hay este volumen reservorio, un buen número de fracturas no podrán ayudar mucho al menos que exista suficiente porosidad de fractura en solución relacionada para mantener una económica reserva. Esto puede ser determinado por normales análisis de registros. En razonables reservorios no-fracturados, es usualmente posible determinar la permeabilidad, y de aquí la productividad pero esto no es siempre posible en reservorios fracturados. El procesamiento de modernos registros de resistividad micro-scanner han sido usados para calcular ambos porosidad de fractura y permeabilidad, pero tales registros son raros y no pueden ser corridos en pozos antiguos. Aunque ambos la presencia de fracturas y la presencia de un reservorio pueden ser determinados de registros, una prueba de producción debe ser necesaria para determinar si la producción es económicamente posible. La prueba debe ser analizada cuidadosamente para evitar predicciones optimistas basadas en rates de producción flush asociadas con el sistema de fractura. Correlaciones locales entre intensidad de la

fractura observada por registros y el rate de producción son también empleados para la calidad de las predicciones.

Algunas veces los sistemas primario del reservorio y el de fractura sistema pueden estar pobremente conectados por que ellos están saturados con diferentes fluidos. Producción de fracturas llenas de hidrocarburos en una formación de agua salada pueden ser inicialmente muy buenas pero de muy corta vida. Un más deseable escenario es un reservorio primario con apreciable saturación de hidrocarburo y un sistema de fractura que está llena de agua encerrada al hueco, mostrando invasión y de aquí buena permeabilidad, pero llena de hidrocarburo en la formación virgen.

CAPITULO 6

CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS DE DOBLE POROSIDAD

Debido a la naturaleza difusiva de la transmisión de presión muchos reservorios indican características de homogéneos, aunque ciertas propiedades del reservorio no lo sean en alguna extensión. Sin embargo hay un tipo de heterogeneidad del reservorio que es observada en las transientes de presión, aquella en la que los reservorios tienen distinta porosidad primaria y secundaria. Estos efectos de presión son conocidos como conducta de doble porosidad y son comunes en reservorios naturalmente fracturados.

En un reservorio de doble porosidad, la porosidad primaria de la matriz de baja transmisibilidad (kh/μ) es adyacente a un medio de alta transmisibilidad, porosidad de fractura o porosidad secundaria.

Mayormente, se discutirá a los reservorios de doble porosidad en términos de bloques de porosidad de la matriz y fracturas, sin embargo es importante anotar que delgadas secuencias estratigráficas de diferente permeabilidad, pueden también indicar efectos de doble porosidad. Aunque hay variaciones, un modelo común para estos reservorios, es asociar la storativity del fluido con ambas porosidades de la fractura (porosidad secundaria) y matriz (porosidad primaria) pero asumiendo principalmente la transmisibilidad relacionada con las fracturas. En este modelo de doble porosidad, los fluidos van al wellbore a través de las fracturas solamente, aunque mucho fluido de la matriz entra a las fracturas.

Desde que hay dos medios interconectados, se definen propiedades para cada uno k_m , ϕ_m y c_{tm} la compresibilidad del sistema total son de la matriz, mientras que para la fractura son k_f , ϕ_f y c_{tf} . En sistemas fracturados ϕ_f puede ser muy bajo, desde que el volumen de fractura es normalmente sólo una pequeña parte del total. c_{tf} es a menudo muy grande debido a los efectos del cambio de presión (inflación/depleción) en la fractura.

Las ecuaciones de flujo para dos medios, incluyen adimensionales modificadas. La adimensional de la presión es basada en la transmisibilidad de la fractura, mientras que la adimensional del tiempo se basa en la storativity total (fractura + matriz) :

$$p_D = \frac{0.00708 k_f h \Delta p}{\mu q \beta} ; \quad t_D = \frac{0.0002637 k_f \Delta t}{(\phi_f c_{tf} + \phi_m c_{tm}) \mu r_w^2}$$

Los efectos de doble porosidad son descritos en términos de dos parámetros que relacionan las propiedades primaria y secundaria. El primero es la razón de almacenabilidad que relaciona la almacenabilidad secundaria o de fractura a la del sistema entero.

$$\omega = \frac{\phi_f c_{tf}}{\phi_f c_{tf} + \phi_m c_{tm}}$$

El segundo parámetro es dependiente de la razón de transmisibilidad y se denomina λ :

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} r_w^2$$

Donde α es un factor que depende de la geometría del flujo interporoso entre la matriz y la fractura:

$$\alpha = A / x V$$

donde A es el área superficial del block de la matriz, V es el volumen de la matriz y x es una longitud característica. Si los blocks de la matriz son cubos o esferas, el flujo interporoso es en tres dimensiones y λ está dado por:

$$\lambda = \frac{60 k_m}{x_m^2 k_f} r_w^2$$

donde x_m es la longitud de un lado del block cúbico o el diámetro del block esfera. Si los blocks de la matriz son cilindros alargados, entonces el flujo interporoso es de dos dimensiones y λ está dado por:

$$\lambda = \frac{32 k_m}{x_m^2 k_f} r_w^2$$

donde x_m es ahora el diámetro del block cilíndrico. Si los blocks de la matriz son planas sobreponiéndose una con otra, con fracturas intermedias (esta clase de doble porosidad a menudo ocurre en formaciones estratificadas), entonces el flujo interporoso es de una dimensión y λ está dado por:

$$\lambda = \frac{12 k_m}{h_f^2 k_f} r_w^2$$

donde h_f es la altura del plano de porosidad secundaria (i.e., el espesor de la formación de más alta permeabilidad).

Valores de ω pueden ser menores o iguales a uno. El caso especial de $\omega=1$ ocurre cuando la porosidad de la matriz es cero, por lo que nos referimos a reservorios de una sola porosidad, lo que significa que las conductas de los reservorios estándar de una sola porosidad son simples casos especiales de conductas de doble porosidad con $\omega=1$. En reservorios naturalmente fracturados, ϕ_f es usualmente muy pequeño, sin embargo, el valor grande de la compresibilidad de la fractura c_{tf} permite que ω sea menos que 0.1 pero no necesariamente muchas órdenes de magnitud menos que 0.1

λ normalmente es muy pequeño (por ejemplo, 10^{-3} a 10^{-10}). Si λ es más grande que 10^{-3} el nivel de heterogeneidad es insuficiente para que los efectos de doble porosidad sean de importancia y entonces el reservorio actúa como uno de porosidad simple.

Debido a las dos separadas porosidades en el reservorio, el sistema de doble porosidad tiene una respuesta que muestra características de ambas. La porosidad secundaria (fracturas) que tiene la mayor transmisibilidad y está conectada directamente al wellbore, responde primero. La porosidad primaria que no fluye directamente dentro del wellbore y es de menor transmisibilidad, responde mucho después. El efecto combinado de ambas provoca el levantamiento que separa la respuesta de las dos rectas en semilog.

La separación entre las dos rectas depende de ω , mientras mas pequeño mayor separación. Por cada ciclo log de separación entre las dos rectas ω se reduce en un factor de 10. Entonces las rectas para $\omega = 0.1$ son separadas por un ciclo log en el tiempo, y las rectas para $\omega = 0.01$ son separadas por dos ciclos log en el tiempo. El tiempo en que la transición entre las dos rectas ocurre es dependiente de λ . El valor de λ puede ser estimado localizando la línea de transición, y luego examinando el comienzo de la línea recta primaria (que es una posterior) dado por $t_D = (1 - \omega) / 7\lambda$

El análisis de reservorios de doble porosidad requiere de especial cuidado para tener en cuenta los efectos de almacenamiento (que pueden ocultar completamente la transiente de porosidad primaria) y los de frontera (que pueden tener un efecto sobre la transiente antes que la conducta de la porosidad secundaria es evidente).

Resumen de Respuestas en Secuencia de Tiempo

La respuesta a una prueba de pozos tiene diferentes conductas a diferentes tiempos. A tempranos tiempos ETR, la respuesta usual es el almacenamiento en el wellbore. Algo después, la respuesta de fracturas o de la porosidad primaria pueden ser evidentes. A tiempos medios, MTR, el flujo radial infinite acting puede aparecer. Finalmente la respuesta a tiempos últimos, LTR, la respuesta puede mostrar los efectos de fronteras del reservorio. Esta combinación de respuestas, pueden dar a lugar a efectos, tales como se muestra en la siguiente Tabla:

	Tiempos Tempranos ETR		Tiempos Medios MTR			Tiempos Ultimos LTR	
Flujo Radial	Almacenamiento		Infinite acting Flujo radial			Frontera cerrada Falla sellante Presión Constante	
Fracturas	Almacena- miento	Flujo Bilineal	Flujo Radial			Frontera cerrada Falla sellante Presión Constante	
Doble Porosidad	Almacenamiento		Doble Porosidad	Transición	Flujo Radial	Frontera cerrada Falla sellante Presión Constante	

Ejemplo Reservorio de Doble Porosidad sin Almacenamiento.

Datos del pozo, reservorio y de la prueba drawdown son :

$q=1245$ STB/D; $\mu=0.3$ cp ; $\beta_o=1$; $c_t= 3 \times 10^{-6}$ psi⁻¹ ; $\phi=0.033$; $r_w=0.29'$; $h=12'$.

Datos de la Prueba

Δt hrs	Presión psia	Δp psia	$\Delta t.(dp/dt)$ psia	Δt hrs	Pres psia	Δp psia	$\Delta t.(dp/dt)$ psia
0	1003.18			1.20	935.34	67.84	0.60
0.01	949.36	53.82		1.74	934.32	68.86	3.31
0.01	947.55	55.63	5.89	2.51	934.03	69.15	0.94
0.02	946.49	56.69	3.44	3.63	933.14	70.04	2.88

0.03	944.97	58.21	4.93	5.25	931.12	72.06	6.56
0.04	943.46	59.72	4.90	7.59	930.43	72.75	2.22
0.06	941.77	61.41	5.46	10.96	928.44	74.74	6.48
0.09	940.85	62.33	2.99	15.85	927.29	75.89	3.71
0.13	939.85	63.33	3.26	22.91	924.68	78.50	8.47
0.19	938.91	64.27	3.04	33.11	923.14	80.04	5.02
0.28	937.35	65.82	5.05	47.86	922.20	80.98	3.02
0.40	937.06	66.12	0.96	69.18	919.82	83.36	7.73
0.58	936.32	66.86	2.40	100.00	918.53	84.65	4.19
0.83	935.52	67.66	2.59				

Solución.

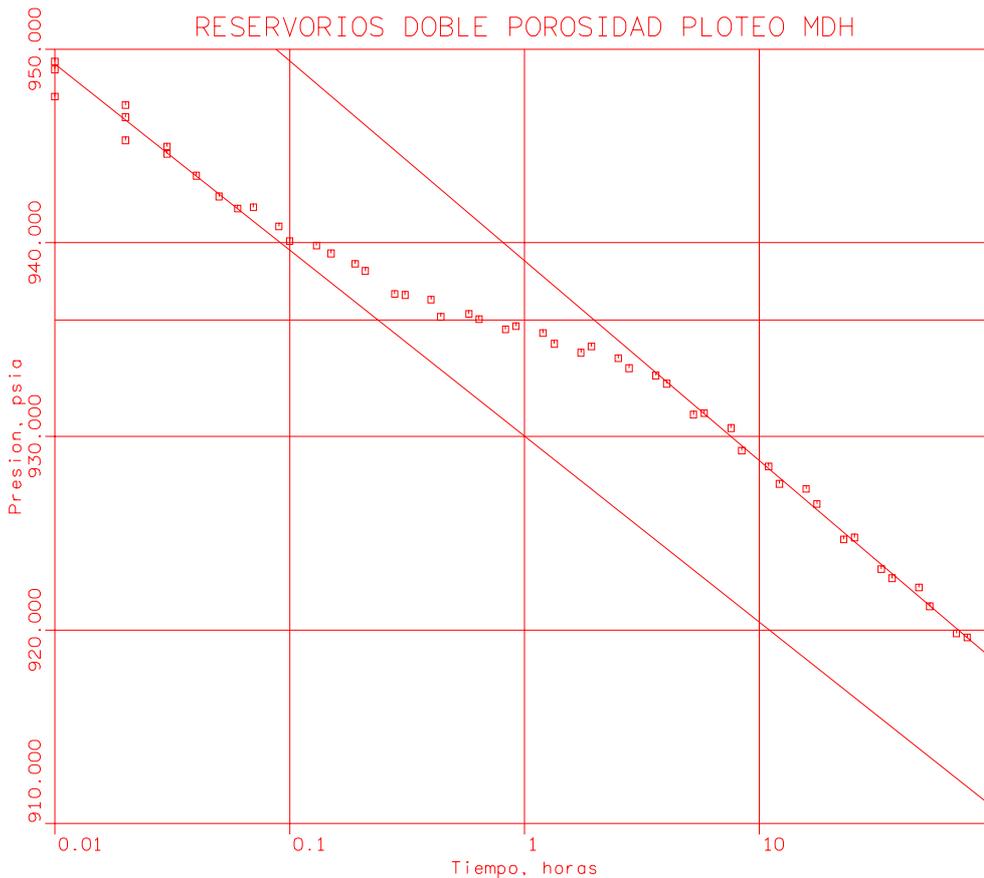
Sin almacenamiento el ploteo semilog (MDH) muestra las esperadas rectas paralelas. La permeabilidad k_f de porosidad secundaria (fracturas) se obtiene de la pendiente de cualquiera de las rectas.

$$k_f = 162.6 \frac{\mu q \beta}{mh} = 162.6 \frac{.3 \times 1245 \times 1}{10.15 \times 12} = 498.7 \text{ md.}$$

El efecto skin se calcula como en una prueba de sola porosidad, usando la última recta y sustituyendo el valor de $p_{1hr} = 939$ psia del ploteo en la ecuación:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right)$$

$$s = -2.027$$



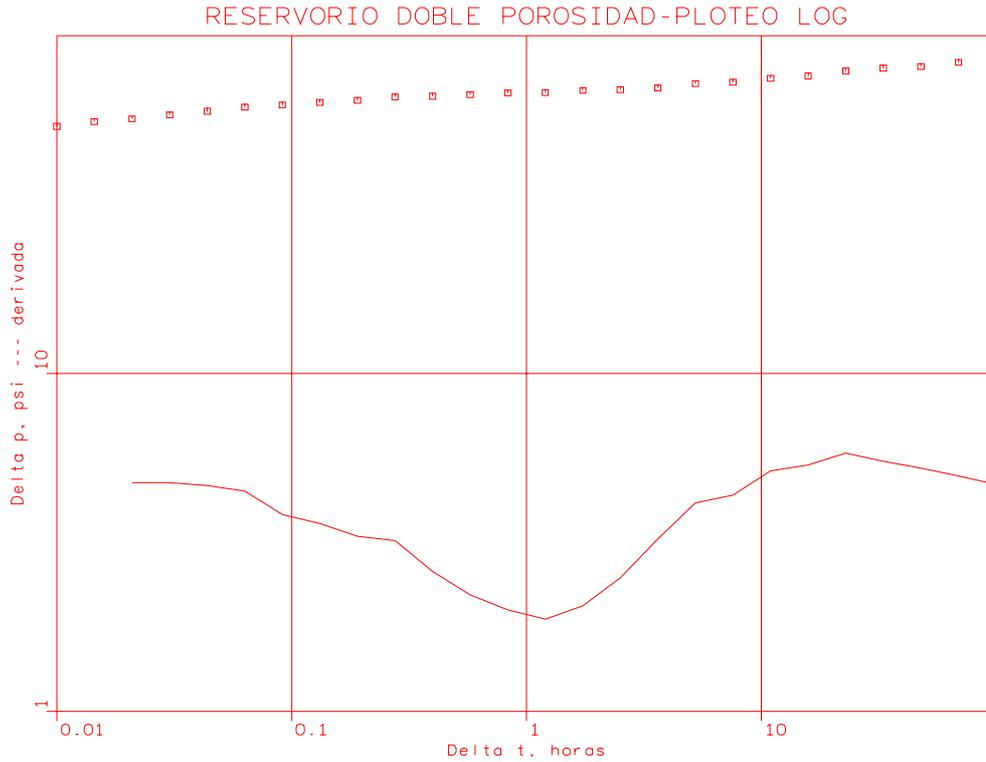
El valor de ω se estima del ploteo semilog, cortando las rectas al mismo nivel de presión con una horizontal, midiendo la distancia horizontal entre las dos rectas.

$$\omega = (t_1/t_2), \text{ donde } t_1 \text{ y } t_2 \text{ son los tiempos en la recta inicial y final.}$$

Del ploteo, las rectas se apartan en un ciclo log $\omega = 0.1$.

λ se estima de la horizontal que pasa a través de la zona de transición de doble porosidad con el tiempo en que la horizontal corta la última recta. 2 hrs. en el ejemplo.

$$t_D = \frac{0.0002637 k_f \Delta t}{(\phi_f c_{if} + \phi_m c_{im}) \mu r_w^2} = \frac{1 - \omega}{2\lambda} ; \lambda = 4.26 \times 10^{-9}$$



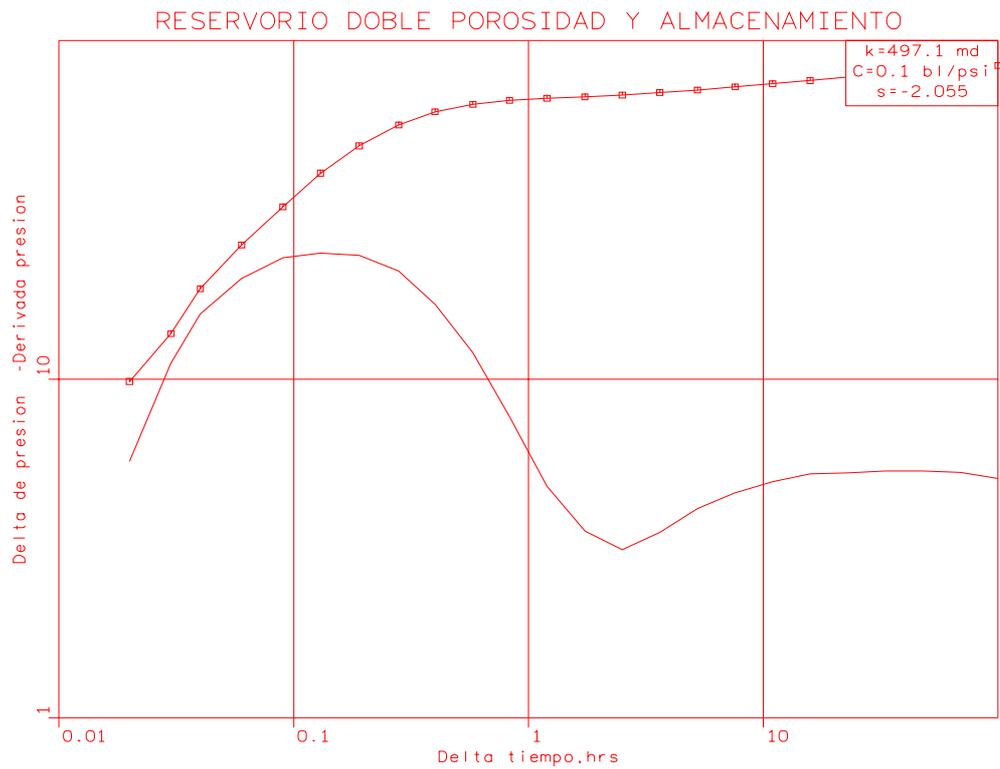
Ejemplo Reservorio de Doble Porosidad con Almacenamiento

Datos del pozo, reservorio y de la prueba drawdown son : $q = 1245$ STB/D; $\mu = 0.3$ cp; $\beta_o = 1$; $c_i = 3 \times 10^{-6}$ psi^{-1} ; $\phi = 0.033$ $r_w = 0.29'$; $h = 12'$.

Datos de la Prueba

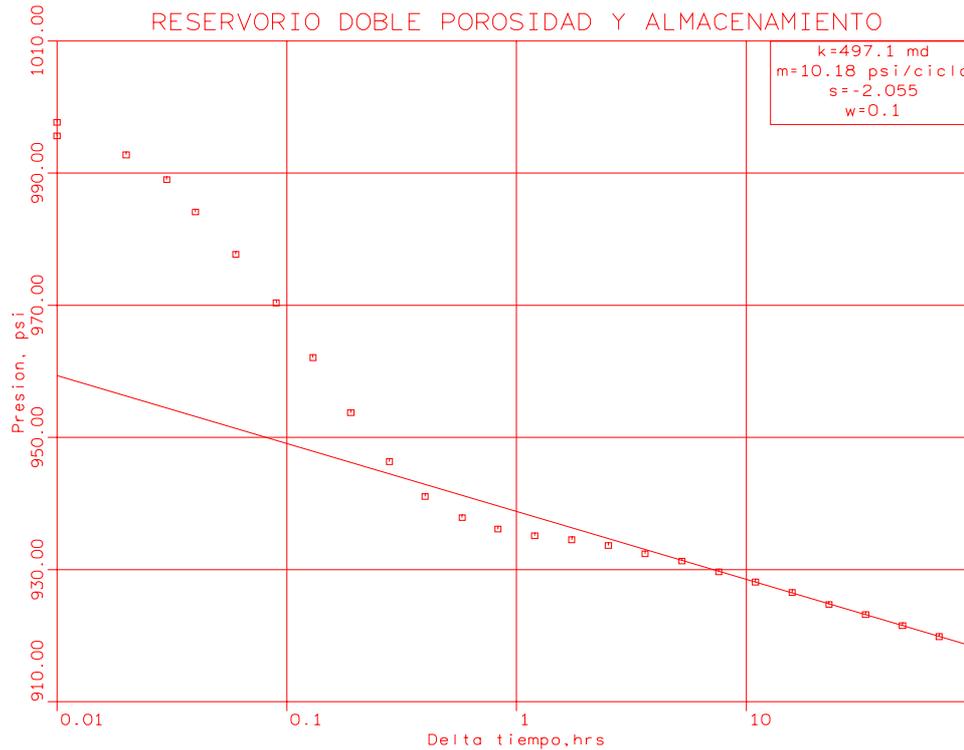
Δt hrs	Pres. psia	Δp psia	$\Delta t.(dp/dt)$ psia	Δt hrs	Pres. psia	Δp psia	$\Delta t.(dp/dt)$ psia
0.01	997.66			1.20	935.12	67.49	3.24
0.01	995.63			1.74	934.52	68.09	1.93
0.02	992.77	9.84	5.72	2.51	933.65	68.96	2.84
0.03	988.99	13.62	11.34	3.63	932.41	70.20	4.02
0.04	984.13	18.48	19.44	5.25	931.28	71.33	3.66
0.06	977.71	24.90	19.26	7.59	929.68	72.93	5.19
0.09	970.37	32.24	22.02	10.96	928.12	74.49	5.07
0.13	962.07	40.54	26.98	15.85	926.53	76.08	5.15
0.19	953.74	48.87	26.38	22.91	924.73	77.88	5.84
0.28	946.35	56.26	22.99	33.11	923.19	79.42	5.00
0.40	941.06	61.55	17.63	47.86	921.53	81.08	5.39
0.58	937.85	64.76	10.34	69.18	919.86	82.75	5.42

0.83 936.12 66.49 5.74 100.00 918.29 84.32 5.09



Solución.

Los efectos del almacenamiento cubren la primera recta en semilog (la primera porción achatada en la derivada), aunque la onda característica de la zona de transición en un sistema de doble porosidad si es reconocible.



Ejemplo de un Buildup en un Reservorio de Doble Porosidad.

Datos del pozo y reservorio son:

$q=1245 \text{ STB/D}$; $\mu=0.3 \text{ cp}$; $\beta_o=1$; $c_t=3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$; $\phi=0.033$; $r_w=0.29'$; $h=12'$; $t_p=25 \text{ hrs}$.

Datos de la Prueba

Δt hrs	Pres. psia	Δp psia	t Horner	Δt hrs	Pres. psia	Δp psia	t Horner
0	962.39			6.423	1037.94	75.55	4.892
0.552	1031.83	69.44	46.289	7.046	1038.03	75.64	4.548
1.111	1034.27	71.88	23.502	7.676	1038.11	75.72	4.256
1.675	1035.49	73.1	15.925	8.313	1038.18	75.79	4.007
2.246	1036.23	73.84	12.131	8.957	1038.24	75.85	3.791
2.823	1036.73	74.34	9.856	9.609	1038.3	75.91	3.601
3.407	1037.08	74.69	8.338	10.267	1038.35	75.96	3.434
3.997	1037.35	74.96	7.255	10.933	1038.4	76.01	3.286
4.593	1037.55	75.16	6.443	11.606	1038.45	76.06	3.154
5.196	1037.7	75.31	5.811	12.287	1038.49	76.1	3.034
5.806	1037.83	75.44	5.306	12.975	1038.54	76.15	2.926
13.67	1038.58	76.19	2.829	47.727	1039.83	77.44	1.523
14.374	1038.62	76.23	2.739	48.806	1039.86	77.47	1.512
15.085	1038.66	76.27	2.657	49.898	1039.88	77.49	1.501
15.804	1038.7	76.31	2.581	51.001	1039.91	77.51	1.490
16.531	1038.74	76.35	2.512	52.117	1039.93	77.54	1.480
17.266	1038.78	76.39	2.447	53.245	1039.95	77.56	1.470
18.009	1038.81	76.42	2.388	54.386	1039.98	77.58	1.460
18.76	1038.85	76.46	2.332	55.539	1040.00	77.61	1.450
19.52	1038.89	76.5	2.280	56.705	1040.02	77.63	1.441
20.287	1038.92	76.53	2.232	57.884	1040.05	77.66	1.432

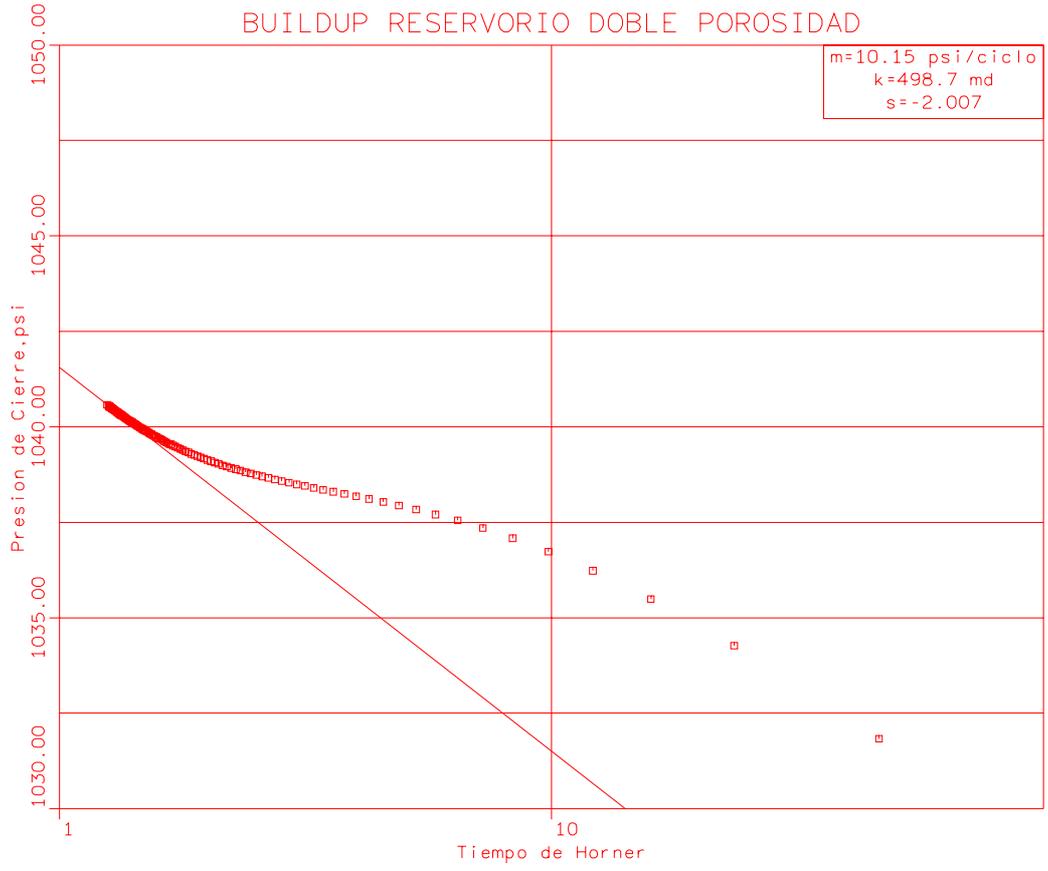
21.064	1038.96	76.57	2.186	59.075	1040.07	77.67	1.423
21.849	1038.99	76.6	2.144	60.28	1040.09	77.7	1.415
22.643	1039.03	76.64	2.104	61.498	1040.11	77.72	1.406
23.445	1039.06	76.67	2.067	62.73	1040.13	77.74	1.398
24.256	1039.1	76.71	2.030	63.975	1040.15	77.76	1.391
25.077	1039.13	76.74	1.996	65.234	1040.17	77.78	1.383
25.906	1039.17	76.78	1.965	66.507	1040.19	77.8	1.376
26.745	1039.2	76.81	1.934	67.794	1040.21	77.82	1.369
27.592	1039.23	76.84	1.906	69.096	1040.23	77.84	1.362
28.449	1039.26	76.87	1.878	70.411	1040.25	77.86	1.355
29.316	1039.29	76.90	1.852	71.741	1040.27	77.88	1.348
30.192	1039.33	76.94	1.828	73.086	1040.29	77.90	1.342
31.078	1039.36	76.97	1.804	74.446	1040.31	77.92	1.335
31.974	1039.39	77.00	1.781	75.821	1040.32	77.93	1.329
32.879	1039.42	77.03	1.760	77.211	1040.34	77.95	1.323
33.795	1039.45	77.06	1.739	78.616	1040.36	77.97	1.318
34.72	1039.48	77.09	1.720	80.037	1040.38	77.99	1.312
35.656	1039.51	77.12	1.701	81.473	1040.39	78.00	1.306
36.603	1039.54	77.15	1.683	82.925	1040.41	78.02	1.301
37.559	1039.56	77.17	1.666	84.394	1040.43	78.04	1.296
38.527	1039.59	77.20	1.648	85.878	1040.44	78.05	1.291
39.504	1039.62	77.23	1.633	87.379	1040.46	78.07	1.286
40.493	1039.65	77.26	1.617	88.897	1040.47	78.08	1.281
41.493	1039.68	77.29	1.602	90.431	1040.49	78.10	1.276
42.503	1039.70	77.31	1.588	91.983	1040.5	78.11	1.272
43.525	1039.73	77.34	1.574	93.551	1040.52	78.13	1.267
44.558	1039.76	77.37	1.562	95.137	1040.53	78.14	1.263
45.603	1039.78	77.39	1.549	96.74	1040.55	78.16	1.258
46.659	1039.81	77.42	1.535	100.00	1040.58	78.19	1.250

Las pruebas buildup son más difíciles de interpretar, puesto que su forma puede ser distorsionada por las transientes que ocurren en el drawdown precedente. Las pruebas de doble porosidad son particularmente propensas a esta dificultad, desde que ellas incluyen diferentes características en su respuesta (almacenamiento, transición a la doble porosidad, flujo radial infinito y efectos de frontera).

El ploteo semilog permite las determinaciones de m , k y s . Sin embargo los cálculos de ω y λ tienen mucha incertidumbre.

Solución.

BUILDUP RESERVOIR DOBLE POROSIDAD



CAPITULO 7

MODELOS DE INTERPRETACION DE DATOS DE PRUEBA DE POZOS EN RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS

7.1. características Básicas

Debido a la naturaleza difusiva de la transmisión de presión muchos reservorios indican características de homogéneos, aunque ciertas propiedades del reservorio no lo sean en alguna extensión. Sin embargo hay un tipo de heterogeneidad del reservorio que es observada en las transientes de presión, aquella en la que los reservorios tienen distinta porosidad primaria y secundaria. Estos efectos de presión son conocidos como conducta de doble porosidad y son comunes en reservorios naturalmente fracturados.

En un reservorio de doble porosidad, la porosidad primaria de la matriz de baja transmisibilidad (kh/μ) es adyacente a un medio de alta transmisibilidad, porosidad de fractura o porosidad secundaria.

Mayormente, se discutirá a los reservorios de doble porosidad en términos de bloques de porosidad de la matriz y fracturas, sin embargo es importante anotar que delgadas secuencias estratigráficas de diferente permeabilidad, pueden también indicar efectos de doble porosidad. Aunque hay variaciones, un modelo común para estos reservorios, es asociar la storativity del fluido con ambas porosidades de la fractura (porosidad secundaria) y matriz (porosidad primaria) pero asumiendo principalmente la transmisibilidad relacionada con las fracturas. En este modelo de doble porosidad, los fluidos van al wellbore a través de las fracturas solamente, aunque mucho fluido de la matriz entra a las fracturas.

Los Reservorios Naturalmente Fracturados tienen dos diferentes sistemas de porosidad: el sistema de fractura y el de la matriz. Típicamente, mucho del PV del reservorio se refiere a la matriz, mientras que la mayor parte o toda la capacidad de flujo es proporcionada por el sistema de fractura. Debido a las diferentes características del storage (almacenabilidad) y conductividad de la matriz y fracturas, estos reservorios a menudo son llamados de doble porosidad. La Figura ilustra un reservorio naturalmente fracturado compuesto de una roca matriz rodeado por un irregular sistema de fisuras y fracturas naturales.

Algunos modelos han sido propuestos para representar la conducta de la presión en reservorios naturalmente fracturados. Esos modelos difieren conceptualmente solamente

en las asunciones hechas para describir el flujo de fluido en la matriz. Muchos modelos de doble porosidad asumen que la producción del sistema naturalmente fracturado viene de la matriz a la fractura y de allí al wellbore (hueco del pozo) (i.e., la matriz no produce directamente al hueco del pozo). Adicionalmente, los modelos asumen que la matriz tiene baja permeabilidad pero grande capacidad de storage en relación al sistema fracturado.

Desde que hay dos medios interconectados, se definen propiedades para cada uno k_m , ϕ_m y c_{tm} la compresibilidad del sistema total son de la matriz, mientras que para la fractura son k_f , ϕ_f y c_{tf} . En sistemas fracturados ϕ_f puede ser muy bajo, desde que el volumen de fractura es normalmente sólo una pequeña parte del total. c_{tf} es a menudo muy grande debido a los efectos del cambio de presión (inflación/depleción) en la fractura.

Las ecuaciones de flujo para dos medios, incluyen adimensionales modificadas. La adimensional de la presión es basada en la transmisibilidad de la fractura, mientras que la adimensional del tiempo se basa en la storativity total (fractura + matriz) :

$$p_D = \frac{0.00708 k_f h \Delta p}{\mu q \beta} ; \quad t_D = \frac{0.0002637 k_f \Delta t}{(\phi_f c_{tf} + \phi_m c_{tm}) \mu r_w^2}$$

Warren and Root introdujeron parámetros en adición a los parámetros usados en el sistema de una sola porosidad que pueden ser usados al describir reservorios de doble porosidad.

El primero es la razón de almacenabilidad que relaciona la almacenabilidad secundaria o de fractura a la del sistema entero.

$$\omega = \frac{\phi_f c_{tf}}{\phi_f c_{tf} + \phi_m c_{tm}}$$

El segundo parámetro es dependiente de la razón de transmisibilidad y se denomina λ :

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} r_w^2$$

Donde α es un factor que depende de la geometría del flujo interporoso entre la matriz y la fractura:

$$\alpha = A / x V$$

donde A es el área superficial del block de la matriz, V es el volumen de la matriz y x es una longitud característica. Si los blocks de la matriz son cubos o esferas, el flujo interporoso es en tres dimensiones y λ está dado por:

$$\lambda = \frac{60 k_m}{x_m^2 k_f} r_w^2$$

donde x_m es la longitud de un lado del block cúbico o el diámetro del block esfera. Si los blocks de la matriz son cilindros alargados, entonces el flujo interporoso es de dos dimensiones y λ está dado por:

$$\lambda = \frac{32 k_m}{x_m^2 k_f} r_w^2$$

donde x_m es ahora el diámetro del block cilíndrico. Si los blocks de la matriz son planas sobreponiéndose una con otra, con fracturas intermedias (esta clase de doble porosidad a menudo ocurre en formaciones estratificadas), entonces el flujo interporoso es de una dimensión y λ está dado por:

$$\lambda = \frac{12 k_m}{h_f^2 k_f} r_w^2$$

donde h_f es la altura del plano de porosidad secundaria (i.e., el espesor de la formación de más alta permeabilidad).

Valores de ω pueden ser menores o iguales a uno. El caso especial de $\omega=1$ ocurre cuando la porosidad de la matriz es cero, por lo que nos referimos a reservorios de una sola porosidad, lo que significa que las conductas de los reservorios estándar de una sola porosidad son simples casos especiales de conductas de doble porosidad con $\omega=1$. En reservorios naturalmente fracturados, ϕ_f es usualmente muy pequeño, sin embargo, el valor grande de la compresibilidad de la fractura c_{ff} permite que ω sea menos que 0.1 pero no necesariamente muchas órdenes de magnitud menos que 0.1

λ normalmente es muy pequeño (por ejemplo, 10^{-3} a 10^{-10}). Si λ es más grande que 10^{-3} el nivel de heterogeneidad es insuficiente para que los efectos de doble porosidad sean de importancia y entonces el reservorio actúa como uno de porosidad simple.

Debido a las dos separadas porosidades en el reservorio, el sistema de doble porosidad tiene una respuesta que muestra características de ambas. La porosidad secundaria

(fracturas) que tiene la mayor transmisibilidad y está conectada directamente al wellbore, responde primero. La porosidad primaria que no fluye directamente dentro del wellbore y es de menor transmisibilidad, responde mucho después. El efecto combinado de ambas provoca el levantamiento que separa la respuesta de las dos rectas en semilog.

La separación entre las dos rectas depende de ω , mientras mas pequeño mayor separación. Por cada ciclo log de separación entre las dos rectas ω se reduce en un factor de 10. Entonces las rectas para $\omega = 0.1$ son separadas por un ciclo log en el tiempo, y las rectas para $\omega = 0.01$ son separadas por dos ciclos log en el tiempo. El tiempo en que la transición entre las dos rectas ocurre es dependiente de λ . El valor de λ puede ser estimado localizando la línea de transición, y luego examinando el comienzo de la línea recta primaria (que es una posterior) dado por $t_D = (1 - \omega) / 7\lambda$.

El análisis de reservorios de doble porosidad requiere de especial cuidado para tener en cuenta los efectos de almacenamiento (que pueden ocultar completamente la transiente de porosidad primaria) y los de frontera (que pueden tener un efecto sobre la transiente antes que la conducta de la porosidad secundaria es evidente).

7.2. Modelos de Reservorios Naturalmente Fracturados

Existen dos modelos comunes de reservorios naturalmente fracturados o de doble porosidad – flujo pseudoestable y flujo transiente- describiendo el flujo en el medio menos permeable, la matriz.

7.2.1 Modelo de Flujo de Matriz Pseudoestable

El modelo pseudoestable asume que el sistema de flujo de la matriz a la fractura ocurre bajo condiciones pseudoestables; donde la presión en la matriz está decreciendo a la misma tasa en todos los puntos, esto es, que el rate de flujo entre la matriz y la fractura adyacente es proporcional a la diferencia entre la presión promedio en la matriz y la presión en la fractura. Específicamente este modelo no permite gradiente de presión inestables dentro de la matriz, asumiendo que las condiciones de flujo pseudoestable están presentes desde el comienzo del flujo.

La intuición sugiere que, en una matriz de baja permeabilidad, muy largos tiempos son necesarios para alcanzar el estado pseudoestable y que el flujo transiente de la matriz debería dominar; sin embargo el análisis de pruebas en estado pseudoestable de reservorios de doble porosidad, se ajusta en un sorprendente número de casos de campo.

Una posible explicación de esta inconsistencia es que el flujo en la matriz es casi siempre transiente pero puede exhibir como conducta en estado pseudoestable, si hay un significativo incremento al flujo del medio menos permeable al más permeable (e.g., depósitos en solución en las fisuras).

Idealmente un sistema pseudoestable de doble porosidad en un gráfico semilog exhibe dos líneas rectas paralelas. La inicial línea recta representa solamente el flujo en la fractura, antes que empiece a responder la matriz. Cuando la matriz empieza a proporcionar fluido al sistema de fractura, aparece una región de transición que tiende a aplanarse para formar otra recta. La final línea recta representa el flujo total del sistema.

El almacenamiento casi siempre obscurece la inicial línea recta en semilog y frecuentemente obscurece parte de la región de transición del pozo.

Si cualquiera de las líneas rectas puede ser identificada con análisis semilog, el producto kh , permeabilidad-espesor (realmente el kh de las fracturas, o $(kh)_f$, debido a que $(kh)_m$ es normalmente despreciable), puede ser determinado de la pendiente m de las dos líneas rectas.

Si las dos rectas se identifican, la razón de storativity ω y el coeficiente de flujo de interporosidad λ , pueden ser estimados. La segunda línea recta es usada para estimar el factor skin y la presión extrapolada p^* .

El análisis por Curvas Tipo Bourdet para sistemas pseudoestables de doble porosidad, considera el almacenamiento y el skin, y permite el análisis de pruebas de pozo donde la primera línea recta es obscurecida por el almacenamiento. En el gráfico log-log, cuando el pozo está saliendo del almacenamiento, los primeros datos de presión nuevamente representan solamente flujo en el sistema de fractura. Estos datos son identificados por el grupo parámetro $(C_D e^{2s})_f$ caracterizando solamente el sistema de fractura. Los datos dentro de la región de transición son caracterizados por el grupo parámetro λe^{-2s} . Una vez que la matriz empieza a contribuir totalmente al flujo del fluido, el sistema nuevamente se comporta como un sistema homogéneo. Los datos dentro de esta región son identificados por el grupo parámetro $(C_D e^{2s})_{f+m}$ representando al sistema total.

El procedimiento para el análisis pseudoestable de un sistema de doble porosidad, combinando ambos análisis semilog y Curvas Tipo consiste en que, si un ajuste es posible, y los grupos parámetros pueden ser estimados del match, la prueba puede ser analizada aun si no es posible el análisis semilog. La razón de storativity ω , se obtiene de los dos grupos $(C_D e^{2s})_f$ y $(C_D e^{2s})_{f+m}$. La permeabilidad es obtenida del punto match de la presión. El punto match del tiempo es usado para calcular el coeficiente de

almacenamiento C_D . El factor skin s , es obtenido del coeficiente de almacenamiento C_D y el grupo $(C_D e^{2s})_{f+m}$. Finalmente el coeficiente de flujo de interporosidad λ se obtiene de s y el grupo λe^{-2s} .

Un ejemplo de análisis de una prueba buildup en un reservorio naturalmente fracturado con flujo pseudoestable de la matriz es dado.

7.2.2. Modelo de Flujo de Matriz Transiente

El más probable régimen de flujo en la matriz es el flujo modelo en estado inestable o transiente de doble porosidad (i.e, flujo en que un incremento de la presión drawdown empieza en la interfase matriz/fractura y se mueve dentro de la matriz con el incremento del tiempo), asumiendo que una ecuación de flujo transiente es necesaria para describir el sistema de flujo de la matriz a la fractura.

Ambos modelos se caracterizan por dos propiedades: el coeficiente de flujo de interporosidad λ , que describe el grado de comunicación entre los dos sistemas porosos y la razón de storativity ω , que es la fracción del producto del total PV proporcionado por el sistema de fractura. Para un reservorio donde ambos sistemas de porosidad tienen la misma compresibilidad ω , es simplemente la fracción del total PV atribuible al sistema de fractura.

En el análisis de las pruebas de pozos de reservorios de doble porosidad que exhiben flujo transiente en la matriz, como en el caso del sistema pseudoestable, la respuesta ideal en semilog tiene dos líneas rectas. La inicial línea recta (Régimen de Flujo 1) representa flujo en las fracturas y la última línea recta (Régimen de Flujo 3) representa la respuesta del sistema total. La principal diferencia entre las respuestas de los dos modelos de doble porosidad ocurre en la región de transición, Régimen de Flujo 2.

En el modelo de doble porosidad transiente; los datos dentro de la región de transición siguen una tercera línea recta que tiene una pendiente que es la mitad (1/2) de la inicial y última líneas rectas. El almacenamiento a menudo obscurece el Régimen de Flujo 1 y 2. El Régimen de Flujo 3 puede ser obscurecido por efectos de frontera o insuficiente tiempo de producción o cierre.

El análisis apropiado para este caso consiste en que el análisis semilog puede ser basado en ya sea en los Regímenes de Flujo 1 y 2 o en los Regímenes de Flujo 2 y 3. El análisis

con cualquiera de estos métodos requiere algún conocimiento o alguna asunción acerca de las propiedades de la matriz y fractura.

Si los Regímenes de Flujo 1 y 2 están presentes, la permeabilidad k , puede ser obtenida de la pendiente de cualquiera de las líneas rectas. El factor skin s , es entonces obtenido con un proceso iterativo. Finalmente, se estiman la razón de storativity y el coeficiente de flujo de interporosidad λ .

Si los Regímenes de Flujo 2 y 3 están presentes, k puede ser obtenido de la pendiente de cualquiera de las líneas rectas. λ es estimado de tiempo en que se intersectan los Regímenes de Flujo 2 y 3, mientras ω es estimado de λ y el tiempo en que el Régimen de Flujo 2 empieza. Finalmente, s es estimado de la línea recta para Régimen de Flujo 3.

El análisis por Curvas Tipo para sistemas transientes de doble porosidad considerando almacenamiento y skin, es similar a las Curvas Tipo para estado pseudoestable, los datos iniciales y últimos son identificados por el grupo de parámetros $(C_D e^{2s})_f$ y $(C_D e^{2s})_{f+m}$, respectivamente. Los datos dentro de la región de transición son representados por un nuevo grupo de parámetros β' . Asumiendo que el almacenamiento ha finalizado la derivada de los datos iniciales y últimos deberán caer sobre la línea horizontal correspondiente a $(t_D C_D) p_D'$. Los datos de la derivada de la región de transición deberán caer sobre una línea correspondiente a $(t_D C_D) p_D' = 0.25$.

La interpretación de los puntos match y los parámetros de ajuste con las curvas transientes de doble porosidad son similares que las Curvas Tipo pseudoestables de doble porosidad, excepto que λ es obtenido del grupo de parámetros β' .

Finalmente, se ilustran ambos análisis semilog y Curva Tipo de reservorios transientes de doble porosidad con un problema ejemplo.

7.3. Técnica de Análisis Semilog para Flujo de Matriz Pseudoestable

La solución desarrollada por Warren and Root para Flujo de Matriz Pseudoestable predice que dos líneas rectas se desarrollan de los datos de la prueba en semilog. La Curva A en la Figura 7.3 representa esta característica de la presión respuesta.

La inicial línea recta refleja flujo en el sistema de fractura solamente. A este tiempo, la formación se comporta como homogénea sin contribución de la matriz. Consecuentemente, la pendiente de la inicial línea recta semilog es proporcional al producto permeabilidad-espesor del sistema de naturales fracturas, de la misma forma que cualquier fluido homogéneo. Lo siguiente, es una caída de presión discreta en el sistema de fractura, de manera que fluido de la matriz empieza a fluir dentro de la fractura y una cada vez mayor región de transición flat aparece. Finalmente, la matriz y la fractura alcanzan una condición de equilibrio y una segunda línea recta aparece. A este tiempo, el reservorio se conduce como un sistema homogéneo, pero ahora el sistema consiste de ambos la matriz y las fracturas. La pendiente de la segunda línea recta semilog es proporcional al producto permeabilidad-espesor del sistema matriz/fractura. Debido a que la permeabilidad de las fracturas es mucho mas grande que el de la matriz, la pendiente de la segunda línea recta es casi idéntica a la de la línea recta inicial.

La pendiente de un ploteo semilog de la inicial línea recta semilog es proporcional al producto permeabilidad-espesor es casi siempre la predicha por el modelo de Warren and Root. El almacenamiento casi siempre oscurece la inicia línea recta inicial y a menudo oscurece parte de la región de transición entre las líneas recta s. La Curva B en la Figura es una más común respuesta de presión.

Cuando un análisis semilog es posible (i.e., cuando la correcta línea recta semilog puede ser identificada), el siguiente procedimiento es recomendado para análisis semilog de datos de una prueba buildup o drawdown de pozos completados en reservorios naturalmente fracturados. Aunque con algunas variables con respecto a líquidos ligeramente compresibles (i.e., líquidos), el mismo procedimiento es aplicable a pruebas de pozos de gas cuando las apropiadas variables son usadas.

1. De la pendiente de la inicial línea recta (si está presente) o final línea recta (más comúnmente a estar presente), de terminar el producto permeabilidad-espesor, kh . En todo caso, la pendiente m , está relacionado al total kh del sistema; el

sistema total kh es esencialmente en su totalidad en las fracturas. El producto permeabilidad-espesor está dado por

$$(kh)_f = \bar{k}h = \frac{162.6q\beta\mu}{m}$$

donde $\bar{k} = (kh)_f / h$. Estrictamente, la pendiente de la segunda línea recta está relacionada a $[(kh)_f + (kh)_m]$, pero $(kh)_m$ normalmente es mucho menor que $(kh)_f$.

2. Si ambas inicial y final líneas rectas pueden ser identificadas (o la posición de la línea recta inicial puede al menos ser aproximada) y el diferencial de presión, δp , establecido, entonces la razón de storativity ω , es calculado de $\omega = 10^{-\delta p/m}$.

Si los tiempos de intersección de una línea horizontal trazada a la mitad de los datos de la curva de transición, con la primera y segunda línea recta son denominados como t_1 y t_2 , respectivamente, la razón de storativity puede ser calculada de:

$$\omega = t_1/t_2$$

Para una prueba buildup, donde los tiempos de intersección de una línea horizontal trazada a la mitad de los datos de la curva de transición con la primera y segunda líneas rectas son denominados por $[t_p + \Delta t / \Delta t]_1$ y $[t_p + \Delta t / \Delta t]_2$, la razón de storativity ω , es calculado de:

$$\omega = \frac{[t_p + \Delta t / \Delta t]_2}{[t_p + \Delta t / \Delta t]_1}$$

3. El coeficiente de flujo de interporosidad, λ , es calculado para una prueba drawdown de:

$$\lambda = \frac{(\phi V c_t)_f \mu r_w^2}{\gamma k t_1} = \frac{(\phi V c_t)_{f+m} \mu r_w^2}{\gamma k t_2}$$

para una prueba buildup como:

$$\lambda = \frac{(\phi V c_t)_f \mu r_w^2}{\gamma k t_p} \left(\frac{t_p + \Delta t_1}{\Delta t_1} \right) = \frac{(\phi V c_t)_{f+m} \mu r_w^2}{\gamma k t_p} \left(\frac{t_p + \Delta t_2}{\Delta t_2} \right)$$

donde γ es la exponencial de la constante de Euler ($\gamma=1.781$). Debido a que a menudo t_1 y t_2 son aproximados, el valor de λ obtenido por este método puede no ser muy exacto pero usualmente es del mismo orden de magnitud como el valor correcto.

Los términos $(\phi V)_m$ y $(c_t)_m$ de la ecuación son obtenidos por métodos convencionales. Un registro de porosidad usualmente lee solamente la porosidad de la matriz (no la porosidad de la fractura) y entonces obtiene ϕ_m , mientras que

$(c_t)_m = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f$. V_m se asume básicamente como 1. De la definición de w :

$$(\phi V c_t)_f = (\phi V c_t)_m \left(\frac{\omega}{1 - \omega} \right)$$

4. La segunda línea recta puede ser extrapolada a p_{1hr} y el factor skin s es:

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

donde $\Delta p_{1hr} = (p_i - p_{1hr})$ para una prueba drawdown o $[p_{1hr} - p_{wf} (\Delta t = 0)]$ para una prueba buildup.

5. La segunda línea recta también puede ser extrapolada la presión para obtener p^* . De p^* , \bar{p} puede ser calculada con los métodos convencionales (Matthew-Brons-Hazebroek).

7.4 Técnica de Análisis Curva Tipo para Flujo de Matriz Pseudoestable

Particularmente debido a la distorsión por almacenamiento, las Curvas Tipo son las más usadas para identificar y analizar sistema de doble porosidad. La Figura muestra un ejemplo de la Curvas Tipo Bourdet desarrolladas para flujo de matriz pseudoestable. Inicialmente, los datos de la prueba siguen una curva para algún valor de $C_D e^{2s}$ donde C_D es el coeficiente de almacenamiento adimensional. En el ejemplo de la Fig. 7.4, los datos tempranos para el pozo A siguen la curva para $C_D e^{2s}$. Los datos entonces se desvían del ajuste inicial y siguen un parámetro de transición caracterizado por el parámetro λe^{-2s} . En la Figura los datos siguen la curva para $\lambda e^{-2s} = 3 \times 10^{-4}$. Cuando el equilibrio es alcanzado entre los sistemas de matriz y fractura, los datos entonces siguen otra curva $C_D e^{2s}$; en el ejemplo, los datos posteriores siguen la curva $C_D e^{2s} = 0.1$.

A tempranos tiempos, el reservorio se conduce como un sistema homogéneo, con todo el fluido originado del sistema de fractura. Durante tiempos intermedios, hay una región de transición cuando la matriz comienza a producir dentro de las fracturas. A últimos tiempos, el sistema nuevamente se conduce como un sistema homogéneo, con ambos matriz y fractura contribuyendo a la producción de fluido.

La figura ilustra las Curvas Tipo derivada para una formación con flujo de matriz pseudoestable. La más notable característica de los reservorio naturalmente fracturados, es la caída debajo de la curva de reservorio homogéneo. Las curvas cayendo hacia abajo son caracterizados por un parámetro $\lambda C_D / \omega(1-\omega)$, mientras que las curvas retornando a

las curvas de reservorio homogéneo son caracterizadas por el parámetro $\lambda C_D / (1-\omega)$. Los datos de una prueba que siguen este patrón de la curva derivada pueden ser identificados razonablemente como identificación de un reservorio naturalmente fracturado con flujo de matriz pseudoestable (teoría que necesita ser confirmada con información geológica y performance del reservorio). Las curvas de presión y derivada pueden ser usadas juntas para análisis de un reservorio naturalmente fracturado. Los datos presión-derivada son especialmente muy útiles para identificar conductas de doble-porosidad.

El siguiente procedimiento es recomendado para análisis por Curvas Tipo de datos de una prueba buildup o drawdown de pozos completados en reservorios naturalmente fracturados siguiendo el modelo pseudoestable. Aunque con algunas variables con respecto a líquidos ligeramente compresibles (i.e., líquidos), el mismo procedimiento es aplicable a pruebas de pozos de gas cuando las apropiadas variables son usadas. El procedimiento sugiere el uso de tiempo equivalente Δt_e , para pruebas buildup.

1. Plotear los datos de Δp y derivada de la presión en papel transparente a la misma escala que la Curva Tipo. Plotear $(p_i - p_{wf})$ vs t para una prueba drawdown o $[p_{ws} - p_{wf}(\Delta t = 0)]$ vs Δt_e para una prueba buildup.
2. Ejecutar un análisis cualitativo de la Curva Tipo. El propósito de este análisis es identificar las varias características de los sistemas de flujo de doble porosidad, incluyendo las líneas rectas temprana y última que reflejan el flujo de fractura y de matriz-fractura, respectivamente.
 Si de los datos del final de la prueba hay una línea horizontal sobre el ploteo de la derivada, sobreponer esta línea dentro de la línea $(t_D/C_D)p'_D = 0.5$ de la Curva Tipo. Estos datos reflejan flujo del sistema matriz/fractura.
 Si hay una línea de pendiente unidad a tempranos tiempos, fijar el match horizontal de los datos por sobreposición con la línea de pendiente unidad de la Curva Tipo. Si no hay línea de pendiente unidad, fijar el match horizontal encontrando el mejor match posible para los tempranos tiempos sobre la Curva Tipo derivada.
3. Si las dos líneas rectas están presentes y pueden ser identificadas, realizar un análisis semilog con el procedimiento ya discutido.
4. Realizar un análisis cuantitativo de la Curva Tipo. El objetivo de este análisis es ya sea confirmar los resultados del análisis semilog o estimar las propiedades del reservorio cuando no es posible el análisis semilog.

- A. Si un estimado de la permeabilidad está disponible del análisis semilog, calcular el punto match de presión con:

$$(\Delta p)_{MP} = \frac{141.2q\beta\mu}{\bar{k}h}(p_D)_{MP}$$

donde p_D es un arbitrario valor escogido. Registrar un punto match de tiempo $(\Delta t, t_D/C_D)$.

- B. Con la Curva Tipo en posición de matcheo, determinar el valor de $C_D e^{2s}$ caracterizando el ajuste de los datos tempranos sobre la presión de la Curva Tipo. El ajuste sobre la Curva Tipo derivada puede confirmar el valor de este parámetro. Los datos tempranos son entonces los que aparecen antes de la región de transición. Este valor de $C_D e^{2s}$, que puede ser llamado $(C_D e^{2s})_f$ caracteriza al sistema de fractura.
- C. Con la Curva Tipo permaneciendo en la misma posición, determinamos el valor de $C_D e^{2s}$ que será $(C_D e^{2s})_{f+m}$, que caracteriza los datos de la prueba después que el sistema de flujo de transición a total ha sido completado.
- D. Leer el valor de λe^{-2s} que caracteriza la curva horizontal que caracteriza la curva horizontal de transición que recorre los datos de la prueba sobre la Curvas Tipo de presión a un tiempo intermedio en la región de transición. Hay un significativo problema de consistencia en determinar la curva de transición de mejor ajuste. Para la prueba B en la Figura, la curva de transición escogida fue para $\lambda e^{-2s} = 10^{-7}$.
- E. Calcular la razón de storativity, ω , de la razón de los dos valores de $C_D e^{2s}$

$$\omega = (C_D e^{2s})_{f+m} / (C_D e^{2s})_f$$

- F. Si no es posible el análisis semilog, calcular la permeabilidad del punto match de la presión $(\Delta p, p_D)$.

$$\bar{k} = \frac{141.2q\beta\mu}{h(\Delta p)_{MP}}(p_D)_{MP}$$

Registrar un punto match del tiempo $(\Delta t, t_D/C_D)$.

- G. Calcular el coeficiente de almacenamiento del punto match del tiempo $(\Delta t, t_D/C_D)$

$$C_D = \frac{0.0002637\bar{k}}{\phi\mu c_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{t_D/C_D} \right)_{MP}$$

Para el análisis de una prueba de un pozo de gas, se trabaja con la presión ajustada p_a y tiempo ajustado t_a , μ y c_t son evaluados a la presión promedia del área de drenaje \bar{p} .

- H. Del valor de C_D determinado en G y el valor de $(C_D e^{2s})_{f+m}$ determinado en C, encontrar el factor skin, s .

$$s = 0.5 \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_{f+m}}{C_D} \right]$$

- I. Usando el estimado de s de la etapa H y el parámetro λe^{-2s} de la etapa D, calcular l . Este valor debe ser consistente con el estimado de l del análisis semilog. Si no lo es, entonces el ajuste por Curvas Tipo debe ser refinado.

Ejemplo

Análisis de una Prueba Buildup con Flujo de Matriz Pseudoestable

Una prueba de presión buildup fue obtenida de un pozo de gas completado en un reservorio naturalmente fracturado.

Los pozos en esta formación exhiben flujo de matriz pseudoestable.

El período de prueba fue precedido por más de un rate. Las Tablas 7.1 y 7.2 resumen la data del rate y del buildup, respectivamente.

Determinar permeabilidad; factor skin; la razón de storativity, ω ; y el coeficiente de flujo de interporosidad, λ , con técnicas de análisis semilog y Curvas Tipo.

$r_w = 0.3'$; $\phi = 0.0533$; $\mu_g = 0.0118$ cp; $h = 286'$; $c_t = 0.002658$ psia⁻¹;
 $A = 43$ acres; $\beta_g = 6.48012$ RB/Mscf; $p_{a\ wf} (\Delta t = 0) = 36.67$ psia

Tabla 7.1 Datos del Rate

t (horas)	q (Mscf/D)	t _{pi}	t (horas)	q (Mscf/D)	t _{pi}
0	0				
1296	212.6	1845.47622	9910	147.3	661.024782
1968	229.8	1034.33088	10656	181.9	908.890824
2688	222.7	1073.97187	11400	135.8	676.726055
3408	206.3	994.882786	12048	150.4	652.77428
4080	203.7	916.854655	12720	148.5	668.399196
4824	202.4	1008.61085	13536	143.4	783.753516
5592	198.3	1020.05626	14256	137.9	665.023443
6240	194.8	845.481581	14952	153.1	713.714668
7032	139.8	741.604823	15696	142.6	710.61219
7776	177.9	886.521098	16440	142.1	708.120563
8520	155.3	773.899531	17232	149.3	792
9240	156.3	753.757535			
		11895.4481			7941.03952

t_p = 19836.4876 horas

Tabla 7.2 Datos de la Prueba de Presión Buildup

Δt (horas)	p_{ws} (psia)	Δt (horas)	p_{ws} (psia)	Δt (horas)	p_{ws} (psia)
0	171.75	0.663	244.32	20.213	268.09
0.016998	174.06	0.748	247.11	22.695	269.11
0.034	177.77	0.85	249.52	25.466	270.19
0.05099	181.26	0.969	251.46	28.594	271.36
0.068001	184.62	1.088	252.76	32.113	272.61
0.084999	187.83	1.224	253.81	36.04	273.92
0.102	190.9	1.377	254.62	40.46	275.32
0.136	196.81	1.547	255.28	45.424	276.8
0.153	199.53	1.751	255.89	51.022	278.35
0.17	202.15	1.972	256.41	57.33	28.01
0.187	204.67	2.227	256.9	64.385	281.73
0.204	207.09	2.499	257.33	72.353	283.56
0.221	209.41	2.805	257.74	81.234	285.45
0.238	211.64	3.162	258.19	91.194	287.44
0.255	213.77	3.553	258.61	102.34	289.48
0.272	215.83	3.995	259.04	114.96	291.67
0.289	217.79	4.488	259.49	128.99	293.92
0.323	221.69	5.049	259.97	144.78	296.29
0.34	223.41	5.678	260.47	162.46	298.76
0.357	225.06	6.375	260.99	182.3	301.3
0.374	226.63	7.157	261.53	204.57	303.84
0.391	228.12	8.041	262.09	229.55	306.38
0.408	229.56	9.027	262.69	257.63	308.88
0.425	230.91	10.047	263.26	289.11	311.4
0.442	232.21	11.305	263.94	324.47	313.87
0.459	233.45	12.699	264.66	364.25	316.53
0.476	234.63	14.28	265.43	408.77	319.25
0.51	236.93	16.031	266.26	458.68	321.93
0.578	240.65	18.003	267.14	507.42	324.22

Ploteo de los Datos: La Tabla 7.3 obtiene las funciones de ploteo para semilog y log-log. El ploteo log-log es del cambio de la presión ajustada Δp_a y de la derivada de la presión $\Delta t_e \frac{d\Delta p_a}{d\Delta t_e}$ en el eje de las ordenadas vs. la función equivalente de tiempo Δt_e y en gráfico semilog de la presión ajustada p_a vs. la función equivalente de tiempo Δt_e .

Análisis Cualitativo de la Curva Tipo: La conducta de doble porosidad es evidente desde un match de ambos datos cambio de la presión ajustada y derivada de la presión (Figura) con la Curva Tipo Bourdet para flujo de interporosidad para estado pseudoestable. Los datos de la derivada de los mayores tiempos de cierre ($\Delta t_e > 100$ horas) pueden ser alineados con la línea de $(t_D/C_D)p'_D = 0.5$, donde los datos tempranos de la derivada ($0.3 < \Delta t_e < 100$ horas) caen debajo de esa línea, característica del sistema

de doble porosidad. Debido a que los datos iniciales tienden hacia una línea de pendiente unidad, se puede hacer un tentativo match horizontal.

Análisis semilog: Debido a que tentativamente se ha identificado la segunda línea recta, indicativa de un sistema fracturado conduciéndose como un sistema homogéneo, se puede hacer un análisis semilog.

1. Del ploteo de Horner en la Fig. 7.7, una línea recta con pendiente $m = 107-67=40$ psi/ciclo es ajustada a través de los últimos datos identificados desde el match del análisis cualitativo Curva Tipo. Otra línea recta con la misma pendiente es trazada a través de los datos tempranos.
2. Desde la segunda (últimos tiempos) línea recta en semilog, se calcula el producto permeabilidad-espesor con la ecuación:

$$(kh)_f = \bar{k}h = \frac{162.6q_{last}\beta\mu}{m} = \frac{(162.6)(149.31)(6.48012)(0.01118)}{40} = 43.97 \text{ md-ft}$$

La permeabilidad promedio de fractura es:

$$\bar{k} = (kh)_f / h = 43.97 / 286 = 0.154 \text{ md}$$

3. El desplazamiento vertical entre las dos líneas paralelas en la Fig 7.7 es $\delta p = 116 - 51 = 65$ psi.

La razón de storativity se calcula con la ecuación: $\omega = 10^{-\delta p/m} = 10^{-65/40} = 0.02371$

4. Forzando una línea horizontal a través de aproximadamente la mitad de los datos de transición a $(p_a)_{ws} = 0.86$ psia en la Fig. 7.7 se encuentra, que esta línea intersecta la primera y segunda línea recta paralelas a razones de tiempo de Horner de $[t_p + \Delta t_a / \Delta t_a]_1 = 27,938$ y $[t_p + \Delta t_a / \Delta t_a]_2 = 661.2$, respectivamente. Ahora se calcula el término $\phi V c_t$ para la matriz, $(\phi V c_t)_m = (0.0533)(0.002658) = 1.4167 \times 10^{-4}$.

5. De la ecuación para el sistema de fractura:

$$(\phi V c_t)_f = (\phi V c_t)_m \left(\frac{\omega}{1 - \omega} \right) = (1.4167 \times 10^{-4}) \left(\frac{0.02371}{1 - 0.02371} \right) = 3.4406 \times 10^{-6}$$

El coeficiente de flujo de interporosidad es estimado de la ecuación:

$$\lambda = \frac{(\phi V c_t)_f \mu r_w^2 \left(\frac{t_p + \Delta t_a}{\Delta t_a} \right)_1}{\gamma k t_p} = \frac{(3.4406 \times 10^{-6})(0.01118)(0.3)^2 (27,938)}{(1,781)(0.154)(19,836)}$$

$$\lambda = 1.78 \times 10^{-8}$$

Similarmente, usando la intersección de la segunda línea recta con la horizontal a través de los datos de transición:

$$\lambda = \frac{(\phi V c_t)_{f+m} \mu r_w^2 \left(\frac{t_p + \Delta t_a}{\Delta t_a} \right)_2}{\gamma k t_p} = \frac{(1.4167 \times 10^{-4})(0.01118)(0.3)^2 (661.2)}{(1,781)(0.154)(19,836)}$$

$$\lambda = 1.73 \times 10^{-8}$$

Promediando los dos valores que teóricamente deberían ser iguales, se obtiene:

$$\lambda = 1.75 \times 10^{-8}$$

6. Extrapolando la segunda línea recta en semilog en la Fig. 7.7 a un tiempo de ajuste de cierre de una hora, se obtiene $p_{a \text{ 1hr}} = 27$ psia. El factor skin es:

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

$$s = 1.151 \left[\frac{27 - 36.67}{40} - \log \left(\frac{0.154}{(0.0533)(0.01118)(0.002658)(0.3)^2} \right) + 3.23 \right] = -3.505$$

Análisis Cuantitativo Curvas Tipo: El propósito de este análisis final es utilizar las Curvas Tipo para confirmar los resultados del análisis semilog. La Figura ilustra el match de la Curvas Tipo.

1. Se tiene un estimado de $\bar{k}h = 0.154$ md-ft del análisis semilog, entonces se precalcula el punto match de presión con un valor arbitrario de $p_D = 10$,

$$(\Delta p)_{MP} = \frac{141.2 q_{last} \beta_g \mu_g}{\bar{k}h} (p_D)_{MP} = \frac{(141.2)(149.3)(6.48012)(0.01118)}{43.97} (10) = 343.4 \text{ psi}$$

2. El match también fuerza a que los datos de la derivada del tiempo se sobrepongan a $(t_D/C_D)p'_D = 0.5$ y $(C_D e^{2s})_{f+m} = 10^{-1.4}$ (interpolando al mejor ajuste). Los datos iniciales se ajustan a la curva para $(C_D e^{2s})_f = 10^1$, mientras que el mejor estimado del parámetro match para los datos de transición es $\lambda e^{-2s} = 10^{-1.30}$. Finalmente, se escoge un punto match del tiempo; $\Delta t_e = 6.0$ horas y $t_D/C_D = 1.0$.

3. La razón de storativity es

$$\omega = \frac{(C_D e^{2s})_{f+m}}{(C_D e^{2s})_f} = \frac{10^{-1.4}}{10^1} = 0.00398$$

4. El coeficiente adimensional de almacenamiento es calculado del punto match del tiempo:

$$C_D = \frac{0.0002637 \bar{k}}{\phi \mu c_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{t_D/C_D} \right)_{MP} = \frac{0.0002637(0.0154)}{0.0533(0.01118)(0.002658)(0.3)^2} \left(\frac{1}{6} \right) = 47.48$$

5. El factor skin es calculado con la ecuación:

$$s = 0.5 \ln \left[\frac{(C_D e^{2s})_{f+m}}{C_D} \right] = 0.5 \ln \left[\frac{10^{-1.4}}{47.48} \right] = -3.542$$

que coincide con el estimado de $s = -3.505$ del análisis semilog.

6. El coeficiente de flujo de interporosidad, λ , es calculado con $\lambda e^{-2s}=10^{-1.30}$ del match de la Curva Tipo y $s=-3.542$ del ítem 5 .

$$\lambda = \frac{10^{-1.3}}{e^{-2s}} = \frac{0.05}{e^{-2(-3.542)}} = 4.19 \times 10^{-5}$$

Los valores estimados de ω y λ son de pobre coincidencia con los del análisis semilog. Ello está relacionado al hecho que los datos tempranos de tiempo no se sobreponen a la línea de 0.5 de la Curva Tipo derivada. Esto sugiere que la línea recta inicial identificada en el análisis semilog no es la correcta y de allí que los estimados de ω y λ no son correctos.

Tabla 7.3 Funciones de Ploteo semilog y log-log

Δt_e (horas)	Tiempo Horner razón	p_{ws} (psia)	$p_{a,ws}$ (psia)	Δp_a (psi)	$\frac{\Delta t_e d\Delta p_a}{d\Delta t_e}$
0.007856	2525013.093	174.06	37.661	0.991	2.3237
0.015844	1251988.819	177.77	39.291	2.621	3.2330646
0.023987	826969.5663	181.26	40.854	4.184	4.60416075
0.032278	614552.5521	184.62	42.382	5.712	5.94871354
0.04071	487264.4488	187.83	43.879	7.209	7.22756997
0.049278	402543.6154	190.9	45.327	8.657	8.32802801
0.066799	296958.9634	196.81	48.19	11.52	10.9152181
0.075745	261886.2069	199.53	49.53	12.86	11.3456629
0.084804	233910.8981	202.15	50.489	13.819	8.97748493
0.093973	211088.174	204.67	52.124	15.454	16.7571006
0.10325	192122.0169	207.09	53.371	16.701	13.8787054
0.11262	176137.521	209.41	54.575	17.905	14.4711291
0.12209	162475.3632	211.64	55.749	19.079	15.1355502
0.13166	150665.5526	213.77	56.882	20.212	15.5873333
0.14131	140376.7342	215.83	57.986	21.316	16.1664497
0.15105	131325.0318	217.79	59.052	22.382	16.5317556
0.17077	116160.1322	221.69	61.19	24.52	18.5145162
0.18074	109752.5492	223.41	62.147	25.477	17.3488646
0.19079	103971.3077	225.06	63.064	26.394	17.408401
0.20091	98734.23876	226.63	63.953	27.283	17.6491097
0.21109	93972.74191	228.12	64.805	28.135	17.6668644
0.22134	89621.01898	229.56	65.619	28.949	17.5776351
0.23164	85636.01554	230.91	66.402	29.732	17.6091379
0.24199	81973.37489	232.21	67.157	30.487	17.6524106
0.2524	78592.50158	233.45	67.874	31.204	17.3843228
0.26286	75465.10637	234.63	68.561	31.891	17.2643231
0.28393	69865.03339	236.93	69.919	33.249	18.2998073
0.32657	60742.93894	240.65	72.14	35.47	17.0101306
0.38063	52115.90161	244.32	74.361	37.691	15.6377956
0.43536	45564.43026	247.11	76.079	39.409	13.6661517

0.50169	39540.34701	249.52	77.573	40.903	11.2999376
0.5797	34219.5527	251.46	78.788	42.118	9.02878477
0.65818	30139.40439	252.76	79.609	42.939	6.88539475
0.74826	26511.16358	253.81	80.274	43.604	5.52389987
0.84995	23339.42579	254.62	80.787	44.117	4.28778002
0.96323	20594.72632	255.28	81.206	44.536	3.56279458
1.0995	18042.3779	255.89	81.599	44.929	3.17093638
1.2474	15903.27273	256.41	81.933	45.263	2.81698174
1.4184	13986.12056	256.9	82.249	45.579	2.62113684
1.601	12391.06558	257.33	82.529	45.859	2.45498357
1.8068	10979.79954	257.74	82.793	46.123	2.31776093
2.0473	9690.100278	258.19	83.078	46.408	2.42611435
2.3111	8584.140063	258.61	83.347	46.677	2.35665618
2.6097	7602.063341	259.04	83.63	46.96	2.47335934
2.9433	6740.54235	259.49	83.915	47.245	2.51450989
3.3235	5969.555739	259.97	84.228	47.558	2.73607443

Tabla 7.3 Funciones de Ploteo semilog y log-log- Continuación

Δt_e (horas)	Tiempo Horner razón	P_{ws} (psia)	$P_{a,ws}$ (psia)	ΔP_a (psi)	$\frac{\Delta t_e d\Delta P_a}{d\Delta t_e}$
3.7505	5290.02493	260.47	84.557	47.887	2.88972951
4.2245	4696.582436	260.99	84.895	48.225	3.01240717
4.7572	4170.782225	261.53	85.248	48.578	3.15241524
5.3606	3701.423087	262.09	85.619	48.949	3.29596056
6.0349	3287.96217	262.69	86.015	49.345	3.54415008
6.7338	2946.808904	263.26	86.386	49.716	3.57453112
7.5976	2611.888702	263.94	86.831	50.161	3.91402176
8.5569	2319.186259	264.66	87.304	50.634	4.21913239
9.6476	2057.105975	265.43	87.814	51.144	4.51111763
10.859	1827.73248	266.26	88.369	51.699	4.97502476
12.226	1623.483887	267.14	88.959	52.289	5.27676664
13.764	1442.186283	268.09	89.598	52.928	5.71859298
15.496	1281.103769	269.11	90.276	53.606	6.06598614
17.436	1138.674237	270.19	91.005	54.335	6.55198144
19.633	1011.36459	271.36	91.779	55.109	6.9166782
22.114	898.0104007	272.61	92.65	55.98	7.76352035
24.894	797.8381136	273.92	93.547	56.877	8.0323446
28.036	708.5363105	275.32	94.505	57.835	8.54821388
31.579	629.1544064	276.8	95.534	58.864	9.17154699
35.592	558.3299618	278.35	96.61	59.94	9.54323249
40.136	495.2318118	28.01	97.758	61.088	10.139993
45.241	439.4626335	281.73	98.98	62.31	10.8649297
51.036	389.6763853	283.56	100.27	63.60	11.3256766
57.526	345.8264785	285.45	101.61	64.94	11.8774792
64.843	306.9156424	287.44	103.04	66.37	12.6726104
73.075	272.4538214	289.48	104.51	67.84	13.0491071
82.44	241.6172732	291.67	106.11	69.44	14.0847838
92.909	214.5044829	293.92	107.76	71.09	14.6432181
104.76	190.3517373	296.29	109.50	72.83	15.381183
118.1	168.9634886	298.76	111.34	74.67	16.2896552
133.15	149.9785054	301.3	113.25	76.58	16.8981063
150.14	133.1199414	303.84	115.18	78.51	17.0553384
169.28	118.1815217	306.38	117.11	80.44	17.0695089
190.9	104.9103614	308.88	119.04	82.37	17.0414894
215.24	93.15985876	311.4	121.00	84.33	17.3323911
242.67	82.74264639	313.87	122.93	86.26	17.0744841
273.63	73.49383474	316.53	125.03	88.36	18.5601744
308.38	65.32482003	319.25	127.19	90.52	19.1683683
347.45	58.09163333	321.93	129.35	92.68	19.2089071
385.68	52.43250363	324.22	131.19	94.52	18.5626785

Ejemplo 7.2

Análisis de una Prueba Buildup con Flujo de Matriz Transiente

Una prueba de presión buildup fue obtenida de un pozo de petróleo completado en reservorio naturalmente fracturado. Los pozos en esta formación exhiben flujo de matriz transiente. La Tabla 7.4 resume la data del buildup.

Determinar permeabilidad; factor skin; la razón de storativity, ω ; y el coeficiente de flujo de interporosidad, λ , con técnicas de análisis semilog y Curvas Tipo.

$q_o = 333$ STB/D; $r_w = 0.33'$; $\phi = 0.0633$; $\mu_o = 1.3$ cp; $h = 33'$; $c_t = 2.52 \times 10^{-5}$ psia⁻¹
 $\beta_o = 1.3$ RB/STB; $p_{wf}(\Delta t = 0) = 2692.05$ psi; $S_w = 0.33$; $p_i = p_s = 2876$ psi
 $c_{mt} = 4 \times 10^{-6}$ psia⁻¹; $S_o = 0.67$; $t_p = 2000$ hrs.

Solución: Debido a que el pozo probado es de petróleo, se plotea el cambio de presión y la derivada de la presión vs. el tiempo equivalente en papel log-log Figura y la presión vs. La razón del tiempo de Horner Figura en papel semilog. La Tabla 7.5 dá las funciones de ploteo de las Curvas Tipo y la Tabla 7.6 las funciones de ploteo del semilog.

Tabla 7.4 Datos de la prueba de presión buildup

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

Tabla 7.5 Funciones de ploteo para Análisis por Curva Tipo

Δt_e (horas)	Δp (psi)	$\Delta t_e \Delta p'$	Δt_e (horas)	Δp (psi)	$\Delta t_e \Delta p'$
0.001	5.65	7.65	0.6998	128.05	5.63
0.002	10.95	10.6	0.7997	128.85	5.58
0.003	15.95	14.67	0.8996	129.45	5.54
0.004	20.55	18.49	0.9995	130.05	5.47
0.005	24.95	21.51	1.998	133.65	5.19
0.006	29.15	24.29	2.9955	135.75	5.06
0.007	33.05	26.68	3.992	137.15	4.99
0.008	36.75	28.32	4.9875	138.25	4.82
0.009	40.25	30.05	5.9821	139.15	4.82
0.01	43.55	31.64	6.9756	139.85	4.78
0.02	68.45	37.07	7.9681	140.45	4.78
0.03	83.75	35.07	8.9597	141.05	4.78
0.0399	93.45	30.27	9.9502	141.55	4.84
0.0499	99.95	26.21	19.802	144.95	5.61
0.0599	104.35	22.57	29.557	147.35	6.43
0.0699	107.55	19.38	39.216	149.25	7.11
0.0799	109.95	17.76	86.12	155.55	7.76
0.0899	111.75	15.56	95.24	156.45	8.01
0.0999	113.25	13.84	181.82	162.25	8.67
0.1998	119.95	8.08	260.87	165.55	9.1
0.2998	122.85	6.85	333.33	167.75	9.04
0.3998	124.75	6.29	620.69	173.35	9.72
0.4998	126.15	5.97	666.67	174.05	9.09
0.5998	127.15	5.8			

Tabla 7.6 Funciones Ploteo para Análisis semilog Horner

p (psi)	Tiempo de Horner razón	p (psi)	Tiempo de Horner razón
2697.7	2000000	2820.1	2858.0
2703	1000000	2820.9	2501
2708	666667	2821.5	2223.2
2712.6	500000	2822.1	2001
2717	400000	2825.7	1001
2721.2	333333	2827.8	667.67
2725.1	285720	2829.2	501.00
2728.8	250000	2830.3	401.00
2732.3	222222	2831.2	334.33
2735.6	200000	2831.9	286.71
2760.5	100000	2832.5	251.00
2775.8	66668	2833.1	223.22
2785.5	50001	2833.6	201.00
2792	40001	2837	101.00
2796.4	33334	2839.4	67.67
2799.6	28572	2841.3	51.00
2802	25001	2847.6	23.22
2803.8	22223	2848.5	21
2805.3	20001	2854.3	11
2812	10001	2857.6	7.67
2814.9	6667.7	2859.8	6
2816.8	5001	2865.4	3.22
2818.2	4001	2866.1	3.0
2819.2	3334.3		

Análisis Cualitativo de la Curva Tipo: El objetivo de este inicial análisis cualitativo es determinar si los Regímenes de Flujo 1,2 y 3 pueden ser identificados.

La conducta de doble porosidad es evidente desde un match de ambos datos cambio de la presión y derivada de la presión (Figura) con la Curva Tipo Bourdet para flujo de interporosidad para estado transiente. Específicamente los datos de la derivada para tiempos de cierre ($\Delta t_e > 150$ horas) es horizontal y pueden ser alineados con la línea de $(t_D/C_D)p'_D = 0.5$, mientras que la tendencia para los datos tempranos de la derivada para $(4 \leq \Delta t_e \leq 15$ horas) es flat y se ajusta a la línea de $(t_D/C_D)p'_D = 0.25$. Esta conducta es característica de un sistema de doble porosidad. Debido a que los datos iniciales tienden hacia una línea de pendiente unidad, se puede hacer un razonable match horizontal. El ajuste pos Curvas Tipo en particular el match de la derivada, sugiere que los Regímenes de Flujo 2 y 3 están presentes.

Análisis semilog Basado en los Regímenes de Flujo 2 y 3: Debido a que se ha tentativamente identificado los Regímenes de Flujo 2 y 3, se puede hacer un análisis semilog.

1. Del ploteo de Horner en la Fig. 7.13, una línea recta final con pendiente $m = 20.8$ psi/ciclo es ajustada a través de los últimos datos (i.e, Régimen de Flujo 3). Otra línea recta con pendiente $m^* = m/2 = 10.4$ psi/ciclo que caen sobre los datos tempranos es trazada sobre la línea $(t_D/C_D)p'_D = 0.25$ de la curva de la derivada de la presión.

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

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

o el punto de intersección es:

$$\Delta t^* = \frac{t_p}{59.8 - 1} = \frac{2000}{59.8 - 1} = 34 \text{ horas}$$

Aunque el comienzo del Régimen de Flujo 2 no es claro debido a la distorsión por almacenamiento de los datos de la prueba, se asume que este empieza a:

$$\frac{\Delta t_{b2} + t_p}{\Delta t_{b2}} = 2200$$

$$\Delta t_{b2} = \frac{2000}{2200 - 1} = 0.91 \text{ horas}$$

2. Determinar $k_f h_{ft} \approx \bar{k} h$ de la pendiente de la línea recta en semilog, con la ecuación:

$$(k_f h)_{ft} \approx \bar{k} h = \frac{162.6 q_o \beta_o \mu_o}{m} = \frac{(162.6)(333)(1.3)(1.3)}{20.8} = 4399.3 \text{ md} - \text{ft}$$

La permeabilidad promedio de fractura es:

$$\bar{k} = 4399.3 / 33 = 133 \text{ md}$$

3. Calculamos k_m/h_m^2 . De los datos disponibles se tiene $\phi_m = 0.0633$, $c_{mt} = 4 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ y $\mu_o = 1.3$ cp. Entonces:

$$\frac{k_m}{h_m^2} = \frac{532.3 \phi_m c_{mt} \mu_o}{\Delta t^*} = \frac{532.3(0.0633)(4 \times 10^{-6})(1.3)}{34} = 5.066 \times 10^{-6} \text{ md}/\text{ft}^2$$

4. Estimar λ'

$$\lambda' \approx 12 \frac{k_m}{h_m^2} \frac{h}{k_f h_{ft}} r_w^2 = \frac{12(5.066 \times 10^{-6})(33)(0.33)^2}{4399.3} = 5 \times 10^{-8}$$

5. Del tiempo Δt_{b2} cuando el Régimen de Flujo 2 empieza, estimamos $\phi c_{ft} h_{ft}$.

$$\phi c_{ft} h_{ft} = 8.33 \times 10^{-4} \left(\frac{k_f h_{ft} t \phi_m c_{mt} h \lambda' \Delta t_{b2}}{\mu_o r_w^2} \right)^{1/2}$$

$$= 8.33 \times 10^{-4} \left(\frac{4399.3(0.0633)(4 \times 10^{-6})(33)(5 \times 10^{-8})(0.91)}{1.3(0.33)^2} \right)^{1/2} = 9.1 \times 10^{-8} \text{ ft/psi}$$

6. Estimar ω' , ω y λ , donde $h \approx h_{mt}$.

$$\omega' = \frac{\phi_m c_{mt} h_{mt}}{\phi c_{ft} h_{ft}} = \frac{(0.0633)(4 \times 10^{-6})(33)}{9.1 \times 10^{-8}} = 91.8$$

El parámetro w es:

$$\omega = \frac{1}{1 + \omega'} = \frac{1}{1 + 91.8} = 0.0108$$

Entonces $\lambda \approx \lambda' = 5 \times 10^{-8}$

7. Para calcular el factor skin necesitamos p_{1hr} en la línea recta semilog del Régimen de Flujo 3, se obtiene $p_{1hr} = 2807.4$ psia. El factor skin es:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k_f h_{ft}}{\phi \mu_o c_t h r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$s = 1.151 \left[\frac{2807.4 - 2692.05}{20.8} - \log \left(\frac{4399.3}{(0.033)(0.01118)(2.52 \times 10^{-5})(1.3)(33)(0.33)^2} \right) + 3.23 \right] = 0$$

Análisis Cuantitativo Curvas Tipo: El propósito de este análisis final es utilizar las Curvas Tipo para confirmar los resultados del análisis semilog. La Figura ilustra el match de la Curvas Tipo.

1. Se tiene un estimado de $\bar{k}h = 0.154$ md-ft del análisis semilog, entonces se precalcula el punto match de presión con un valor arbitrario de $p_D = 1$,

$$(\Delta p)_{MP} = \frac{141.2 q_o \beta_o \mu_o}{\bar{k}h} (p_D)_{MP} = \frac{(141.2)(333)(6.48012)(1.3)(1.3)}{4399.3} (10) = 18.1 \text{ psi}$$

El match también fuerza a que los datos de la derivada del tiempo se sobrepongan a $(t_D/C_D)p'_D = 0.5$ y los tempranos datos de la derivada se sobrepongan a $(t_D/C_D)p'_D = 0.25$. Los parámetros de correlación de las Curvas Tipo fueron $(C_D e^{2s})_f = 10^4$ (datos iniciales), y el parámetro $(C_D e^{2s})_{f+m} = 10^2$ (datos últimos). β' es estimado ser 10^{10} . Un match del tiempo es $\Delta t_e = 0.32$ horas y $t_D/C_D = 100$.

2. Calcular $(C_D)_{f+m}$ del punto match del tiempo

$$C_D = \frac{0.0002637 \bar{k}}{\phi \mu c_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t_e}{t_D/C_D} \right)_{MP} = \frac{0.0002637(133.3)}{0.0633(2.52 \times 10^{-5})(1.3)(0.33)^2} \left(\frac{0.32}{100} \right) = 3138$$

3. El factor skin es calculado con la ecuación:

$$s = 0.5 \ln \left[\frac{C_D e^{2s}}{C_D} \right]_{f+m} = 0.5 \ln \left[\frac{1000}{31.38} \right] = -0.57$$

que coincide con el estimado de $s \cong 0$ del análisis semilog.

4. El coeficiente de flujo de interporosidad, λ , es calculado con la ecuación:

$$\lambda = \frac{1.8914(C_D e^{2s})_{f+m}}{(\beta')_{MP} e^{-2s}} = \frac{(1.8914)(1000)}{10^{10} e^{-2(-0.57)}} = 6.0 \times 10^{-8}$$

que coincide con el estimado de $\lambda' = 5 \times 10^{-8}$ del análisis semilog.

5. Calcular ω con la ecuación:

$$\omega = \frac{(C_D e^{2s})_{f+m}}{(C_D e^{2s})_f} = \frac{10^2}{10^4} = 10^{-2}$$

Que coincide muy bien con $\omega = 0.0108$ del análisis semilog.

8. CONCLUSIONES

1. El uso de la computadora y de programas especializados es indispensable y necesario en el análisis e interpretación de pruebas de presión.
2. Es muy importante la preparación técnica y académica del usuario, durante la toma de decisiones en el análisis e interpretación de pruebas de presión.
3. Para la determinación del modelo matemático se hace necesario un análisis integrado de diversas áreas de ingeniería: geología, geofísica, registros de formación, propiedades PVT, etc.
4. Análisis log - log y análisis de diagnóstico, se puede determinar k , m , C , ω , λ , etc., mediante análisis especializado de regresión lineal, identificando condiciones de contorno, tanto en el pozo como en los límites del yacimiento. Los métodos de análisis rutinarios consisten en:
 - Análisis semi - log: Regresión lineal para determinar k , m , s , ω , λ , del gráfico de Horner, gráfico de la aproximación logarítmica de la Línea Fuente, gráfico de Warren y Root, etc.
 - Análisis de Curva Tipo Bourdet.
 - Análisis de límites
 - Prueba límite
 - Regresión no - lineal
 - Validación, verificación y comparación del modelo identificado con otros modelos (modelo geológico, petrofísico, etc.).
5. El método de la Curva Tipo en forma manual ya casi no se usa, ante el advenimiento del computador, como instrumento de rutina en el análisis de pruebas de pozos. El cálculo lento y poco preciso durante el procesamiento, verificación y simulación de la prueba, hacen que el método manual engorroso. Las mismas operaciones y cálculos pueden ser efectuadas por el programa de análisis, a mejor precisión y en un tiempo relativo mínimo.
6. Nuevos avances en modelaje del sistema pozo - yacimiento, en técnicas de análisis y en desarrollo de instrumentos de mediciones de presiones y tasa de flujo, se esperan en un futuro cercano.

9. RECOMENDACIONES

1. Uso de un programa comercial de análisis de presiones.

2. El uso de regresión lineal manual y la aplicación del método de Curva Tipo tradicional manual pueden introducir errores apreciables en el análisis e interpretación de pruebas de presión.

3. Desde el punto de vista matemático el objetivo sigue siendo resolver un problema con valor frontera ("Boundary Value Problem"). Una vez obtenida la solución, analizarla, determinar períodos de flujo (análisis específico). Estudiarla (problema de unicidad de la solución) y en la práctica resolver el problema inverso.

4. La aplicación del cálculo manual, esta en desuso. Cálculo lento y poco preciso y la introducción del computador, PC han hecho casi desaparecer el análisis manual. En especial durante la simulación y verificación de la prueba. El método manual consume mucho tiempo.

5. Sin embargo, debido a las limitaciones en cuanto a número de soluciones (modelos matemáticos) de los programas comerciales, siempre es necesario una buena preparación ("background"), para poder efectuar el análisis e interpretación de la pruebas de pozos.

6. Se debe utilizar toda la información del sistema pozo - yacimiento disponible : Historia de producción y de pruebas. Datos de completación del pozo. Datos de PVT. Datos e información de geología. Datos de geofísica. Información de registro de formación. Datos petrofísicos.

7. Es recomendable el uso de Convulación y Deconvulación, cuando el efecto de llene no sea constante. Esta es la principal limitación de las curvas tipos desarrolladas hasta ahora ($CD = \text{constante}$).

8. Muchas veces, aun con información del sistema conocido y la aplicación de programas comerciales, se presentan resultados ambiguos en el análisis e interpretación de la prueba, y sólo la aplicación de un análisis integrado, podría reducir o eliminar el problema de unicidad de la solución e identificar aproximadamente el modelo pozo-yacimiento, conocida la solución al problema, $p = p(t)$ (problema inverso).

9. El uso de herramientas de cierre en el fondo del pozo ha permitido usar el modelo de Curva Tipo, de coeficiente de llene constante, en forma bastante aceptable.

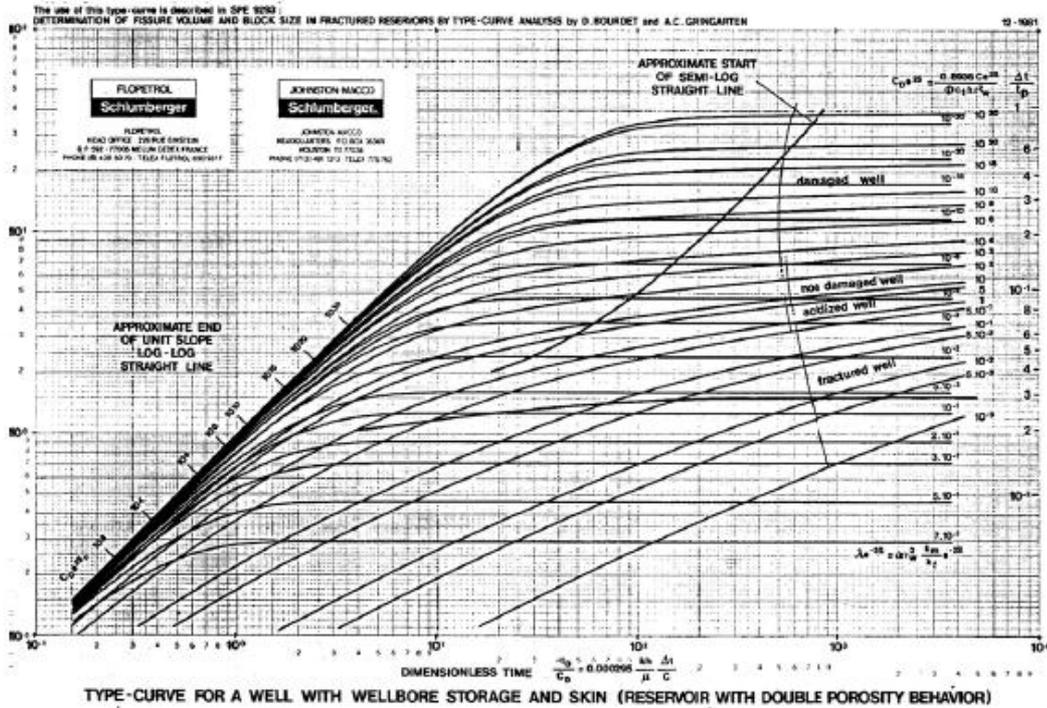
10. Los sistemas expertos y las redes neurales, es unos de los campos de investigación más recientes en el análisis e interpretación de pruebas de pozos.

Algunos métodos son:

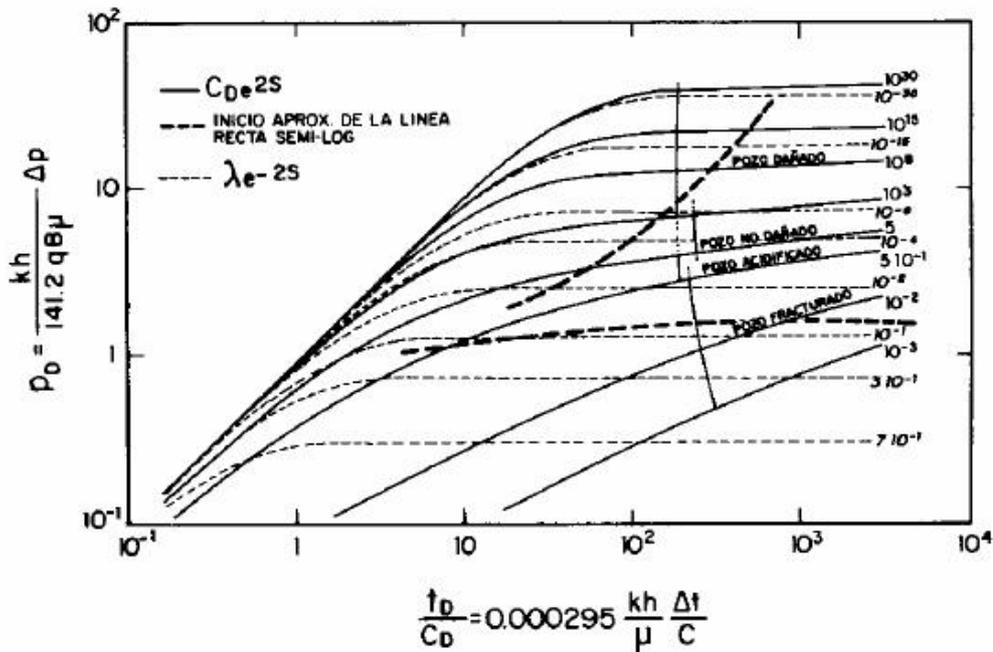
- Método estadístico de Watson et al.60 (1988)
- Método basado en reglas de Allain y Horne 59 (1990)
- Redes neuronales de AI - Kaabi y Lee, 49 (1990)

La primera aplicación de estos métodos es la identificación del sistema pozo-yacimiento (solución del problema inverso).

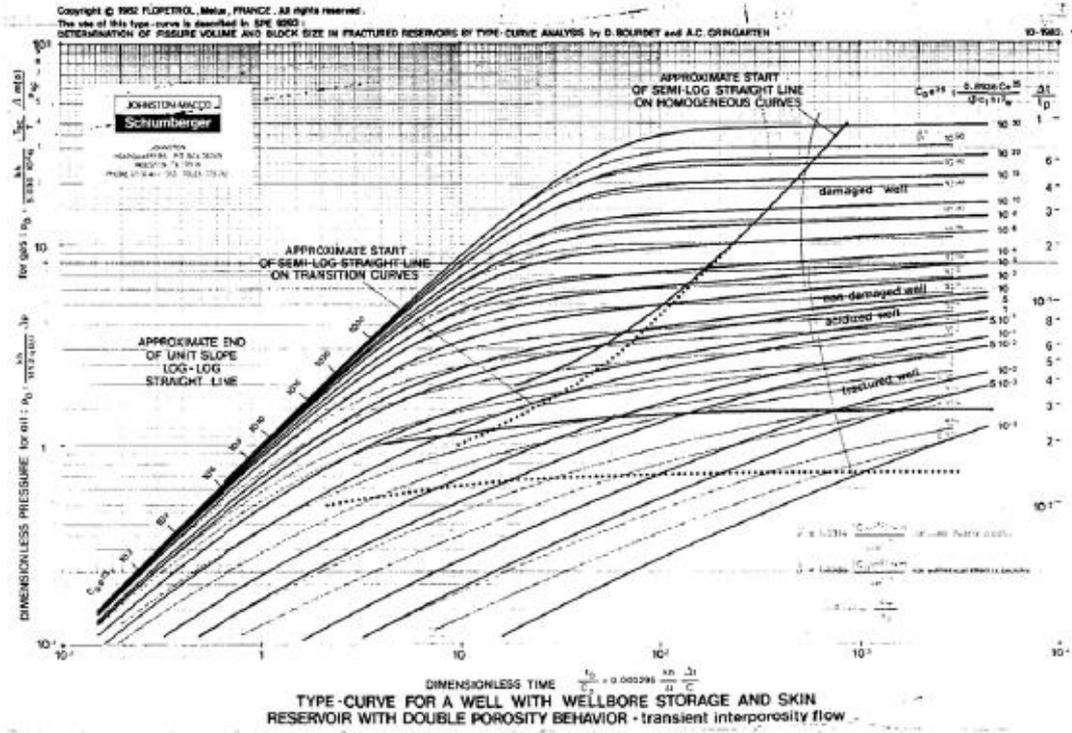
10. ANEXOS



Efecto de Almacenamiento y Daño en Yacimiento Homogéneo Reservorio de Doble Porosidad



Efecto de Almacenamiento y Daño-Flujo Pseudoestable de Matriz Reservorios de Doble Porosidad



Efecto de almacenamiento y daño-Flujo Interporoso Trasient de Matriz Reservorios de Doble Porosidad

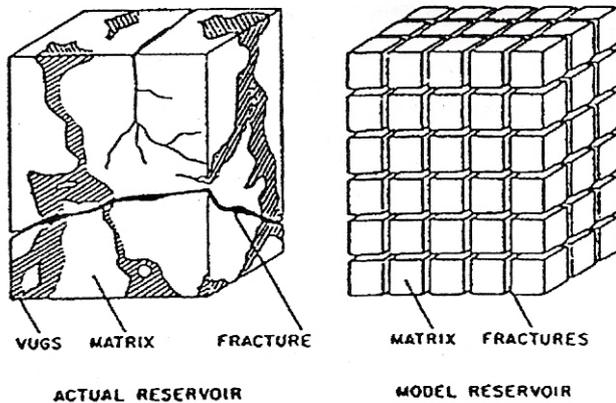


Fig. 7.1—Actual and idealized dual-porosity reservoir model (after Warren and Root¹).

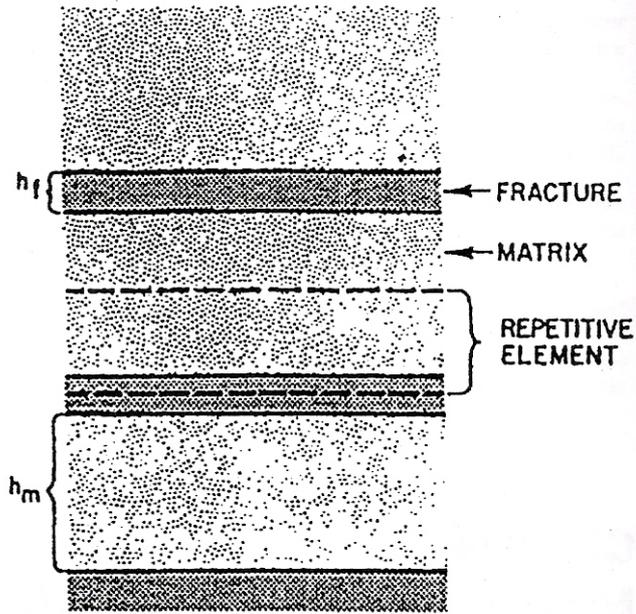


Fig. 7.2—Schematic reservoir with rectangular matrix elements (after Serra *et al.*³).

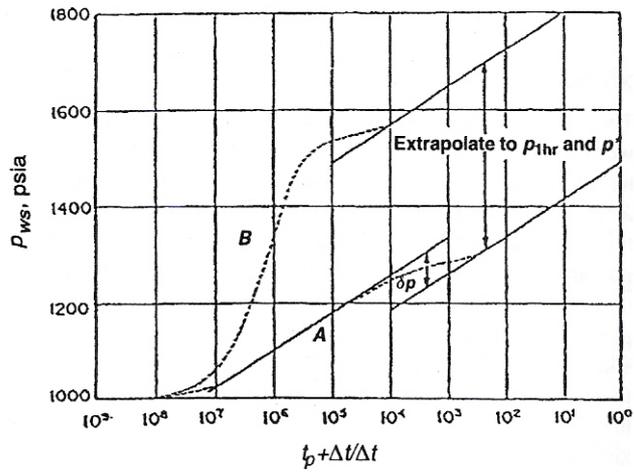


Fig. 7.3—Characteristic pressure response predicted by the Warren and Root¹ pseudosteady-state model.

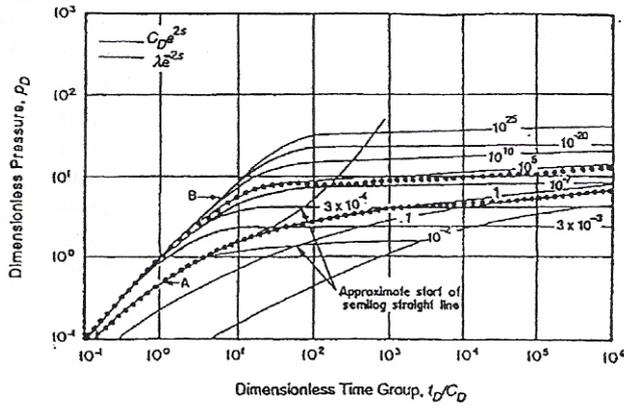


Fig. 7.4—Type curves for pseudosteady-state matrix flow (after Bourdet *et al.*¹⁶).

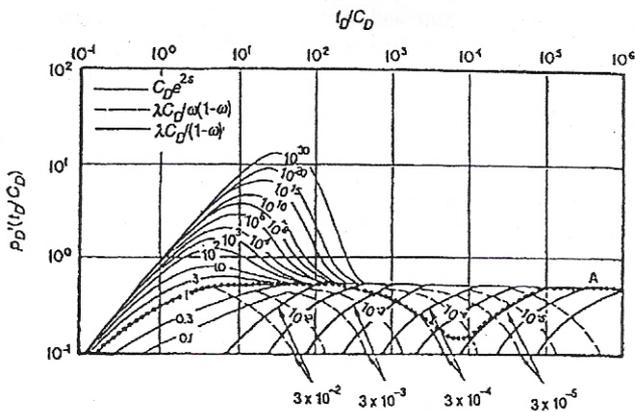


Fig. 7.5—Derivative type curves for pseudosteady-state matrix flow (after Bourdet¹⁶).

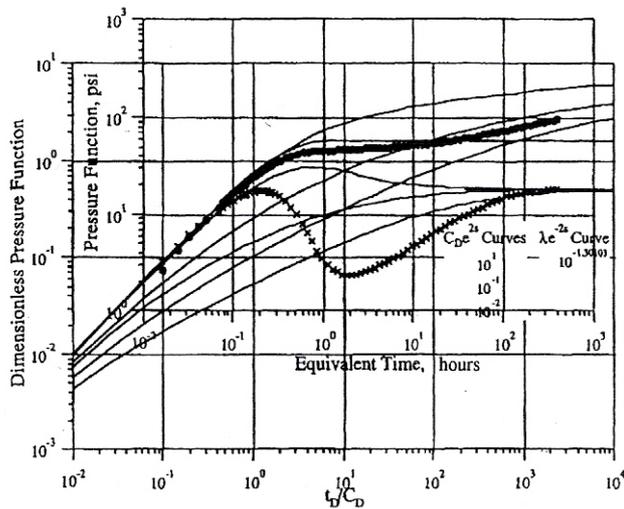


Fig. 7.6—Qualitative type-curve match, Example 7.1.

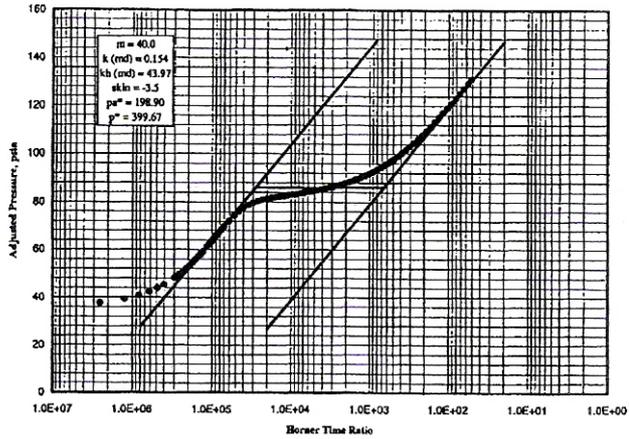


Fig. 7.7—Horner plot, Example 7.1.

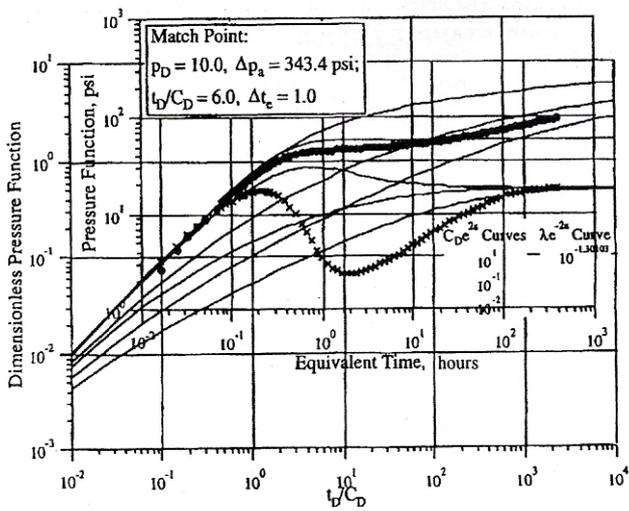


Fig. 7.8—Quantitative type-curve match, Example 7.1.

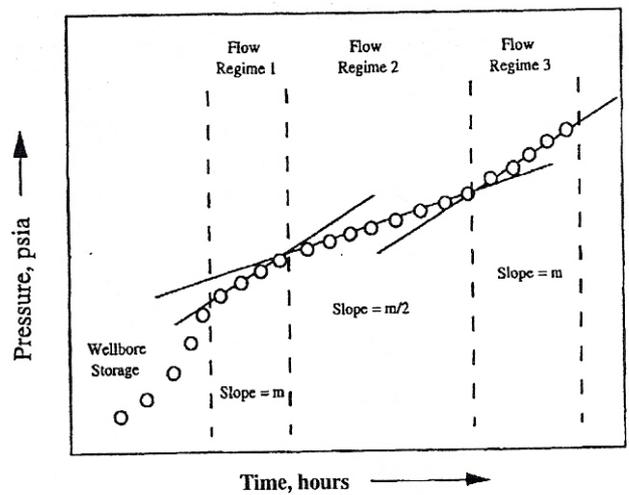


Fig. 7.9—Characteristic flow regimes in a dual-porosity system with transient matrix flow.

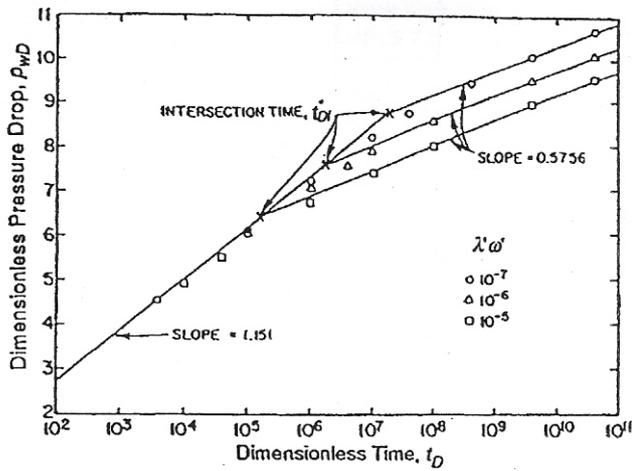


Fig. 7.10—Estimating ω' and λ' with data from Flow Regimes 1 and 2 (after Serra *et al.*³).

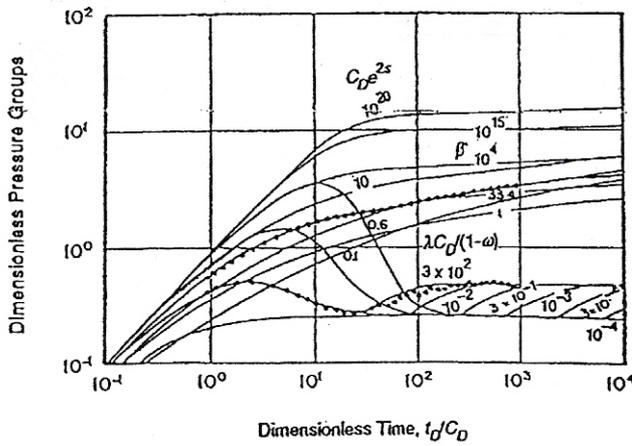


Fig. 7.11—Type curves for transient matrix flow (after Bourdet *et al.*¹⁷).

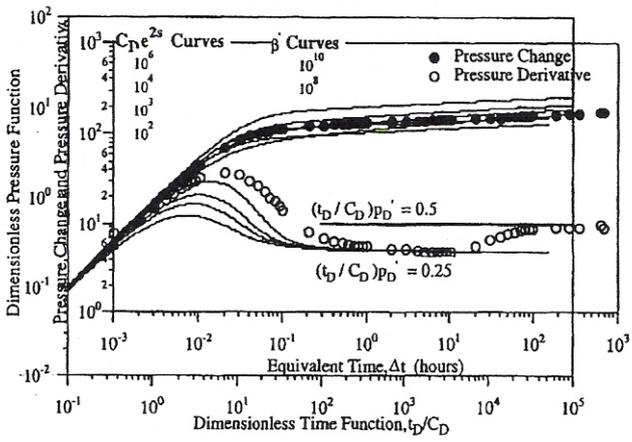


Fig. 7.12—Qualitative type-curve match, Example 7.2.

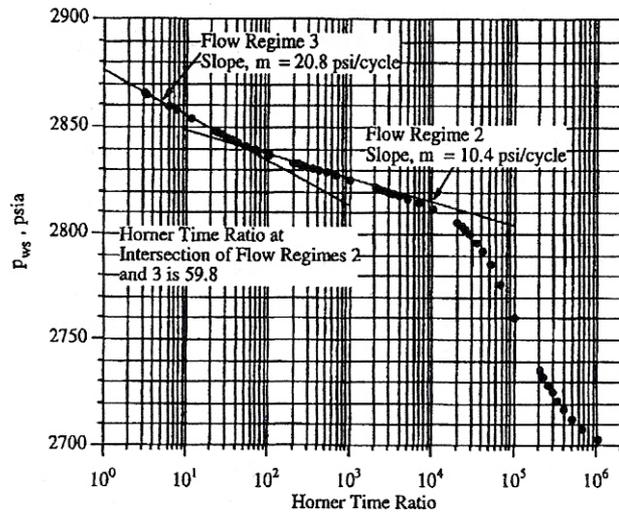


Fig. 7.13—Horner plot, Example 7.2.

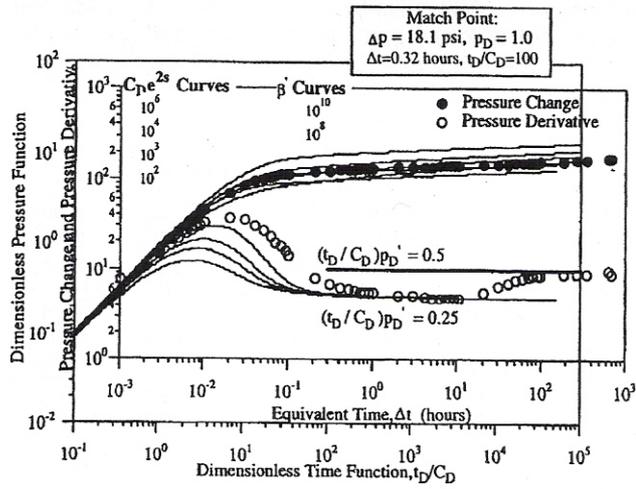


Fig. 7.14—Quantitative type-curve match, Example 7.2.

11. BIBLIOGRAFIA

1. Barenblatt, G.I., Zheltov, Y.P., and Kochina, I.N.: "Basic concepts in the theory of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks", J. Apply. Math, Mech. 24, 5 (1.960) 1283-1303.
2. Warren, J.E. and Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", SPEJ (Sept - 1963) 245-255.
3. De Swaan, O.A.: "Analytic Solution for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testing" SPEJ (June 1976) 117-122, Trans., AIME, 261.
4. Bourdet, D. and Gringarten, A.C.: "Determination of Fissured Volume and Block Size in Fractured Reservoir by Type Curve Analysis", paper SPE 9293 presented at the SPE Ann. Tech. Conf. And Exp., Dallas, TX, (Sep. 1980) 21-24.
5. Cinco-Ley, H., "Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods", paper SPE 10043, presented at Intern. Petrol. Exh. And Tech. Symp, Beijing, China, March 18-26, 1982.
6. Gringarten, A.C.: "Interpretation of Test in Fissured and Multilayered Reservoir with Double-Porosity Behavior, Theory and Practice". JPT (April. 1984) 549-564.