

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



## **“PRUEBAS DE PRESION EN POZOS INYECTORES”**

*TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE*

**INGENIERO DE PETROLEO**

**Carlos Enrique Diaz Velásquez**

Lima - Perú - 1999

## **INDICE: PRUEBAS DE PRESION EN POZOS INYECTORES**

	Página
1. Sumario	1
2. Introducción	2
3. Análisis de Pruebas de Inyectividad	
3.1 En Reservorios Llenos de Liquido con Razones de Movilidad Unitaria	4
3.2 Ejemplo del Análisis de la Prueba de Inyectividad en Reservorio "Infinite-Acting"	8
3.3 Determinación de la Presión de Fractura	13
4. Análisis de Prueba "Falloff"	
4.1 En Reservorios Llenos de Liquido con Razones de Movilidad Unitaria	17
4.2 Ejemplo del Análisis de la Prueba "Falloff" en Reservorio "Infinite-Acting"	20
5. Análisis de Prueba "Falloff" a Dos Rates	
5.1 Efectos del Almacenamiento	25
5.2 Ejemplo de Prueba "Falloff" a Dos Rates	26
6. Estimación de la Presión Promedia del Reservorio	
6.1 Oportunidad de la Prueba	29
6.2 Utilización de la Presión Interpozos	30
6.3 Ejemplo de determinación de la Presión Promedia del Reservorio de una Prueba "Falloff"	32

7.	Análisis de Pruebas de Presión “Falloff” antes del llenado del reservorio	
7.1	Técnicas Aplicables	33
7.2	Razón de Movilidad Unitaria	33
7.3	Graficando Resultados	36
7.4	Razón de Movilidad No Unitaria	37
8.	Metodología para Análisis de Prueba “Falloff”	
8.1	Procedimiento Práctico	42
8.2	Análisis de Series en Estado Estable	44
8.3	Ejemplo del Método de Hall	46
9.	Diseño de Pruebas de Presión Transientes en Pozos Inyectores	
9.1	Procedimiento	47
9.2	Cálculos de Diseño	50
9.3	Ejemplo de Diseño de Prueba para Pozo Inyector	52
10.	Conclusiones y Recomendaciones	57
11.	Apéndice - Nomenclatura	
12.	Bibliografía	

# **PRUEBAS DE PRESION EN POZOS INYECTORES**

## **1. SUMARIO**

En muchos reservorios en el mundo y desde hace muchos años en el Noroeste del país, se han efectuado proyectos de inyección de fluidos, mediante pozos inyectoros, con resultados diversos. Poco énfasis se tiene en el análisis de pruebas transientes de presión para pozos inyectoros, en la literatura hay también muy pocos ejemplos. Sin embargo, la realidad ha demostrado su importancia para determinar las condiciones del pozo inyector. La importancia de conocer características como la permeabilidad, daño y  $p$  (presión estática del área de drenaje del pozo inyector), es tal, que a muchos proyectos sin éxito, se atribuyó posteriormente tal hecho, a que tenía permeabilidades inferiores a 5 md ó factor skin inadecuado que obligaría a un tratamiento previo de estimulación. Otros casos indicarían un campo depletado al que quizás se debería inyectar otro fluido, tal como gas, para levantar presión y mantener condiciones necesarias para que no exista escape de fluidos y el efecto de impulsión sea efectivo.

El presente trabajo, describe las pruebas transientes de presión para pozos inyectoros más conocidas: “falloff”, inyectividad y de tasa múltiple. Señala metodologías de trabajo más adecuadas para razones de movilidad unitaria y diferente de ella, trabajándola como zonas radiales de fluidos.

Termina con Conclusiones y Recomendaciones para obtener un mayor provecho del análisis de estas pruebas.

## **2. INTRODUCCION**

En muchos reservorios, el número de pozos inyectores se aproxima al número de pozos en producción, por lo tanto el tema de pruebas para estos pozos es importante. Aquello es particularmente cierto cuando los proyectos de recuperación terciaria están siendo considerados o están en progreso. Cuando un pozo de entrada al reservorio recibe un fluido caro, la habilidad de la arena para aceptar que fluya uniformemente por un largo tiempo es importante para la economía de un proyecto de recuperación terciaria. En particular, el incremento del daño del pozo puede ser detectado y puntualmente corregido.

La información disponible acerca de pruebas de inyección de pozos es mucho menos abundante que la información acerca de pruebas de producción de pozos. Matthews y Russell resumieron las pruebas de inyección de pozos, pero haciendo un énfasis en las pruebas “falloff”. Las pruebas de inyectividad son raramente discutidas en la literatura, pero son muy importantes. La prueba “falloff” es tratada particularmente para sistemas con razón de movilidad unitaria. La prueba “falloff” para pozos de gas especialmente en asociación con la combustión insitu también ha sido discutida.

Las pruebas transientes para pozos de inyección y el análisis correspondiente son básicamente simples, cuando la razón de movilidad entre el fluido inyectado y los fluidos insitu está cerca a la unidad.

Afortunadamente, esta es una aproximación razonable para muchos proyectos de inyección con agua. Esta también es una aproximación razonable en las inyecciones con agua que inicialmente tuvieron razones de movilidad significativamente diferentes de la unidad y tempranamente en la vida de los proyectos de recuperación terciaria cuando muy poco

fluido ha sido inyectado y sólo aparece como un efecto de daño. Cuando la condición de razón de movilidad unitaria es satisfecha, las pruebas transientes en pozos de inyección para sistemas llenos de líquido es análoga a las pruebas del pozo de producción. La inyección es análoga a la producción (pero la tasa  $q$ , usado en las ecuaciones es negativo para la inyección, mientras que éste es positivo para la producción), así una prueba de inyectividad es similar a una prueba “drawdown”. Cerrando un pozo de inyección se obtiene una caída de presión que es análoga a una presión “buildup”. Las ecuaciones para pruebas de pozos en producción se aplican para pruebas de pozos de inyección manteniendo la convención de signos. Lo análogo deberá ser aclarado posteriormente.

Cuando la razón de movilidad unitaria asumida no es satisfecha, la analogía entre las pruebas en pozos de producción y de inyección no es tan completa. En esta situación el análisis depende de los tamaños relativos del banco de agua y el de petróleo; generalmente el análisis es posible sólo cuando:  $r_{ob} > 10 r_{wb}$

Los efectos de fracturamiento, los cuales pueden tener un efecto significativo en el análisis, no son tema del presente trabajo.

Los reservorios con pozos de inyección pueden alcanzar las condiciones de estado estable cuando la tasa de inyección total equivale al tasa de producción total. En esta situación o cuando la situación es parecida, las técnicas de análisis de estado estable pueden ser utilizadas.

### **3. ANALISIS DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD**

#### **3.1 EN RESERVORIOS LLENOS DE LIQUIDO, CON RAZON DE MOVILIDAD UNITARIA**

La prueba de inyectividad es ejecutada con presión transiente durante la inyección dentro de un pozo. Es análoga a la prueba “drawdown”, para ambos casos de tasas de inyección: constante y variable. Algunas veces llamada: "presión de inyección “buildup”" es preferible utilizar el término: "prueba de inyectividad" para evitar confusiones con las pruebas de presión “buildup” de un pozo en producción. Este ítem está orientado a reservorios llenos de líquido con movilidad del fluido inyectado esencialmente equivalente a la movilidad del fluido insitu. Si la condición de razón de movilidad unitaria no es satisfecha, el resultado del análisis a través de técnicas en éste ítem no tendrá validez.

Aún en esta situación, si el radio de investigación no está más allá que el del banco de agua (fluido inyectado), un análisis válido puede ser hecho por permeabilidad y daño, pero no necesariamente por presión estática del reservorio.

La Figura 1 muestra un cuadro de la tasa ideal y la respuesta de la presión para pruebas de inyectividad. El pozo es cerrado inicialmente y la presión estabilizada a la presión inicial de reservorio,  $p_i$ . Al tiempo cero, la inyección empieza a tasa constante,  $q$ . La Figura 1 ilustra la convención de que:  $q < 0$  para inyección. Es aconsejable monitorear la tasa de inyección cuidadosamente de tal forma que los métodos del análisis de la tasa variable, pueden ser aplicados si la tasa varía significativamente. Desde que la razón de movilidad unitaria de inyección es análoga a la prueba de producción del pozo, los métodos de análisis para

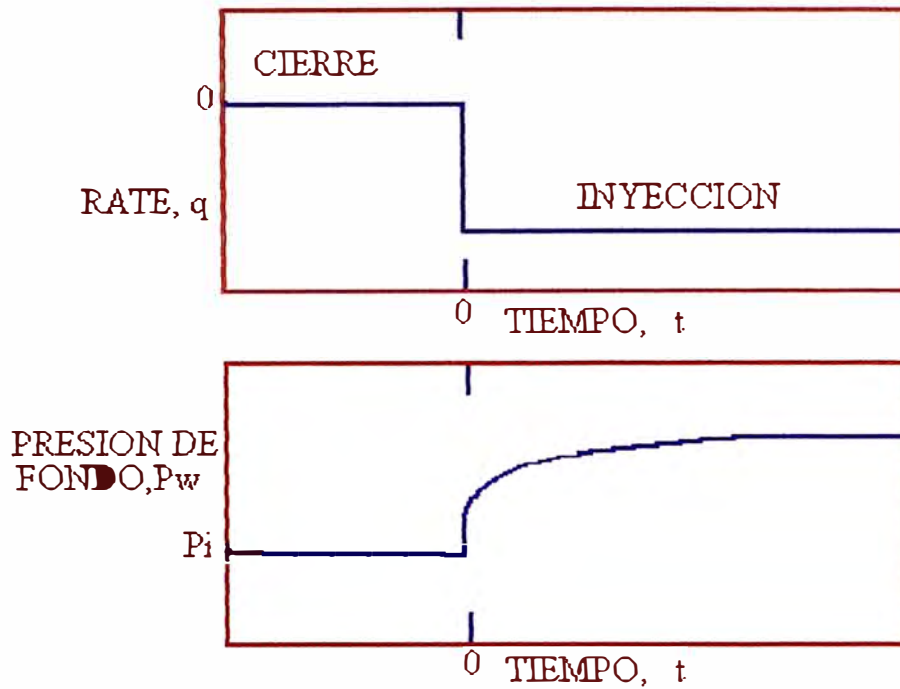


Figura 1. Esquema idealizado del rate y respuesta de presión para una prueba de inyectividad

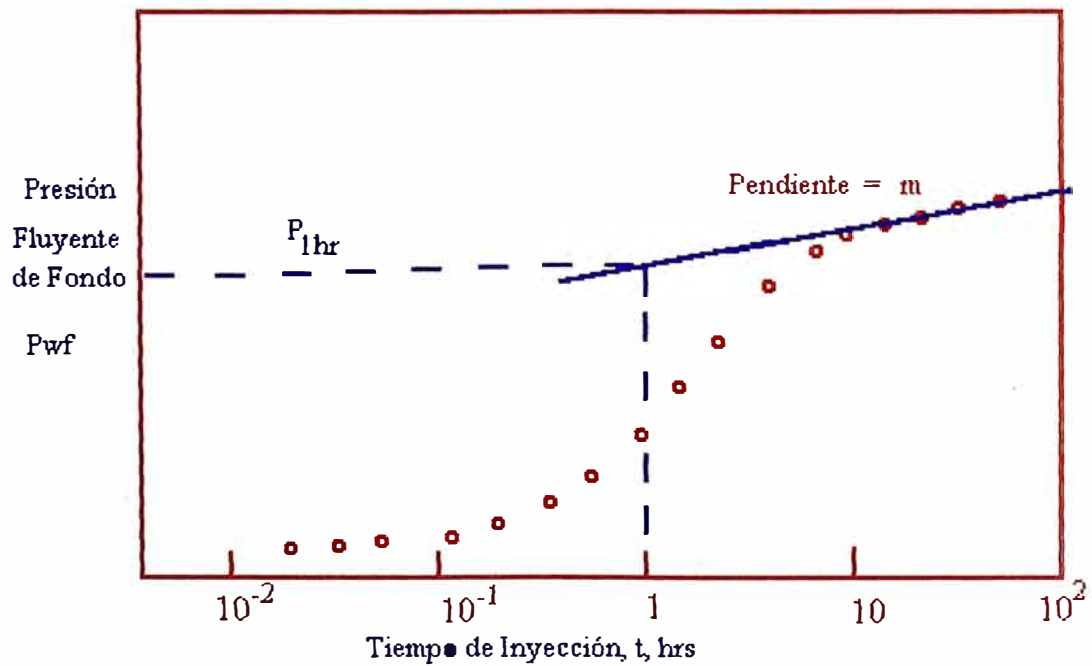


Fig 2. Típico Ploteo semilog de Datos de una Prueba de Inyectividad



pruebas de “drawdown” y tasa múltiple pueden ser aplicados directamente a las pruebas de inyección en el pozo. Por supuesto, mientras la presión del pozo en producción declina durante el “drawdown”, la presión en un pozo inyector se incrementa durante la inyección. Esta diferencia está explicada en los métodos de análisis por el uso de:  $q < 0$  para inyección y  $q > 0$  para producción.

Para la tasa constante la prueba de inyectividad está ilustrada en la Figura 1, la presión de inyección del fondo de pozo está dada por la Ecuación:

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

La Ec. (1) indica que el ploteo de la presión de inyección en el fondo del pozo versus el logaritmo del tiempo de inyección debería tener una sección de línea recta como se muestra en la Figura 2. La intersección  $p_{1hora}$ , está dada por la Ecuación; la pendiente es  $m$  y está dada por la Ecuación:

$$m = \frac{-162.6q\beta\mu}{kh} \quad (2)$$

Como en la prueba “drawdown”, el almacenamiento en el pozo puede ser un factor importante en la prueba de inyección del pozo. A menudo, la presión de reservorio es lo bastante baja de modo que existe una superficie libre de líquido en el pozo cerrado. En este caso el coeficiente de almacenamiento del pozo está dado por la Ecuación:

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

y puede esperarse a que sea relativamente grande.

Por lo tanto, es recomendable que todo análisis de prueba de inyectividad empiece con el  $\log(p_{wf} - p_i)$  vs  $\log t$  de tal manera que la duración de los efectos de almacenamiento en el pozo puede ser estimado. Como está indicado en la Fig. 2, los efectos del hueco del pozo pueden aparecer como una línea recta en el ploteo de  $p_{wf}$  vs  $\log t$ ; la parte semejante a una línea recta es analizada, valores bajos de permeabilidad serán obtenidos y el factor skin calculado estará corrido en la dirección negativa. La Ecuación (3) puede ser usada para estimar el comienzo de la línea recta semilogarítmica que se muestra en la Fig. 2:

$$t > \frac{(200,000 + 12,000 s) C}{(kh/\mu)} \quad (3)$$

Una vez que la línea recta semilogarítmica es determinada, la permeabilidad del reservorio es estimada de la Ecuación (4):

$$k = \frac{-162.6q\beta\mu}{mh} \quad (4)$$

Factor de daño (skin) es estimado con la Ec.(5):

$$s = 1.1513 \left[ \frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5)$$

### 3.2 EJEMPLO DEL ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE INYECTIVIDAD EN UN RESERVORIO TIPO INFINITE-ACTING (ACCIÓN INFINITA).

Las Figs 3 y 4 muestran los datos de respuesta de presión para una prueba de inyectividad en un reservorio de inyección de agua. Antes de la prueba, todos los pozos en el reservorio han sido cerrados en un período de cuatro semanas y la presión ha sido estabilizada.

Conociéndose los siguientes datos del reservorio:

$$\text{profundidad} = 1,002 \text{ pies} \quad h = 16 \text{ pies}$$

$$c_t = 6.67 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad \mu = 1.0 \text{ cp}$$

$$\phi = 0.15 \quad \beta = 1.0 \text{ RB/STB}$$

$$\rho_w = 62.4 \text{ lbm/pie}^3 \quad q = -100 \text{ STB/D}$$

$$p_i = 194 \text{ psig} \quad r_w = 0.25 \text{ pies}$$

El pozo es completado con tubing de 2 pulgadas colocadas con un packer. El reservorio ha estado bajo inyección por agua por varios años. Se puede tener la certeza que el supuesto de la razón de movilidad unitaria es satisfecha, desde que se probó que el radio de investigación es menor que la distancia al banco de agua, como se muestra en los cálculos más adelante en este ejemplo.

El ploteo de los datos en log-log, de la fig.3, indica que el almacenamiento en el borde de pozo es importante por cerca de 2 a 3 horas. La desviación de los datos por encima de la pendiente unitaria sugiere que el coeficiente de almacenamiento decrece a cerca de 0.55 horas. Los datos en la fig.3 empiezan a desviarse en forma ascendente de la línea recta de

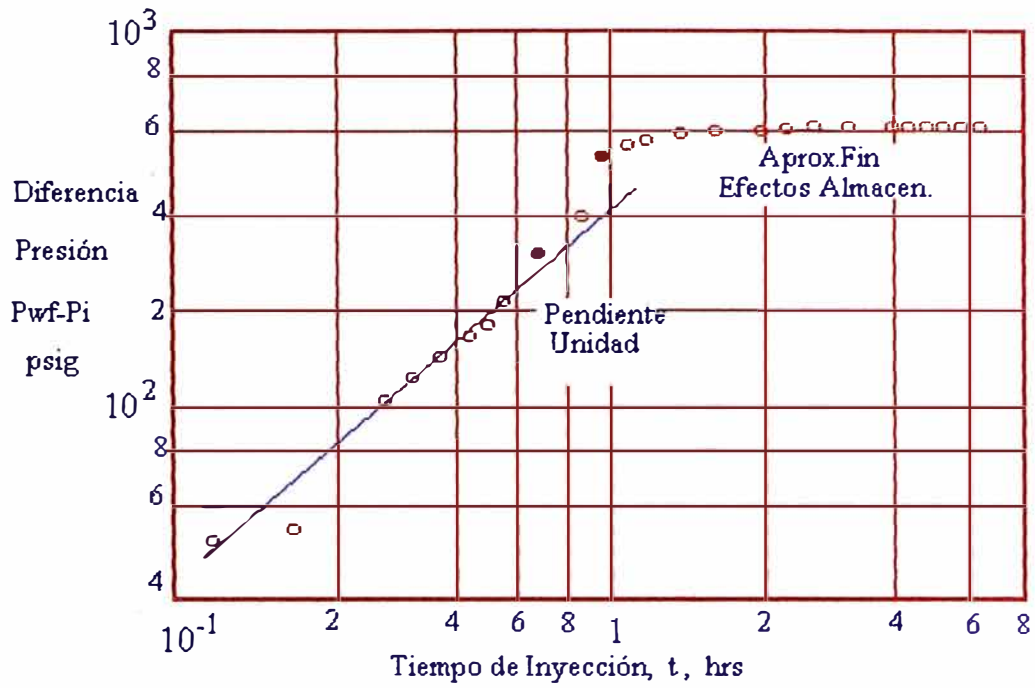


Figura 3. Ploteo log para prueba de inyectividad. Inyección de agua a un reservorio en condiciones estáticas

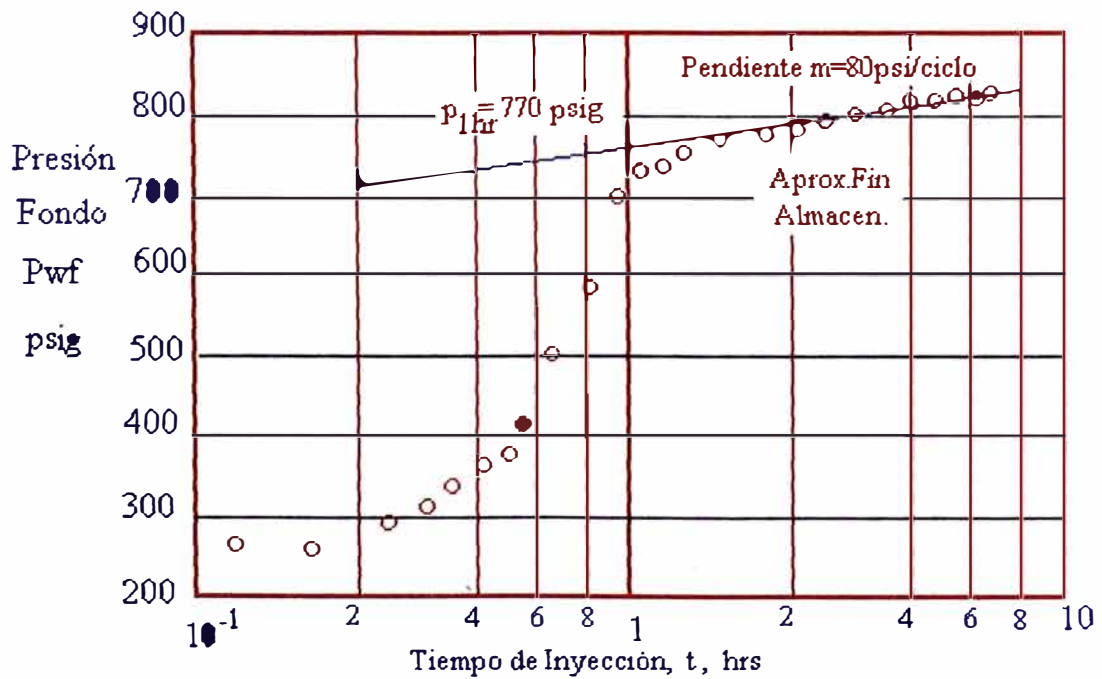


Figura 4. Ploteo semilog para la prueba de inyectividad. Inyección de agua en un reservorio a condiciones estáticas

pendiente unitaria cuando  $\Delta P = 230$  psi y  $p_{wf} = 424$  psig. Desde que la columna de agua en el pozo es equivalente a cerca de 434 psi, esto indicaría que el aparente decrecimiento en el coeficiente de almacenamiento corresponde al llenado del tubing.

De la porción de pendiente unitaria de la fig.3  $\Delta P = 408$  psig donde  $\Delta t = 1$  hora. El coeficiente de almacenamiento aparente en el pozo, utilizando la Ecuación:

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

$$C = \frac{100(1.0)(1.0)}{24(408)} = 0.0102 \text{ bl/psi}$$

(C es siempre positivo). La capacidad del pozo para el levantamiento del nivel de fluido puede ser estimada, obteniendo  $V_u = 0.0044$  bbl/ft. Dos pulgadas de tubing tienen una capacidad de cerca de 0.004 bbl/ft, tal que la línea recta de pendiente unitaria corresponde al levantamiento del nivel de fluido en el tubing. Se debería decidir que la línea recta semilog empezaría de 5 a 10 horas desde el inicio de la prueba, por el uso de  $C = 0.0102$  en la Ec.3, o la norma práctica de 1 a 1.5 ciclos en  $\Delta t$  después que los datos empiezan a desviarse de la línea de pendiente unitaria,. Esas reglas indican mucha demora en el tiempo para un decrecimiento de las condiciones de almacenamiento del pozo. Las fig.3 y 4 muestran claramente que los efectos de almacenamiento del pozo han quedado fuera después de alrededor de 2 a 3 horas.

La fig.4 muestra una línea recta semilog a través de los datos después de tres horas de inyección. Desde esta línea,  $m = 80$  psig/ciclo y  $p_{1\text{hora}} = 770$  psig.

La permeabilidad es estimada usando la Ecuación 4:

$$k = \frac{-(162.6)(-100)(1.0)(1.0)}{(80)(16)} = 12.7 \text{ md}$$

Ahora se podrá determinar si el análisis de la razón de movilidad unitaria es aplicable. La permeabilidad estimada es utilizada para calcular un radio de investigación de la Ecuación:

$$r_d \cong 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu c_t}} \cong 0.029 \sqrt{\frac{(12.7)(7)}{(0.15)(1.0)(6.67 \times 10^{-6})}} \cong 273'$$

Un balance volumétrico proporciona un estimado de la distancia al banco de agua. El volumen inyectado es:

$$W_i = \frac{\pi r_{wb}^2 h \phi \Delta S_w}{5.615}$$

de donde:

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{5.615 W_i}{\pi h \phi \Delta S_w}}$$

Asumiendo que  $\Delta S_w = 0.4$  y que la inyección ha sido aplicada al reservorio al menos durante 2 años,

$$\begin{aligned} W_i &\sim (100 \text{ STB/D})(1.0 \text{ RB/STB})(2 \text{ años})(365 \text{ D/año}) \\ &\sim 73,000 \text{ bbl en el reservorio.} \end{aligned}$$

y

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{(5.615)(73000)}{\pi(16)(0.15)(0.4)}} \cong 369'$$

Desde que  $r_d < r_{wb}$ , se justifica el empleo de la relación de movilidad unitaria en el análisis.

La Ec.5 proporciona un estimado del factor skin:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{770 - 194}{80} - \log \left( \frac{12.7}{(0.15)(1.0)(6.67 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) + 3.2275 \right] = 2.4$$

El pozo está dañado, la caída de presión a través del skin puede ser estimada de la Ecuación:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} s = \frac{(141.2)(-100)(1.0)(1.0)(2.4)}{(12.7)(16)} = -167 \text{ psi}$$

El signo negativo aquí, indica el daño desde que la presión decrece alejándose del pozo (en la dirección positiva del radio) por inyección mientras ésta se incrementa por producción.

Esto es observado por el computo de la eficiencia de flujo de la Ecuación respectiva.

Asumiendo  $\bar{p} = p_i = 194$  psi, desde que el reservorio está estabilizado antes de la inyección.

Usando  $p_{wf} = 835$  psig de los últimos datos ploteados disponibles, la eficiencia de flujo es:

$$EF = \frac{J_{\text{real}}}{J_{\text{ideal}}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{194 - 835 - (-167)}{194 - 835} = 0.74$$

Si se hubiera ignorado el signo en  $q$  cuando estimamos  $\Delta p_s$ , habríamos computado incorrectamente una eficiencia de flujo de 1.26, indicando mejoría en vez de daño.

Pruebas de inyección de tasa múltiple, pruebas de inyección a presión constante, pruebas de inyectividad después de las pruebas “falloff”, etc., son todas ejecutadas y analizadas así como se hace para pruebas de pozos en producción.

La curva típica de macheo para prueba de pozos de inyección está hecha justo como lo es para prueba de pozos en producción; la  $\Delta P$  utilizada puede ser positiva para el ploteo en escala logarítmica, aunque realmente este es un número negativo. Los signos deben ser considerados en el análisis.

Las Ec.1 hasta la 5 son aplicables a las pruebas de inyectividad en reservorios de acción infinita, justo como lo hacen las Ecuaciones para pruebas “drawdown”. Cuando un pozo de inyección en un reservorio desarrollado muestra los efectos de interferencia de otros pozos, el análisis del tipo de acción infinita puede no ser estrictamente aplicable. En ese caso, las técnicas para sistemas desarrollados deberían ser usadas.

### **3.3 DETERMINACION DE LA PRESION DE FRACTURA**

Una prueba de inyectividad a tasa por etapas (multitasa) es normalmente usada para estimar la presión de fractura en un pozo inyector. Tal información es muy útil en proyectos de inyección de agua y es de importancia crítica en inyección de fluidos para recuperación terciaria, donde es importante evitar inyección excesiva de fluidos a través de fracturas incontroladas artificialmente inducidas.

Una prueba de inyectividad a tasa por etapas es simple, no costosa y rápida. Fluido es inyectado en una serie de tasas en incremento, con cada tasa operando preferiblemente la misma cantidad de tiempo. En formaciones de relativa baja permeabilidad ( $k < 5$  md), cada tasa de inyección debe durar alrededor de una hora; 30 minutos de inyección son adecuados para formaciones con permeabilidad que excede los 10 md. Cuatro tasas pueden ser usados, pero normalmente es preferible emplear seis, siete u ocho tasas. El análisis consiste en plotear la presión de inyección al final de cada tasa vs la tasa de inyección. Es preferible plotear presiones de fondo, pero las presiones en superficie pueden ser usadas si son significativas a través de la prueba y los efectos de fricción no son importantes. El ploteo



debe tener dos segmentos de recta, como se ilustra en la Figura 5. El corte de las líneas indica la presión de fractura (desafortunadamente esto también puede indicar la presión de rotura del cemento. Cuando el anillo de cemento falla, la pendiente de la segunda recta en la Figura 5 normalmente cae debajo de la presión de fractura cuando la tasa está decreciendo). La presión de fractura puede variar dependiendo de las condiciones de saturación de los fluidos en la formación y por importantes variaciones en el nivel de presión del reservorio con el tiempo.

Los datos de presión tomados durante cada tasa, pueden ser analizados con la técnica de pruebas transientes multi-tasa, para estimar la permeabilidad de la formación y el factor skin.

Datos de presión y tasa para una Prueba de Inyectividad a Tasa por etapas.

t	q	p <sub>tf</sub>	Σ términos	(p <sub>i</sub> - p <sub>tf</sub> )/q
hrs	STB/D	(psi)		psi/STB/D
0	0	642	-	
0.5	-100	720	-0.301	0.780
1	-100	730	0.000	0.880
1.5	-250	856	-0.110	0.856
2	-250	874	0.120	0.928
2.25	-750	1143	-0.335	0.668
2.5	-750	1182	-0.112	0.720
3	-750	1216	0.124	0.765
4	-1150	1450	0.246	0.703

El reservorio tiene las siguientes propiedades:

$$\beta_w = 1.0 \text{ RB/STB}$$

$$\mu_w = 0.45 \text{ cp}$$

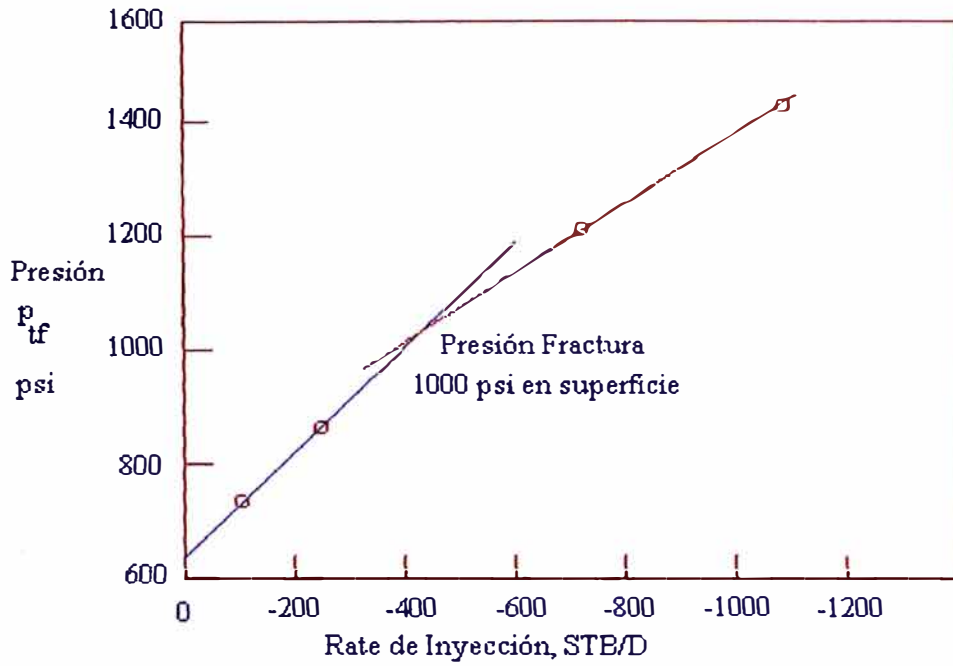


Figura 5. Ploteo Datos Rate de Inyectividad por Etapas. Determinación de la Presión de Fractura

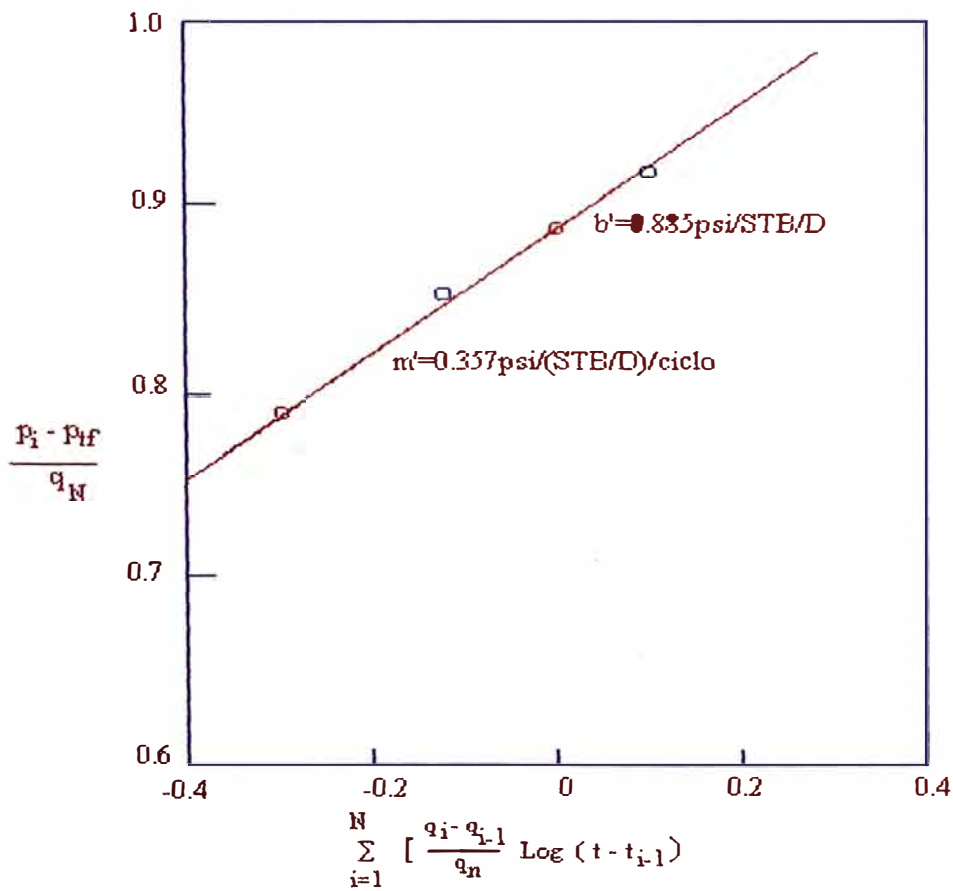


Figura 6. Ploteo de datos prueba multirate pozo de inyección

$$h = 270' \quad \phi = 0.186$$

$$c_t = 1.5 \times 10^{-5} \quad r_w = 0.25'$$

Profundidad = 7,260'

Gradiente de presión del fluido inyectado = 0.433 psi/pie

La Figura 5 muestra el ploteo normal de los datos de la prueba de inyectividad por etapas,  $p_{tf}$  vs  $q$ .

El corte de los datos indica una presión de fractura en superficie de alrededor de 1000 psi.

La gradiente de fractura es estimada dividiendo la presión de fractura en el fondo por la profundidad. La gradiente de fractura es:

$$[0.433 \times 7260 + 1000] / 7260 = 0.57 \text{ psi/pie.}$$

Para el análisis multitasa sólo se deben considerar las presiones por debajo de la presión de fractura, por tanto solo los cuatro primeros puntos. Figura 6.

$$m' = 0.37 \text{ [psi/(STB/D)]/ciclo y}$$

$$b' = 0.885 \text{ psi/(STB/D).}$$

El valor de la permeabilidad será:

$$k = \frac{(162.6) (1.0) (0.45)}{(0.357) (270)} = 0.76 \text{ md}$$

El factor skin será:

$$s = 1.1513 \left\{ \frac{0.885}{0.357} - \log \left[ \frac{0.76}{(0.186) (0.45) (1.5 \times 10^{-5}) (0.25)^2} \right] + 3.2275 \right\} = -1.5$$

## 4. ANALISIS DE PRUEBA “FALLOFF”

### 4.1 EN RESERVORIOS LLENOS DE LIQUIDO, CON RAZON DE MOVILIDAD UNITARIA

La Prueba “faloff”, ilustrada esquemáticamente en la Fig. 7, es análoga a una prueba de presión “buildup” en un pozo productor. La inyección es a un tasa constante,  $q$ , hasta que el pozo es cerrado al tiempo  $t_p$ . Los datos de presión tomados inmediatamente antes y durante el período de cierre son analizados como los datos de presión “buildup” lo hacen. La conducta de presión “faloff”, puede ser expresada para ambos, reservorios infinite acting y desarrollados como:

$$p_{ws} = p^* - m \log \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (6)$$

La falsa presión,  $p^*$ , es equivalente a la presión inicial,  $p_i$ , para un sistema “infinite-acting”.

Como se ilustra en la Fig. 7, la Ecuación (6) indica que un ploteo de  $p_{ws}$  vs  $\log \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$

debe tener una porción recta con intercepción  $p^*$  al tiempo de cierre infinito  $\left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] = 1$

y con pendiente  $-m$ , donde  $m$  está dado por la Ecuación:

$$m = \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \quad (7)$$

Como en una prueba “buildup”, el gráfico de Horner es ploteado con la escala horizontal incrementando desde la derecha a la izquierda (Figura 8). Entonces, aunque la pendiente aparece ser negativa, es realmente positiva debido al ploteo reverso;  $m$  es negativo desde que  $m = -$  pendiente.

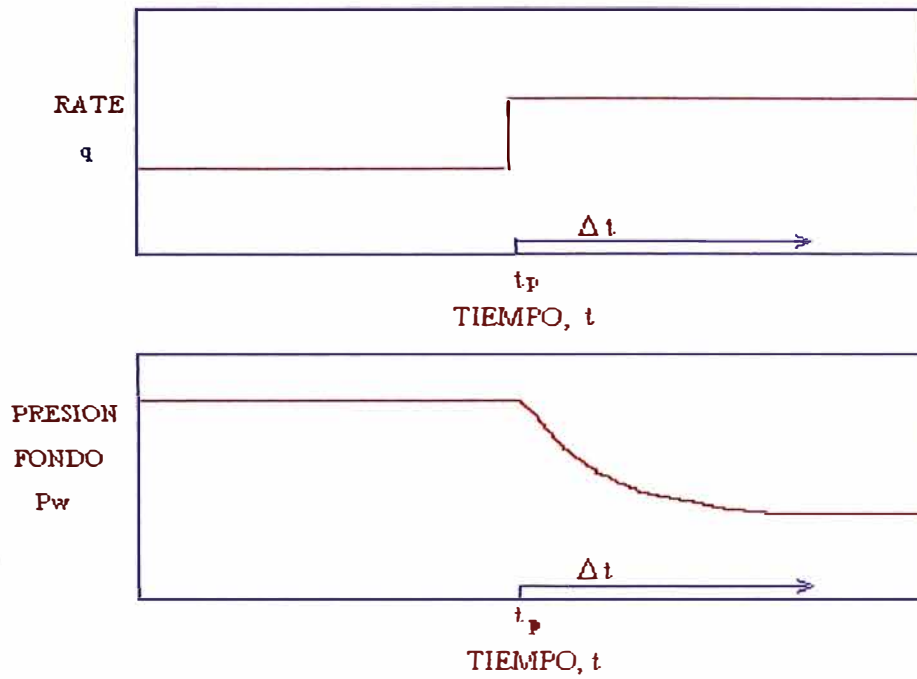


Figura 7. Idealizado esquema para una prueba falloff tanto para el rate como para la presión respuesta

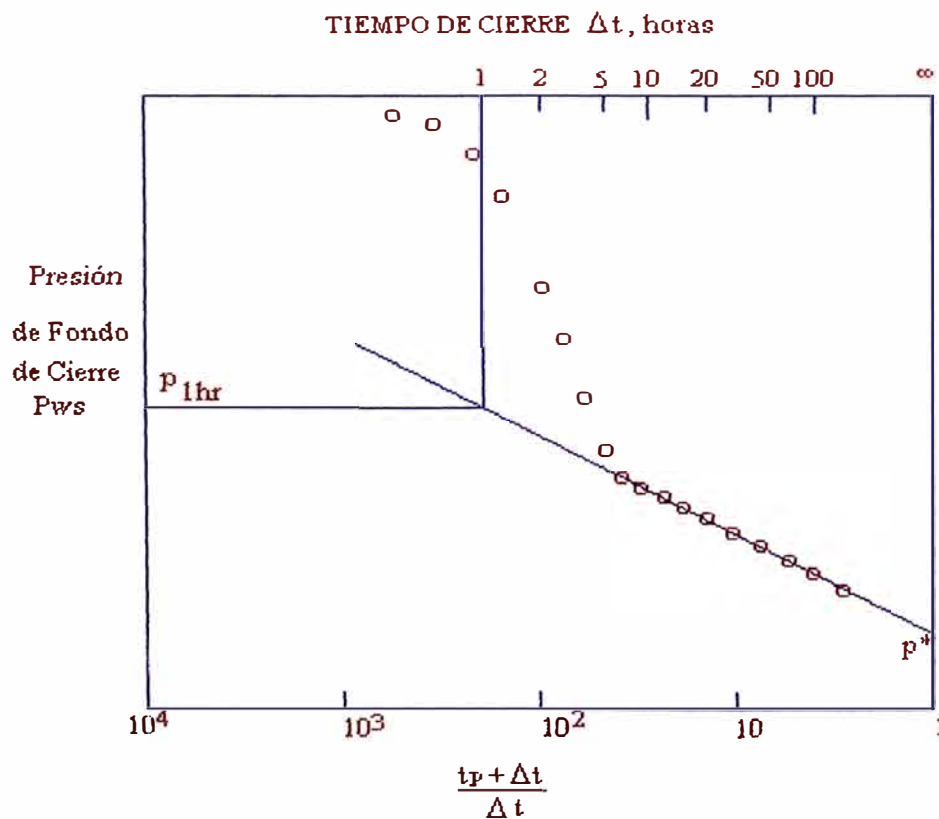


Figura 8. Ploteo de Horner para una prueba típica falloff

Como en las otras pruebas transientes, el ploteo de los datos en gráfico log-log, debe ser hecho, para estimar el final de los efectos del almacenamiento y trazar la recta apropiada en semilog (figura 8). La siguiente Ecuación, puede ser usada para estimar el comienzo de la recta en semilog para una prueba “faloff”:

$$t = \frac{170,000C_e^{0.14s}}{kh / \mu} \quad (8)$$

pero el ploteo log-log es preferible.

Una vez que la recta correcta en semilog es determinada, la permeabilidad del reservorio y el factor skin son estimados de las Ecuaciones:

$$k = \frac{162.6q\beta\mu}{mh} \quad (9)$$

y

$$s = 1.1513 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (10)$$

Como en el caso de la prueba de presión “buildup”, si los tasas de inyección varían antes de la prueba “faloff”, el tiempo equivalente de inyección puede ser aproximado de la Ecuación:

$$t_p = \frac{24V_p}{q} \quad (11)$$

donde  $V_p$  es el volumen acumulativo inyectado desde la última ecualización de la presión y  $q$  es la tasa constante justo antes del cierre. Si  $t_p > 2t_{pss}$  entonces el tiempo para alcanzar el pseudoestable (o estado estable, que para un sistema five-spot ocurre a  $t_{DA} = 0.25$  con  $A$ =el área por pozo, no por patrón) debe ser usado en lugar de  $t_p$ .

Miller-Dyes-Hutchinson plotearon los datos del “falloff”, como el sugerido por la Ecuación:

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log \Delta t \quad (12)$$

m en la Ecuación es la pendiente de la recta del ploteo de  $p_{ws}$  vs  $\log \Delta t$  y es definida por la Ecuación 7; k es estimada de la Ecuación (9); el factor skin es estimado de la Ecuación (10); y la falsa presión de la Ecuación:

$$p^* = p_{1hr} + m \log t_p$$

Debido al menor trabajo, el ploteo MDH es más práctico a menos que  $t_p$  sea menor que alrededor de 2 veces el máximo tiempo de cierre. Si es necesario, el ploteo de Horner puede ser usado como un segundo paso para estimar la presión promedia.

El ploteo de Muskat puede ser usado para analizar las pruebas de presión “falloff”, pero generalmente no es recomendable, desde que las condiciones de frontera asumidas por el método de Muskat, son más complicadas en las pruebas con pozos de inyección que las de un solo pozo productor en un sistema cerrado. Si hubiera una condición de frontera constante entre los pozos productores e inyectores el método de Muskat da buenos resultados.

#### **4.2 Ejemplo Análisis de la Prueba “falloff” en un Reservorio Infinite-Acting (Acción Infinita)**

Durante un tratamiento de estimulación, agua salada fue inyectada dentro de un pozo y los datos mostrados en las Figuras 9 a la 11 fueron tomados. Otros datos son:

$$t_p = 6.82 \text{ hrs, tiempo total del “falloff”} = 0.67 \text{ hrs, } p_{tf} (\Delta t = 0) = 1,310 \text{ psig, } q_w = -807 \text{ STB/D}$$

$$\beta_w = 1.0 \text{ RB/STB}$$

$$\mu_w = 1.0 \text{ cp}$$

$$c_t = 1.0 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_w = 3.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\phi = 0.25$$

$$r_w = 0.4 \text{ pies}$$

$$\rho_w = 67.46 \text{ lb}_m / \text{pie}^3$$

$$h = 28 \text{ pies}$$

$$\text{Profundidad} = 4819 \text{ pies}$$

$$A = 20 \text{ acres} = 871,200 \text{ pies}^2$$

La Figura 9 es el ploteo logarítmico para los datos de la prueba. De la forma de la curva, se nota que la recta en semilog debe empezar entre 0.1 y 0.2 hrs. Usando  $\Delta p = 238$  psi y  $\Delta t = 0.01$  hrs de la recta de pendiente unitaria, se puede estimar el coeficiente de almacenamiento C, de la siguiente Ecuación:

$$C = \frac{q\beta\Delta t}{24\Delta p} = \frac{807 \times 1 \times 0.01}{24 \times 238} = 0.0014 \text{ bl/psi}$$

C debe ser positivo, por tanto acá no se considera el signo convencional. Desde que la presión en la cabeza fue siempre encima de la atmosférica, el almacenamiento remanente permanece lleno durante la prueba. Entonces con la Ecuación  $C = V_w c_w$ , podemos encontrar el volumen del hueco  $V_w$ , correspondiente a  $C = 0.0014$  bl/psi;  $V_w = 467$  bl. Con la profundidad de 4819', se calcula un radio del casing de 0.42', que es demasiado grande para un hueco de radio 0.4'. A pesar de ello la coincidencia está dentro de lo razonable.

Las presiones en la cabeza son ploteadas vs  $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$  en la Figura 10. De tal forma que el ploteo de Horner puede ser usado para estimar k, s y  $p^*$ . Desde que el tiempo de "falloff" (0.67 hrs) es mucho mas pequeño que el tiempo de flujo (6.82 hrs), el ploteo del  $\log \Delta t$



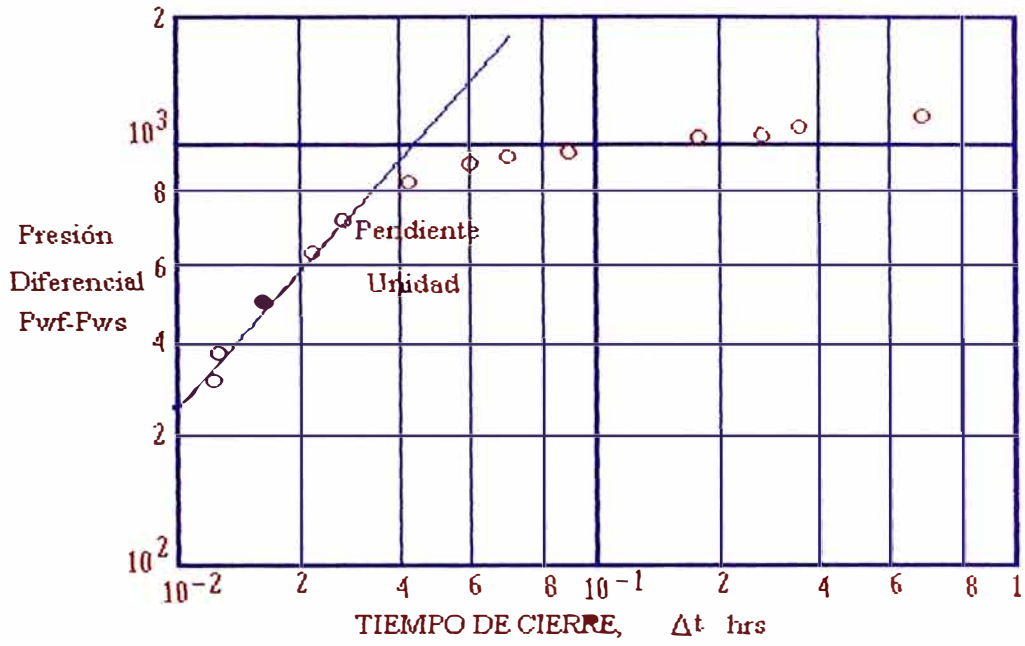


Figura 9. Ploteo log de una prueba falloff después de inyección agua salada

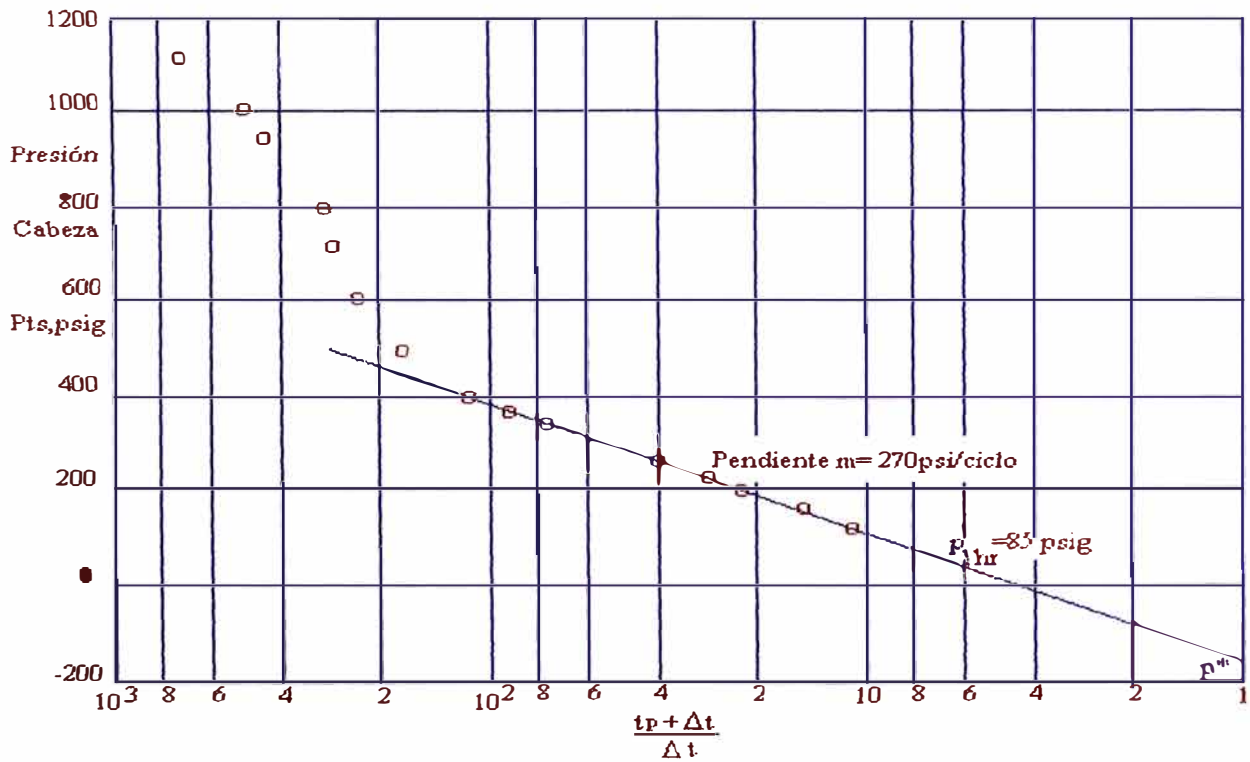


Figura 10. Ploteo de Horner de una prueba de presión falloff después inyección de agua

(MDH) también puede ser usado, Figura 11. Las líneas rectas en las Figuras 10 y 11, indican  $m = -270$  psi/ciclo y  $p_{1hr} = 85$  psig. Entonces, usando la Ecuación 9:

$$k = \frac{(162.6) (-807) (1.0) (1.0)}{(-270) (28)} = 17.4 \text{ md}$$

$$s = 1.153 \left( \frac{85 - 1310}{-270} - \log \left[ \frac{17.4}{(0.25) (1.0) (10^{-5}) (0.4)^2} \right] + 3.2275 \right) = 0.15$$

De la Figura 10, la falsa presión en la superficie  $p_{ws}^* = -151$  psig. Usando la gradiente hidrostática de 0.4685 psi/pie y la profundidad de 4,819', la presión inicial en el fondo es estimada:

$$p^* = (4,819)(0.4685) - 151 = 2,107 \text{ psig}$$

Desde que el tiempo de inyección es corto, se puede asumir con seguridad que  $p^* = p$ , de manera que  $p = 2107$  psig

Cuando el pozo probado está operando a verdadero estado estable, el análisis de la prueba “falloff” por la técnica MDH debe ser suficiente, entonces es el método preferido desde el punto de vista práctico de menor trabajo. Cerrando el pozo con condiciones que distorsionan el estado estable en el reservorio, los pozos productores adyacentes eventualmente causarán declinación de la presión en el pozo probado. La presión no estará en un nivel cero (off) en una prueba “falloff”, como si lo está en una prueba “buildup”. La presión “falloff” continuará por un tiempo, entonces como puede esperarse por analogía con la prueba “buildup”, la presión se desviaría debajo de la recta semilog en vez de que lo sea encima de ella,. Esto no es una violación de la analogía entre las pruebas, pero es causada por interferencia de los pozos productores adyacentes; por tanto, datos de presión en una prueba “falloff” en un proyecto de inyección se desvían encima de la recta semilog cuando la inyección a pozos adyacentes continúa.

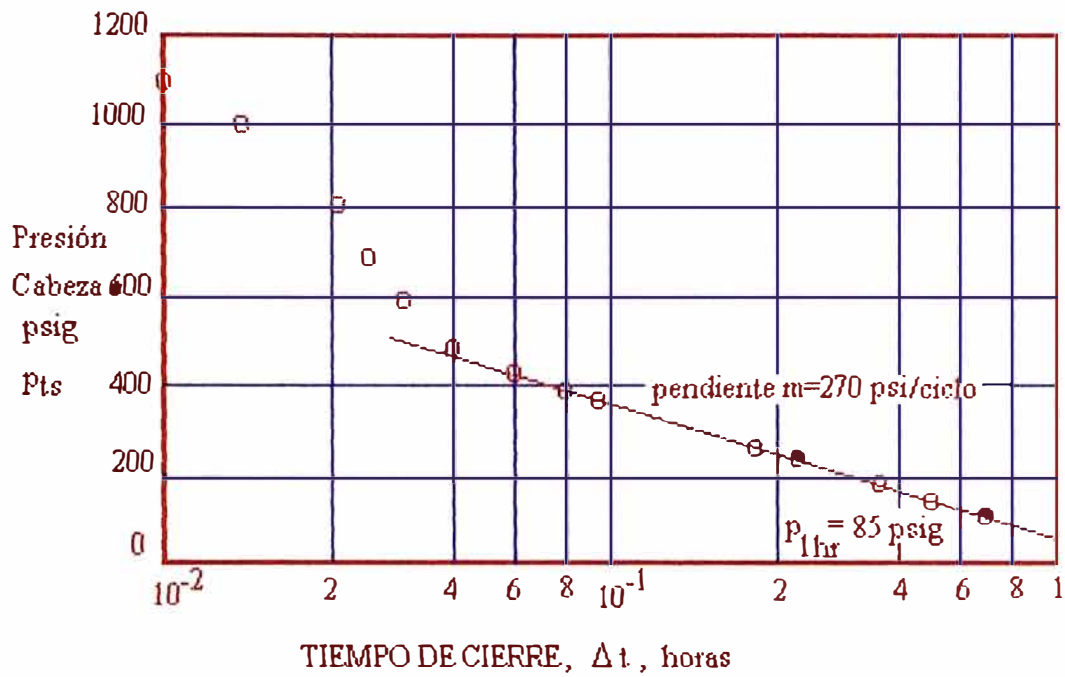


Figura 11. Ploteo MDH de prueba de presión falloff después de inyección de agua

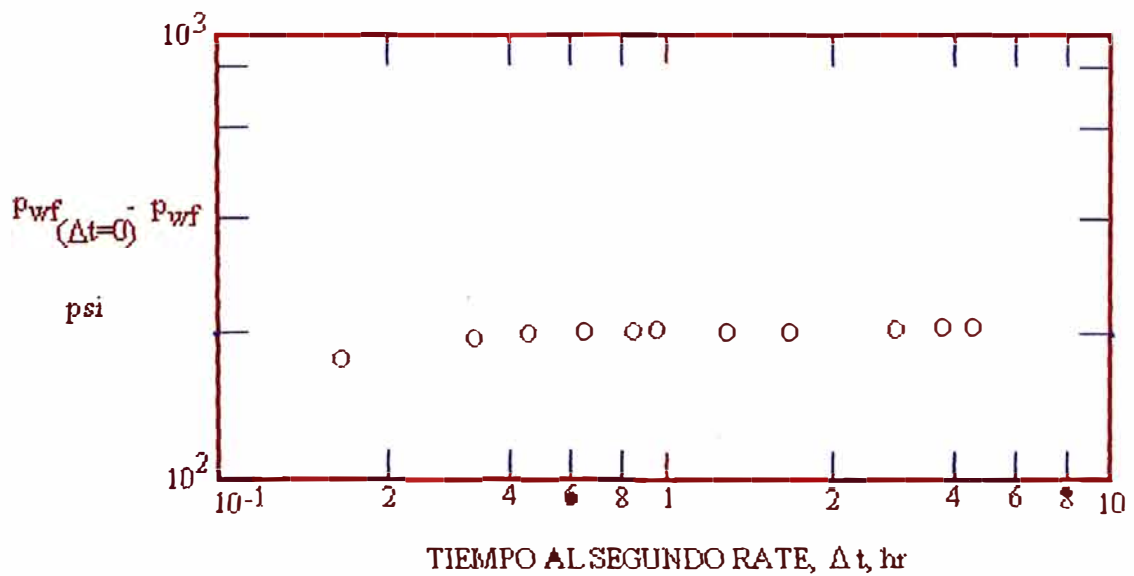


Figura 12. Ploteo log de datos de prueba falloff a dos rates. Inyección de agua en un reservorio inundado con agua

## 5. ANALISIS DE PRUEBA “FALLOFF” A DOS TASAS

### 5.1 EFECTOS DEL ALMACENAMIENTO

La prueba múltiple-tasa de pozos inyectoros es análoga a la prueba a la prueba múltiple-tasa de pozos productores. La prueba a dos tasas (prueba “falloff” a dos tasas) es apropiada para eliminar cambios durante el almacenamiento durante una prueba “falloff”. La prueba “falloff” a dos tasas es corrida mediante inyección a un relativo alto tasa (pero debajo de la presión de fractura) y luego disminución de la tasa de inyección, mientras se observa un decrecimiento de la presión, como resultado del menor tasa de inyección. Si los tasas son escogidos correctamente, manteniendo la presión en superficie, los efectos de cambio en el almacenamiento son eliminados. Esto puede ser importante, debido a que los pozos inyectoros frecuentemente van al vacío durante una prueba “falloff”, resultando en un incremento de las condiciones de almacenamiento y esencialmente datos de la prueba que no pueden ser analizados. Una prueba “falloff” a dos tasas es analizada como la prueba de producción a dos tasas. El ploteo es hecho en base a la Ecuación:

$$p_{wf} = m_1' \left[ \log \left( \frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right] + p_{int}$$

donde  $p_{int}$  es la presión de intercepción, con la abscisa = 0.

El ploteo es el sugerido por la Ecuación, ordenada  $p_{wf}$  y abscisa

$\left[ \log \left( \frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right]$  y el análisis está basado en las Ecuaciones:

$$k = \frac{-162.6 q_1 \beta \mu}{m_1' h}$$

$$s = 1.1513 \left[ \frac{q_1}{q_1 - q_2} \left( \frac{p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{1hr}}{m_1'} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

## 5.2 EJEMPLO DE PRUEBA “FALLOFF” A DOS TASAS

Una prueba de inyectividad fue iniciada en un pozo de inyección en un reservorio con inyección de agua antes de una prueba de recuperación terciaria. Después de unas cuantas horas de inyección, fue evidente que la tasa de inyección -100 STB/D no podía ser mantenido sin exceder la presión de fractura, de manera que la tasa fue reducido. Desde que una prueba de inyectividad había sido planeada, un medidor de presión en el fondo del pozo estuvo operando y los datos de la Tabla fueron obtenidos. Otros datos son:

$$\begin{aligned}
 t_1 &= 371 \text{ minutos} = 6.183 \text{ hr} & h &= 20' & r_w &= 0.39' \\
 q_1 &= -100 \text{ STB/D} & c_t &= 7.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} & q_2 &= -48.5 \text{ STB/D} \\
 \phi &= 0.20 & \beta_w &= 1.0 \text{ RB/STB} & p_{wf}(\Delta t = 0) &= 832 \text{ psi} & \mu_w &= 1.0 \text{ cp}
 \end{aligned}$$

Tabla. Prueba de Flujo a Dos Tasas

$\Delta t$	$p_w$	$\log \frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}$	$\log \Delta t$	$\left[ \log \left( \frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right]$
(hrs)	(psi)			
0	831.8	-	-	
0.167	661.3	1.580	-0.777	1.203
0.333	640.6	1.292	-0.478	1.060
0.500	631.3	1.126	-0.301	0.980
0.667	630.3	1.012	-0.176	0.927
0.833	625.1	0.925	-0.079	0.887

1.000	623.1	0.856	0.000	0.856
1.333	621.0	0.751	0.125	0.812
1.667	620.0	0.673	0.222	0.781
2.000	620.0	0.612	0.301	0.758
3.000	611.7	0.486	0.477	0.717
4.000	611.7	0.406	0.602	0.698
5.000	611.7	0.350	0.699	0.689

Los datos del ploteo logarítmico en la Figura 12, indican que los efectos del almacenamiento son insignificantes después del primer punto dato.

Por ser una prueba a dos tasas, los datos deberán ser ploteados como presión vs

$\left[ \log\left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right]$ . La Figura 13, representa dicho ploteo; la cual tiene una

pendiente de  $m_1' = 81$  psi/ciclo y  $p_{1hr} = 624$  psi. Usando la Ecuación:

$$k = \frac{-162.6q_1\beta\mu}{m_1'h} = \frac{(-162.6)(-100)(1.0)(1.0)}{(81)(20)} = 10.0 \text{ md}$$

El factor skin es estimado de la Ecuación:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{q_1}{q_1 - q_2} \left( \frac{p_{wf}(\Delta t = 0) - p_{1hr}}{m_1'} \right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 1.1513 \left[ \frac{-100}{-100 - (-48.5)} \left( \frac{832 - 624}{81} \right) - \log\left(\frac{10}{(0.2)(1.0)(7.0 \times 10^{-6})(0.39)^2}\right) + 3.2275 \right]$$

$$s = 0.6$$

La prueba de flujo a dos tasas del Ejemplo elimina el alto almacenamiento que ha sido previamente observado en el pozo. Los efectos de almacenamiento en la prueba de flujo a dos tasas fueron insignificantes después de alrededor de 15 minutos. Esto fue acompañado con solamente 6 horas de duración para la tasa inicial; la prueba en su totalidad duró solamente 12 horas.

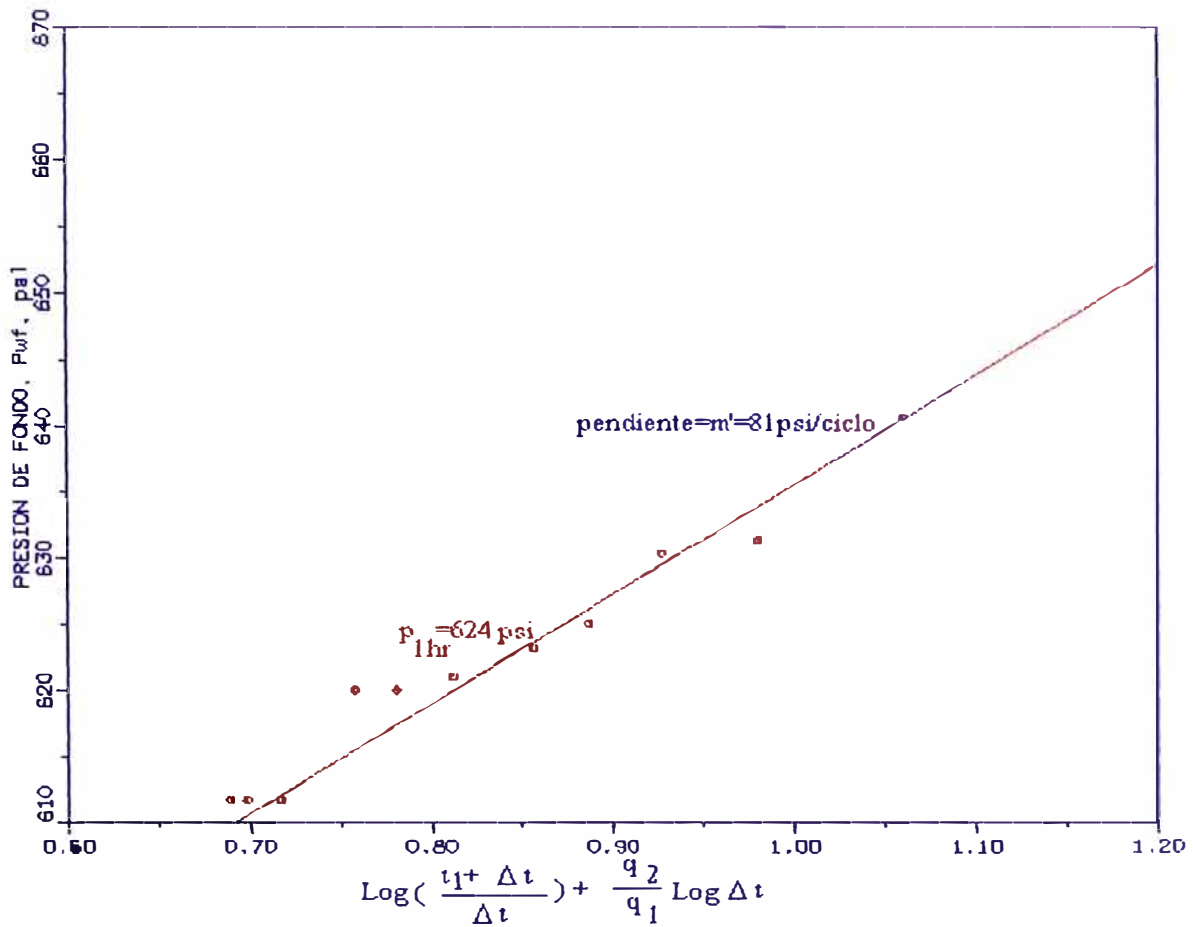


Figura 13. Prueba falloff a dos rates. Inyección de agua en reservorio inundado

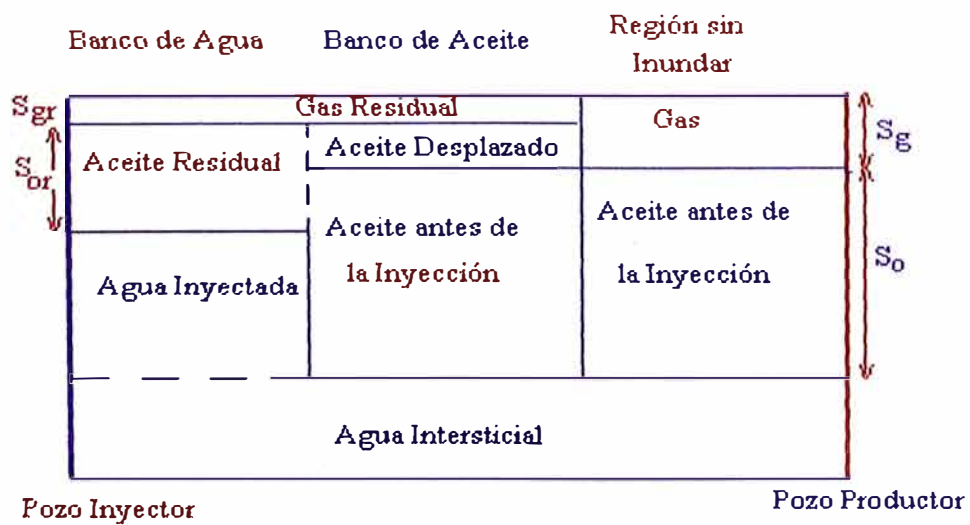


Figura 16. Saturaciones de Fluido en el Reservorio

## **6. ESTIMACION DE LA PRESION PROMEDIA DEL RESERVORIO**

### **6.1 OPORTUNIDAD DE LA PRUEBA**

En reservorios finitos, llenos de liquido, de movilidad y  $\phi c_i h$ , constantes, la falsa presión es obtenida extrapolando, la porción de línea recta del ploteo de Horner a  $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ . En pozos nuevos o pozos con cortos períodos de inyección,  $p^* \approx p_i$ . Sin embargo, como en el análisis de una prueba de presión “buildup”, para reservorios finitos  $p^*$  debe ser corregido para obtener la presión promedio del reservorio. La presión adimensional tipo Matthews-Brons-Hazebroek,  $p_{DMBH}$ , debe ser usada para corregir la falsa presión a la presión promedio del reservorio, con la Ecuación:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m p_{DMBH}(t_{pDA})}{2.3025} \quad (13)$$

La Figura 14 es la correlación de presión adimensional MBH para inyección de agua en un esquema five-spot. El área por pozo (la mitad del área del five-spot) es usada en  $t_{pDA}$ . Similares correlaciones no están disponibles para otros patrones de inyección de agua.

La Ecuación (13) y la Figura 14 sólo se aplican:

- (1) Si el reservorio es litológicamente uniforme y está presente una fase de fluido homogéneo (esto es, que la razón de movilidad uno debe ser cumplida);
- (2) No exista un marcado contraste entre los valores de  $\phi c_i h$  del fluido inyectado y el fluido original;
- (3) No exista comunicación entre capas de propiedades marcadamente diferentes; y
- (4) Esté presente un limitado fracturamiento hidráulico inducido.



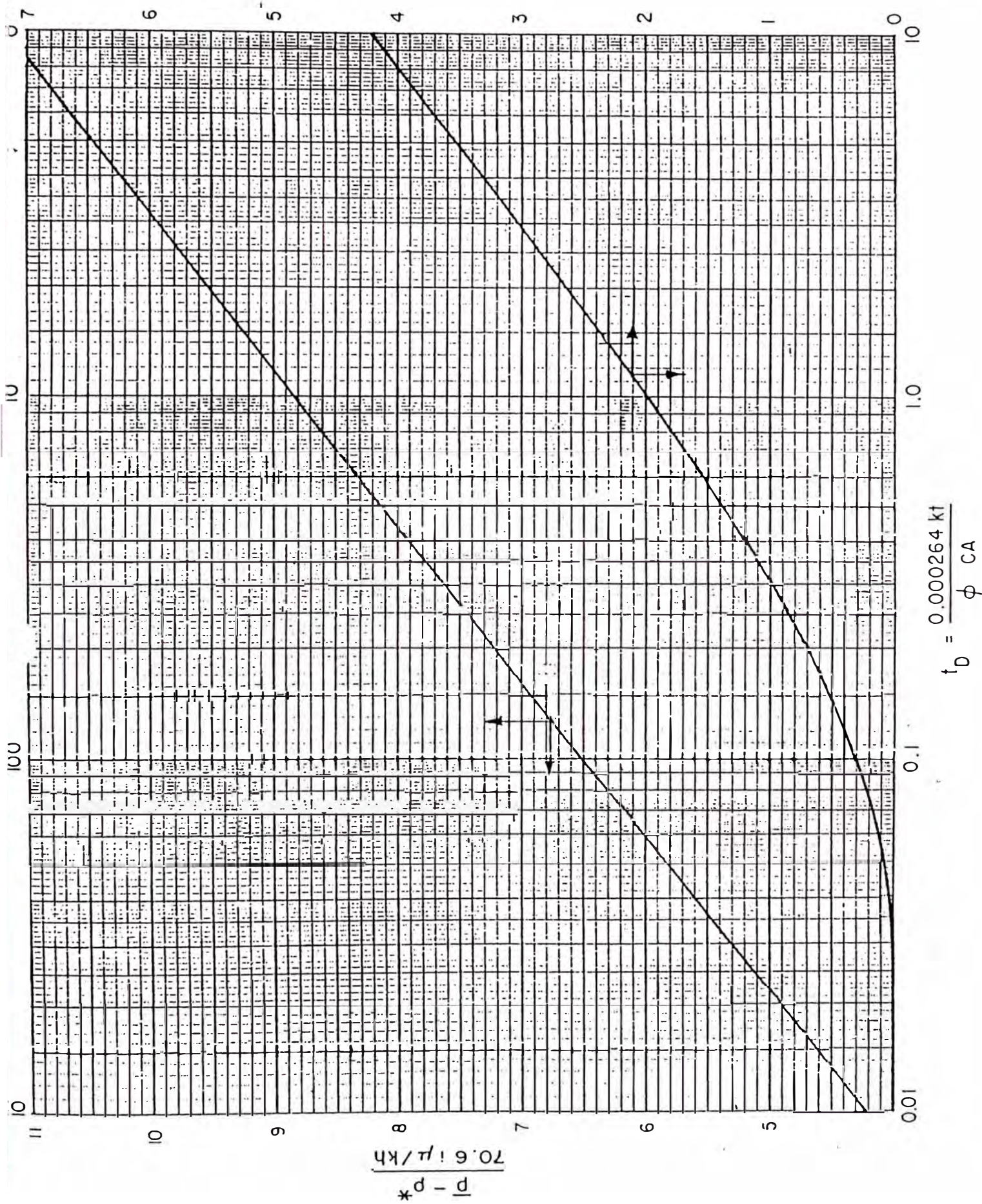


Figura 14

## 6.2 UTILIZACION DE LA PRESION INTERPOZOS

En reservorios con bancos de fluido compuestos, los métodos del  $p^*$ , son incorrectos. Para remediar esta situación Hazebroek, Rainbow y Matthews propusieron un procedimiento para estimar  $\bar{p}$  de pruebas “faloff” corridas antes del llenado. Su procedimiento es esencialmente el mismo, como el método extendido de Muskat, en el que  $\log(p_{ws} - p_c)$  es ploteado vs el tiempo de cierre,  $\Delta t$ . A tiempos posteriores, una línea recta resulta, cuando el valor correcto de  $p_e$  ha sido asumido. La aproximación debe ser aplicada a tiempos tardíos; en general, las restricciones de tiempo para el comienzo de la línea recta dados por Muskat, para cuadrados con fronteras a presión constante deben ser satisfechos. Los valores numéricos pueden diferir algo, debido a la naturaleza circular de la expansión del banco de aceite, pero otros métodos no están disponibles.

La presión del reservorio interpozos puede ser usada como una aproximación de la presión promedio del reservorio. En un patrón five-spot, con razón de movilidad unitaria, la presión a la mitad del camino, entre el pozo productor e inyector es:

$$\bar{p} = p_{wf} (\Delta t = 0) + \frac{162.6 \mu q \beta}{kh} \left[ \log \frac{A}{r_w^2} - 0.83867 + 0.86859s \right]$$

$$\bar{p} = p_{wf} (\Delta t = 0) + m \left[ \log \frac{A}{r_w^2} - 0.83867 + 0.86859s \right] \quad (14)$$

donde A es el área dentro del patrón five spot. Si el factor skin no es el mismo en los pozos productor e inyector, utilizar un valor de s promedio, para resultados teóricamente correctos. Si los radios del hueco son diferentes, reemplazar  $r_w^2$  por el producto de los dos



valores de  $r_w$ . El coeficiente delante de los braquetes en la Ecuación (14) es  $m$ , obtenido de la curva “falloff”.

Otra aproximación a la presión promedio interpozos después del llenado es justamente el promedio aritmético de las presiones fuera de la zonas de skin, en el pozo de inyección estabilizado y los pozos productores adyacentes estabilizados. Esta presión puede ser estimada de:

$$\bar{p} \approx \frac{1}{2} \left[ (p_{wf} - \Delta p_s)_{iny} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{wf} + \Delta p_s)_{prod.i} \right] \quad (15)$$

donde  $n$  es el número de pozos productores alrededor del inyector. Anotar que la caída de presión a través del skin debe ser removida antes que la presión promedio del reservorio interpozos es estimada. Esto es hecho debido a que los pozos productores e inyectores se les puede esperar que tengan diferentes skin y tasas, debido a las diferentes condiciones del hueco del pozo, variaciones de la arena neta, o diferentes prácticas operativas. Cuando se usa la Ecuación (15),  $\Delta p_s$ , es positivo para el daño y negativa para la estimulación.

### **6.3 EJEMPLO DE DETERMINACION DE LA PRESION PROMEDIA DEL RESERVORIO DE UNA PRUEBA “FALLOFF”.**

La prueba “falloff” del ítem 4.2, puede ser usada para ilustrar la determinación de  $\bar{p}$ , aún en el caso que el tiempo de inyección sea muy corto. De dicho ejemplo,  $p^* = -151$  psig en la superficie o 2107 psig al datum del reservorio. Usando la Ecuación:

$$t_{pDA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A} = \frac{(0.0002637)(17.4)(6.82)}{(0.25)(1.0)(10^{-5})(871200)} = 0.0144$$

Del gráfico de Matthews-Brons-Hazebroek,  $p_{DMBH}(t_{pDA}=0.0144) \cong 0.001$  (leído no-cero para propósitos de ilustración exclusivamente). Entonces, aplicando la Ecuación 13:

$$\bar{p} = 2107 - \frac{(-270)(0.001)}{2.3025} = 2107 + 0.12 = 2107 \text{ psi}$$

Por tanto, el valor de  $p^*$ , para este corto período de inyección es un estimado utilizable de  $\bar{p}$ . Tener en cuenta que la corrección a  $p^*$  es positiva, indicando que  $\bar{p} > p^*$  para “falloff”.

La Ecuación 14, no puede ser usada para este ejemplo, desde que en ella se asume un perfil de presión en estado estable, que empieza a ocurrir desde  $t_{pDA} = 0.25$  basado en el área por pozo (no por patrón).

## **7. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION “FALLOFF”F ANTES DEL LLENADO DEL RESERVORIO**

### **7.1 TECNICAS APLICABLES**

Se considerará el análisis de una prueba transiente para un pozo inyector con la distribución de fluidos mostrada en la Figura 15. Para pozos inyectores, la localización de los bancos mostrada en la Figura 15, se mueve. A este sistema de banco en movimiento, se le suele llamar “sistema compuesto”. Odeh, Bixel y van Poolen, han estudiado la conducta de una prueba transiente en pozos productores ubicados en reservorios con discontinuidades físicas en forma radial como la indicada en la Figura 15. Ellos se referieron a discontinuidades físicas en la roca más que a movimiento de fluidos en bancos. Sin embargo, los métodos de análisis por ellos presentado, pueden ser muy usados para pruebas en pozos de inyección. Sus resultados pueden ser usados para examinar los efectos de un amplio rango del producto porosidad-compresibilidad ( $\phi c_i$ ) y razones de movilidad ( $k/\mu$ ) o cambios de la permeabilidad, siempre que el radio del segundo banco sea mayor comparado con el primer banco.

### **7.2 RAZON DE MOVILIDAD UNITARIA**

Hazebroek, Rainbow y Matthews, han presentado material específico para pozos de inyección antes del llenado, con razones de movilidad unitaria. Ellos asumieron una significativa saturación de gas delante del banco de petróleo y que la presión en el límite del banco de petróleo es constante y dominada por la presión en la fase gas, mostrado esquemáticamente en las Figuras 15 y 16. Aunque esta asunción no es estrictamente

correcta, su método puede ser aplicado para estimar permeabilidad, factor skin y presión promedio del área de drenaje del análisis de una prueba “falloff”. Dos posibilidades fueron consideradas. Para el caso A, la presión en superficie decrece lentamente y el pozo permanece lleno hasta el tope, por considerable tiempo de cierre. Esto sucede cuando la presión en el reservorio es alta. El post-flujo en la formación en este caso es pequeño, desde que ello resulta solamente de la expansión del fluido en el pozo cuando la presión disminuye. Para el caso B, la presión en superficie cae a cero en un corto período de tiempo después del cierre, luego que el nivel de líquido en el pozo empieza a hundirse. En este caso el volumen de influjo dentro de la formación a cualquier tiempo es igual al volumen de la columna en el hueco del pozo entre el tope del pozo y el nivel del líquido al tiempo de interés.

Para ambas condiciones, se ha encontrado que la presión de cierre en el pozo inyector, está dada por:

$$p_{ws} = p_e + b_1 e^{-\beta_1 \Delta t}$$

donde  $p_e$  es la presión en el radio externo del banco de petróleo y  $p_{ws}$  es la presión “falloff” en el pozo al tiempo de cierre  $\Delta t$

El análisis de la Ecuación utiliza el ploteo extendido del método de Muskat de  $\log(p_{ws} - p_e)$  vs  $\Delta t$ , haciendo variar  $p_e$  hasta que una recta es obtenida con los datos últimos de tiempo de un “falloff”. La pendiente  $m$  ( $2.303m = \beta_1$ ) e intercepción del ploteo a  $\Delta t = 0$ , ( $b_1$ ), pueden ser usados con correlaciones para estimar la permeabilidad y el factor skin. Las Ecuaciones son:

Para calcular  $kh$ , lo relacionamos con la intercepción  $b_1$  y la tasa de inyección por:

$$kh = \frac{i \mu (1 - C_1 - C_2)}{(1 - C_3)^2} f(\theta)$$

donde:  $i$  = tasa de inyección

$$C_1 = \frac{0.0538 d_t^2 \beta_1 b_1}{\rho i}$$

$C_2$  = presión de inyección en la cabeza del pozo al tiempo de cierre,  $p_i = p_t$

$$C_3 = C_1 \frac{p_w - p_e}{b_1}$$

$p_w$  = presión en el fondo del pozo al tiempo de cierre, psi

$p_e$  = presión al radio  $r_e$  (radio externo).

$f(\theta)$  es planteada en la Figura 17

Para calcular  $s$ :

$$s + \ln \frac{r_e}{r_w} = \frac{0.00708(p_w - p_e)}{i \mu / kh}, \text{ donde:}$$

$$r_e = \sqrt{\frac{W_i (5.615)}{\pi \phi (S_g - S_{gr}) h}}$$

Estas ecuaciones son escritas para sistema práctico de unidades:  $k$  en md,  $h$  en pies,  $i$  en B/D,  $W_i$  en bl,  $\mu$  en cp y  $b_1$  en psi.

Las cantidades  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$ , cuando son expresadas en unidades prácticas, existen dos casos. Para el caso A, donde la presión de superficie persiste después del cierre:

$$C_1 = 0.0538 \frac{d_t^2 \beta_1 b_1 c_w (p_w - p_t)}{i \rho}$$

$$C_2 = 0$$

$$C_3 = \frac{p_w - p_e}{b_1} C_1$$

donde  $p_t$  es la presión en superficie al tiempo de cierre, y  $p_w$  es la presión en el fondo del pozo al mismo tiempo.



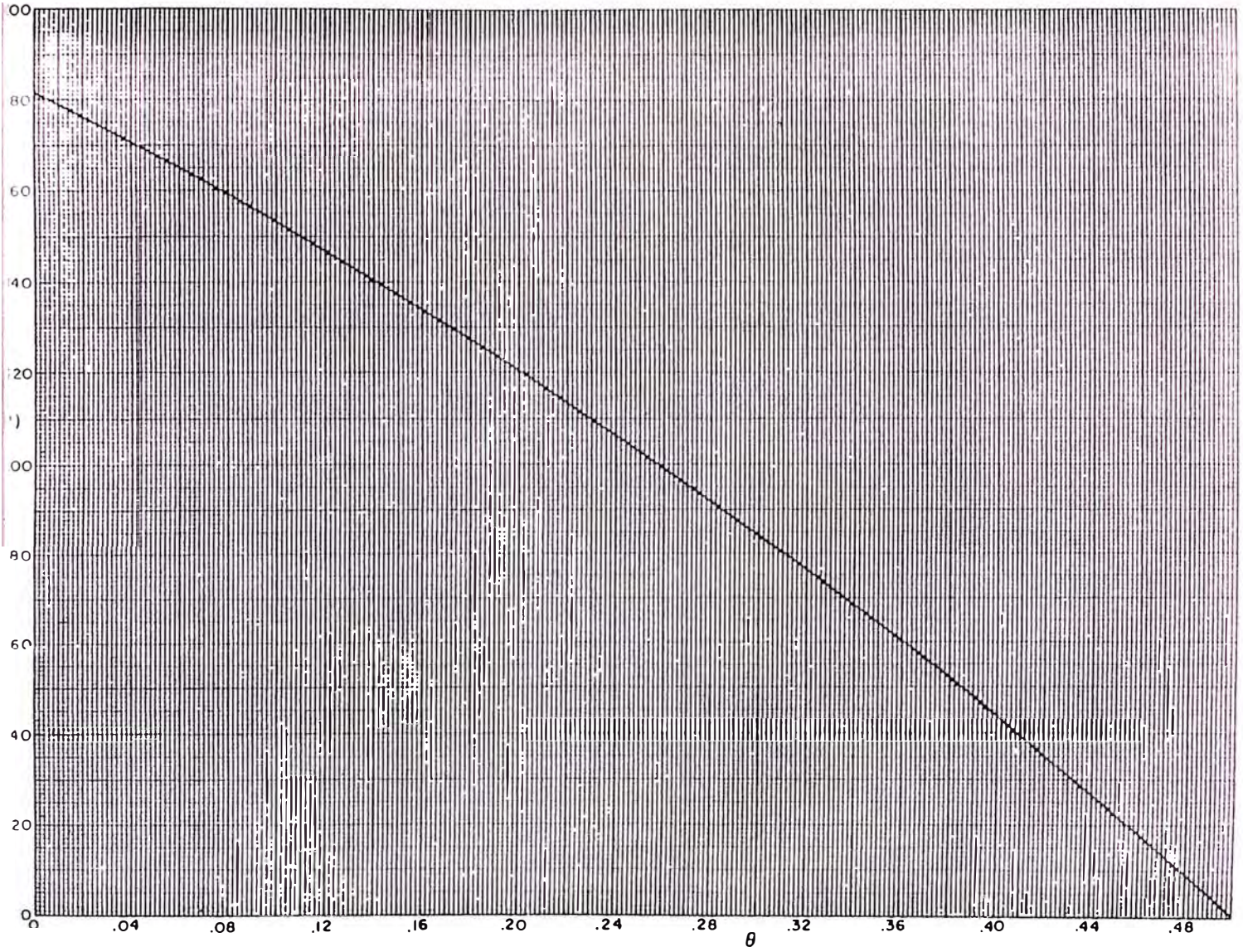


Figura 17



Par el caso B donde la presión en superficie cae a cero en un corto tiempo después del cierre,

$$C_1 = 0.0538 \frac{d_t^2 \beta_1 b_1}{i \rho}$$

$$C_2 = \frac{p_t}{b_1} C_1$$

$$C_3 = \frac{P_w - p_e}{b_1} C_1$$

y para ambos casos A y B,

$$\theta = \frac{C_1(1 - C_3)}{2(1 - C_1 - C_2)}$$

donde  $d_t$  es el diámetro de la tubería o casing expresado en pulgadas,  $\rho$  en  $\text{gm/cm}^3$ ,  $c_w$  en  $\text{psi}^{-1}$ ,  $p$  en psi y  $\beta_1$  en  $\text{hr}^{-1}$ . El valor de  $c_w$  es la compresibilidad del agua, no la compresibilidad total. El motivo es que  $c_w$  ocurre como la expansión del agua en la tubería.

Tanto en el caso A y muy a menudo en el caso B, las cantidades  $C_1$ ,  $C_2$ , y  $C_3$  son pequeñas y  $f(\theta)$  puede ser tomada igual a  $f(\theta) = 181$ . Esto significa que el efecto del post-flujo dentro de la formación es negligible. En este caso se tendrá simplemente,

$$kh = 181 \frac{i \mu}{b_1}$$

### **7.3 GRAFICANDO RESULTADOS**

Como se ha anotado en la teoría, es necesario determinar  $p_e$ ,  $b_1$  y  $\beta_1$ . Esto puede ser hecho gráficamente de la manera siguiente. Se asume algún valor razonable de  $p_e$  y se grafica  $\log(p_{ws} - p_e)$  vs  $\Delta t$ . Si a grandes tiempos, el resultado no es una recta, el valor de  $p_e$  es cambiado y una nueva curva es graficada. Sobre el papel semilog, la nueva curva puede ser ploteada sin ningún cálculo adicional, corriendo los puntos previos un cierto monto  $\Delta p$  en

presión al mismo valor del tiempo. Por ejemplo en la Figura 18, la curva B muestra valores obtenidos para  $p_e = 200$  psi. Sustrayendo 30 psi del valor de  $p_{ws} - p_e$  para cada punto, se plotea la curva C, para el que  $p_e = 230$  psi.

Es algunas veces difícil señalar cuando la mejor recta es obtenida. Por ejemplo una recta puede también ser dibujada, a través de los últimos puntos de la Curva B. En tales casos es mejor, encerrar la mejor curva entre valores como las curva A y B. Cuando el valor asumido de  $p_e$  es demasiado alto, la curva se curva hacia abajo, como la curva A. El valor de  $p_e$  que da la curva C es la correcta. La intercepción a  $\Delta t = 0$  es  $b_1$  y  $\beta_1$  es obtenido multiplicando la pendiente de la recta por 2.303.

Para casos donde la presión de superficie permanece durante el cierre, se requiere plotear sólo  $\log(p_{ts} - p_{es})$  vs  $\Delta t$ , donde  $p_{ts}$  es la presión en superficie del tubing a cualquier tiempo y  $p_{es}$  es la presión en superficie que corresponde a la presión en la frontera externa  $p_e$ .

Un ejemplo del cálculo de análisis de prueba “falloff” antes del llenado del reservorio con razón de movilidad unitaria es dada en el Apéndice A-Caso 1. La curva analiza es mostrada en la Figura 26.

## **7.4 RAZON DE MOVILIDAD NO UNITARIA**

Para este caso el petróleo y agua disponibles tienen diferentes propiedades. La razón de movilidad  $M$  es el cociente  $(k_w/\mu_w)/(k_o/\mu_o)$ . La distribución de saturaciones durante la inyección es idealizada en la Figura 16. Se asume que el agua desplaza el petróleo y gas, quedando una saturación residual uniforme en el banco de agua y a levantando la saturación de aceite a un valor uniforme en el banco de petróleo. Solamente existen flujos de agua en el banco de agua y de petróleo en el banco de petróleo. Esta aproximación es buena para petróleos de viscosidad menos de alrededor de 50 cp. Como existen muy pocos proyectos

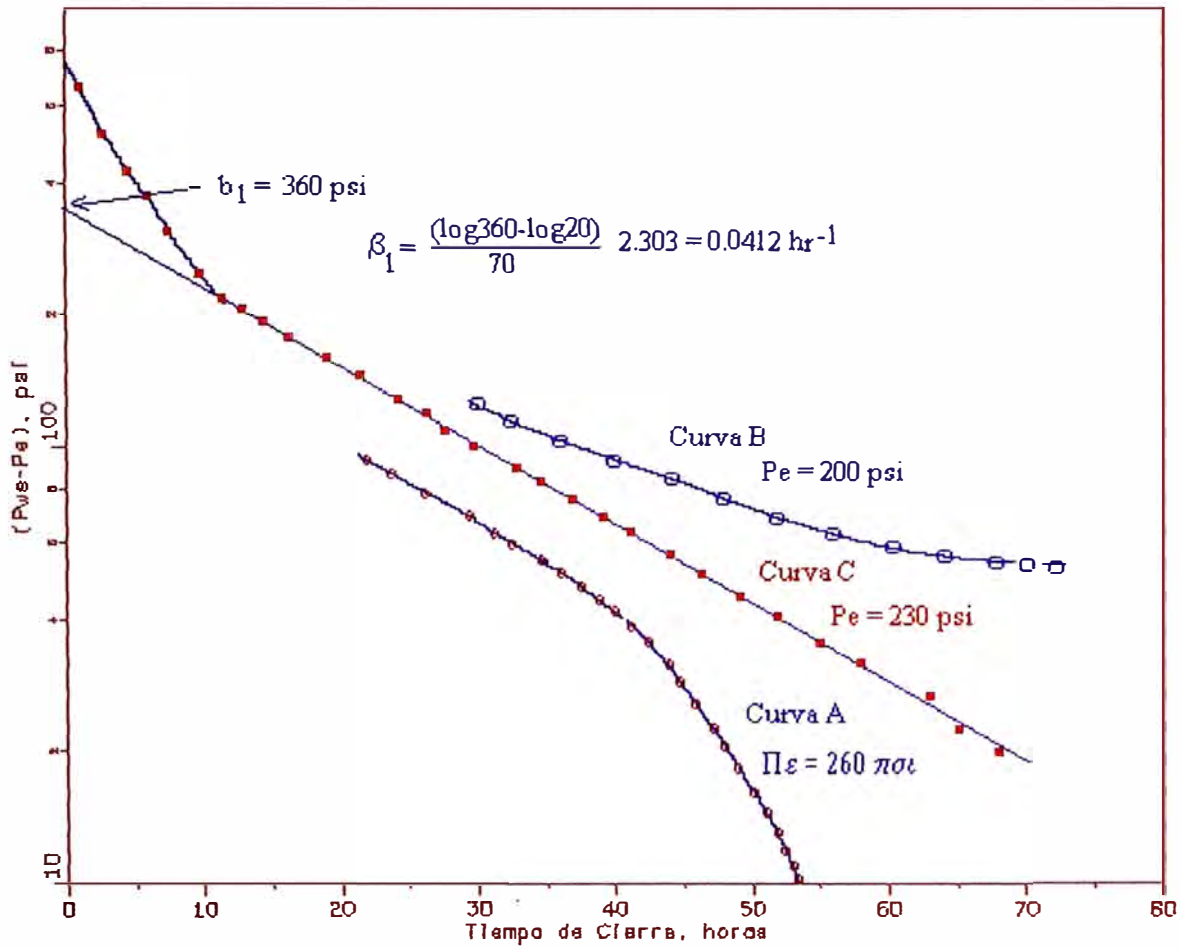


Figura 18. Curva de Presión Falloff

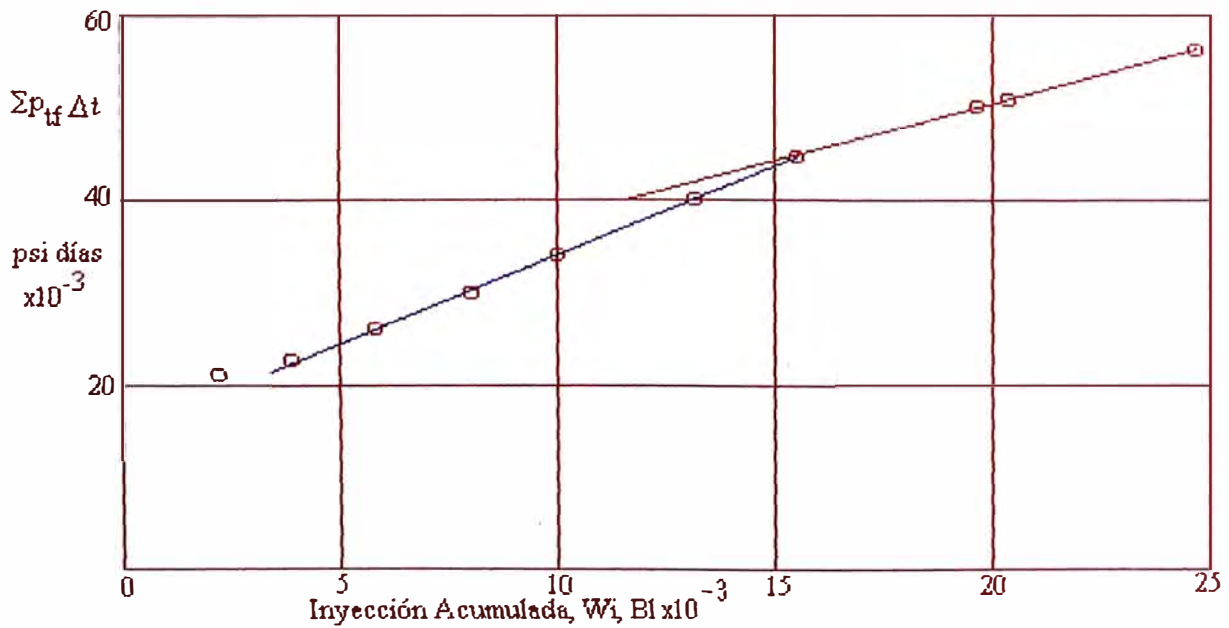


Figura 22. Ploteo de Hall para pozo inyector agua, mostrando efectos de la estimulación

de inyección de agua para casos de petróleos de alta viscosidad, los resultados podrán ser aplicables a muchos proyectos de inyección de agua con razón de movilidad diferente a la unidad. Para ello, también se asume que el flujo de agua dentro de la formación después del cierre es negligible. Esta es la misma asunción que para la teoría derivada para el análisis de una prueba “buildup”. De manera que el método se aplica mejor a la parte última de la curva de presión “falloff” cuando el post-flujo ha decrecido a un pequeño valor.

Para condiciones donde el banco de petróleo y agua tienen diferentes propiedades, Hazebroek, mostró que en forma idéntica al caso de razón de movilidad unitaria:

$$p_{ws} = p_e + b_1 e^{-\beta_1 \Delta t}$$

Del tratamiento teórico se muestra que la constante  $b_1$  está relacionada a  $k_w h$  por:

$$k_w h = \frac{i_w \mu_w}{b_1} (2F)$$

donde la función F es una combinación de las funciones de Bessel. De aquí, para una razón de movilidad M,

$$k_o h = \frac{\mu_o}{\mu_w} \frac{k_w h}{M}$$

La función F es una función de  $r_{oD}$ , la razón del radio interno del banco de petróleo al radio externo. El valor de  $r_{oD}$  puede ser obtenido de:

$$r_{oD} = \frac{1}{\sqrt{\frac{V_o}{V_w} + 1}}$$

donde a tiempos antes del llenado:

$$\frac{V_o}{V_w} = \frac{\text{volumen banco petroleo}}{\text{volumen banco agua}} = \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gr}}$$

La función F es también de  $\gamma$ , la razón de la compresibilidad total en el banco de petróleo a la compresibilidad total en el banco de agua

Un juego de curvas han sido construidas Figuras 19, 20, 21, dando a F como una función de M, para valores de los parámetros  $r_{oD}$  y  $\gamma$ . Cada Figura corresponde a un valor de  $\gamma$  ( $\gamma=1, 2$  y  $4$ ) y las curvas corresponden a valores de  $r_{oD} = 0.1, 0.2, \dots, 0.9, 1$ . Curvas para el caso límite donde  $r_{oD} = 0$ , han sido dibujadas para  $\gamma = 2$  y  $\gamma = 4$  cuando  $M > 2$ . Estas curvas han sido omitidas para otros valores de  $\gamma$  y M debido a su cierre al valor de  $r_{oD} = 1$ . El valor obtenido de F, contiene un número de constantes de conversión, de manera que  $k_w h$  es obtenido en md-pie,  $i_w$  en b/d,  $u_w$  en centipoises y  $b_1$  está en psi.

Para estos cálculos los valores de  $C_1$ ,  $C_2$ , y  $C_3$  no son usados, debido a que se asume a que no hay post-flujo. Sin embargo, es recomendable que se calcule  $C_1$ , (tanto para el caso A como el B), para determinar si la asunción es correcta. Si  $C_1$  es pequeño, entonces el post-flujo será pequeño para cada unidad de caída de presión. Para mejores resultados es recomendable que este método para razón de movilidad no-unitaria, no sea aplicable cuando  $C_1 \geq 0.1$ , excepto a grandes tiempos de cierre.

Un estimado de s puede ser obtenido de la presión de inyección de fondo justo antes del cierre,  $p_w$ .

$$p_w = \frac{i_w \mu_w}{2\pi k_w h} \left[ s + \ln \frac{r_e}{r_w} + (M - 1) \ln \frac{r_e}{r_o} \right] + p_e$$

como  $\ln(r_e/r_o) = (1/2)\ln[(V_o/V_w)+1]$ , en unidades prácticas se tiene:

$$s + \ln \frac{r_e}{r_w} = 0.000708 \frac{(p_w - p_e)k_w h}{i_w \mu_w} - \frac{M - 1}{2} \ln \left[ \frac{V_o}{V_w} + 1 \right]$$

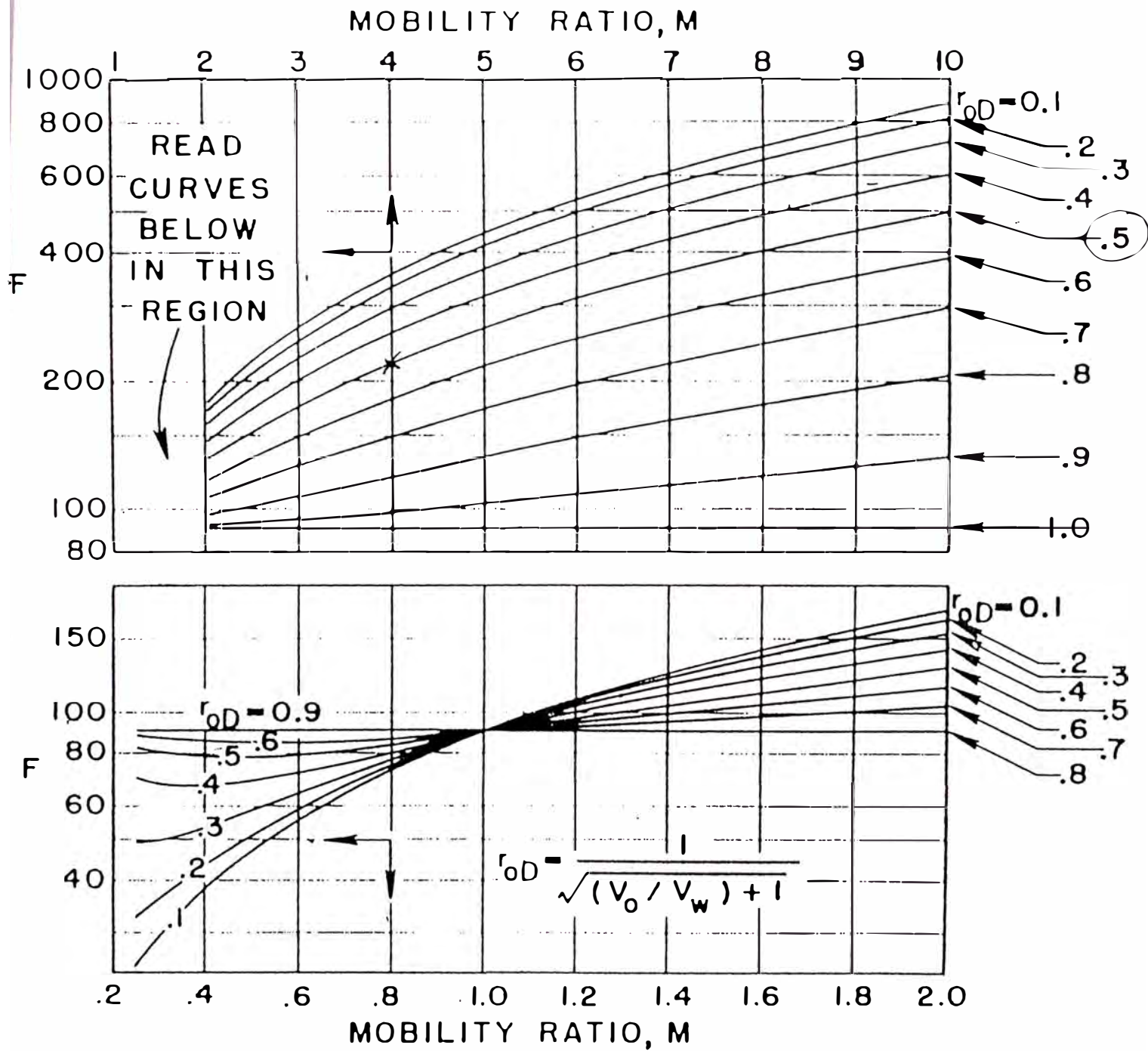


Figura 19



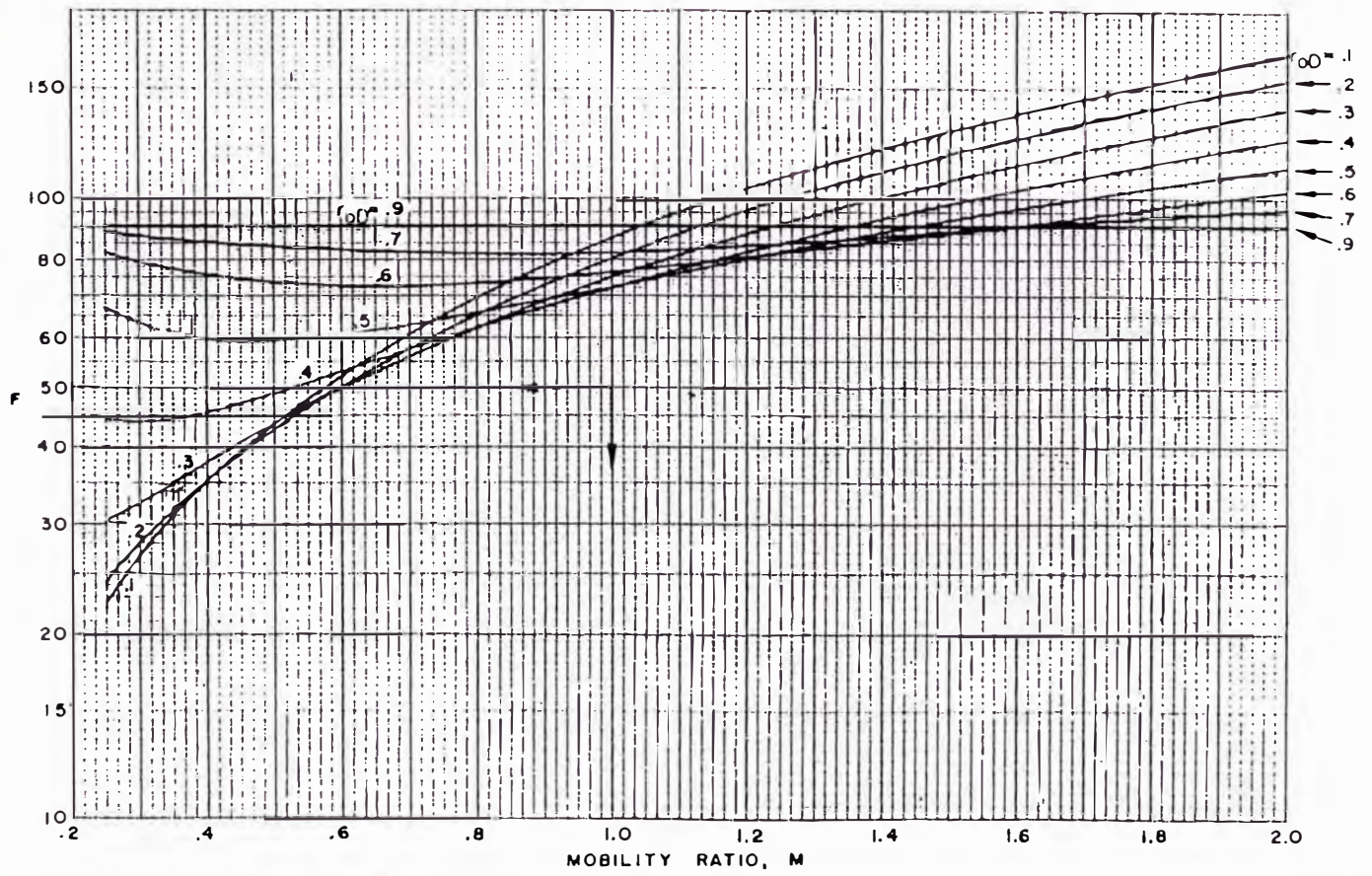
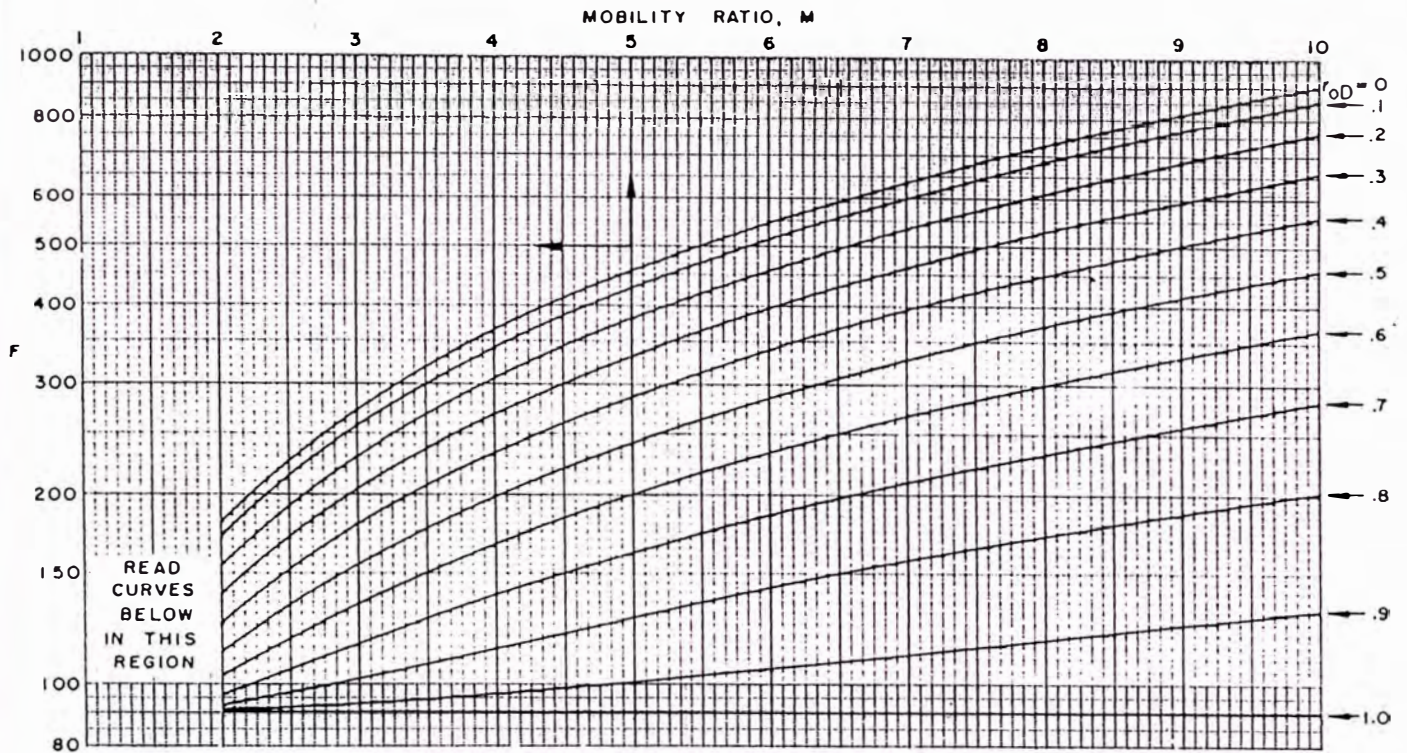


Figura 20



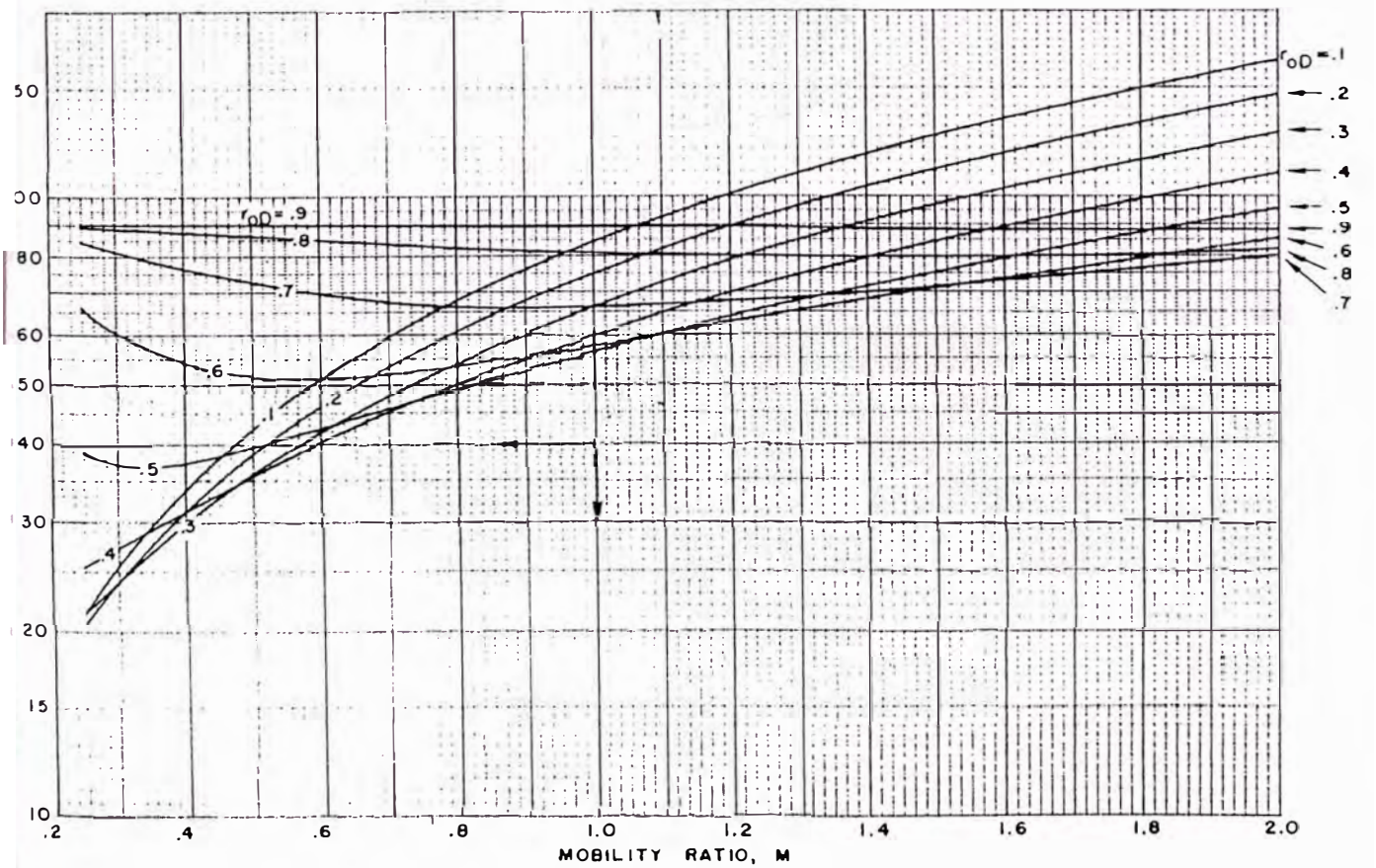
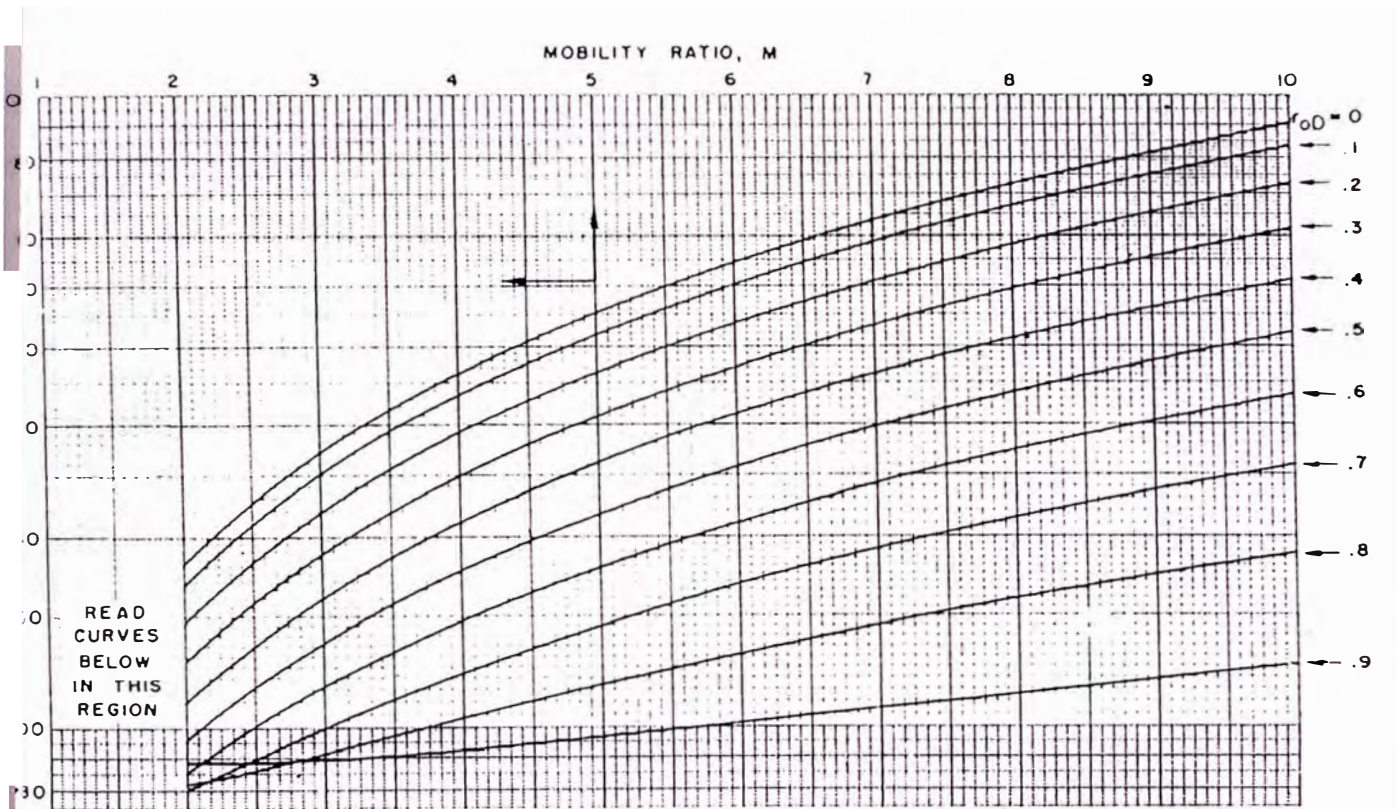


Figura 21



Aplicando este procedimiento al mismo ejemplo que para el caso de razón de movilidad unitaria, se tiene que para este caso donde la razón de movilidad es mayor que 1 (caso de petróleo viscoso), el valor de  $s$  resulta menos negativo, ver Apéndice A, Caso 2, por lo que se hace posible una mejor recomendación para hacer factible una estimulación.

## 8.METODOLOGIA PARA ANALISIS DE PRUEBA “FALLOFF”F

### 8.1 PROCEDIMIENTO PRACTICO

Desde un punto de vista práctico, un análisis por etapas a la prueba de presión “falloff”, puede ser aplicable con aceptables resultados. El procedimiento es como sigue:

1. Graficar  $\log \Delta p$  vs  $\log \Delta t$ , para determinar cuando los efectos del almacenamiento cesan de ser importantes. Usar este gráfico para seleccionar la recta semilog para la siguiente etapa.

2. Independiente de la razón de movilidad o si el reservorio está lleno o no de fluido inyectado, hacer el gráfico MDH. Escoger lo que parece ser la correcta recta en semilog y estimar la permeabilidad y el factor skin.

3. Calcular el esperado fin de la recta en semilog, asumiendo que éste corresponde a:

$$\Delta t_{Df1}^* \approx 0.25$$

donde  $\Delta t_{Df1}^*$  es el tiempo adimensional para la desviación de los datos de la primera recta en semilog para la prueba “falloff” en un sistema compuesto.

Entonces, el aproximado fin del tiempo de la primera recta en semilog para un sistema compuesto, puede ser estimada de:

$$\Delta t_{f1}^* = \frac{950(\phi c_t)_1 r_{f1}^2}{(k / \mu)_1}$$

donde  $(k/\mu)_1$  es estimado de la pendiente MDH y  $r_{f1}$ , es estimado independientemente tal como un balance de materiales. Esta última Ecuación, es una razonable regla práctica, para estimados tanto para sistemas operando antes del llenado o llenos y para condiciones estables o pseudoestables antes del cierre.

4. Si el aparente fin de la recta MDH, no corresponde al tiempo estimado en la parte 3, adicionales etapas deben considerarse para completar el proceso. Este puede incluir usar el método de Horner con  $t_p$  computado por métodos normales, y  $t_{pss}$  computado de  $(t_{DA})_{pss}$  usando el área del banco de petróleo. También, si fuera necesario el método de Hazebroek, Rainbow y Matthews, puede ser aplicado a este punto.

5. La presión promedio,  $\bar{p}$ , puede ser estimada usando el gráfico de Matthews-Brons-Hazebroek, Fig. 14 o Hazebroek, Rainbow y Matthews (con el ploteo extendido de Muskat). Cuando el banco de petróleo es relativamente delgado, la razón de movilidad es cercana a uno, y los efectos del hueco del pozo no existen, una extrapolación de la recta MDH equivalente a un tiempo adimensional de 0.445 (basado sobre el radio del banco de petróleo), puede ser hecho para estimar  $\bar{p}$ :

$$(\Delta t)_p = 1,690(\phi c_i)_1 r_{f1}^2 / (k/\mu)_1$$

Esta Ecuación puede dar un razonable estimado de la presión del reservorio en los límites externos del banco de petróleo, asumiendo una constante presión detrás de ese punto.

## 8.2 ANALISIS DE SERIES EN ESTADO ESTABLE

Hall propuso una técnica para analizar pozos inyectoros que asume básicamente una serie de condiciones estables de inyección. Los datos requeridos son: volumen acumulado inyectado y un buen registro de presiones de inyección. La técnica que aquí se muestra es una versión modificada de la de Hall. La Ecuación:

$$p_i - p(t,r) = 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} [p_D(t_D, r_D, C_D, \text{geometría...}) + s]$$

se asume en condiciones estables y  $p_D$  es independiente del tiempo. Esta asunción no es correcta para grandes períodos de tiempo, pero es utilizable para razonables períodos de tiempo y proporciona un método simple para monitorear la performance de pozos inyectoros.

Empleando esta asunción para la constante  $p_D$ , ambos lados de la Ecuación pueden ser multiplicada por  $dt$  e integradas desde el tiempo cero a un tiempo  $t$ . El resultado es:

$$\int p_{wf} dt - p_e t = 141.2 \mu (p_D + s) W_i / kh$$

donde  $W_i$  es un número positivo, que representa el volumen de fluido inyectado al tiempo  $t$ . Normalmente, la integral del costado izquierdo de la Ecuación, puede ser aproximada a una sumatoria usando presiones de cabeza,  $p_{if}$ , más una constante del fluido en términos de cabeza hidrostática,  $\Delta p_{tw}$ , para aproximarse a la presión de fondo. Alternativamente, puede evaluarse mediante planímetro de la presión de inyección vs tiempo. Si  $p_{wf}$  del lado izquierdo de la Ecuación es aproximada por la presión de inyección en superficie más una constante del fluido en términos de cabeza hidrostática, la Ecuación puede ser escrita como:

$$\int_0^t p_{if} dt - (p_e - \Delta p_{tw}) t = \frac{141.2 \mu (p_D + s)}{kh} W_i$$

donde  $\Delta p_{tw}$  es la constante del fluido en términos de cabeza hidrostática entre la superficie y el fondo. Si  $(p_e - \Delta p_{tw})_t$  es pequeño comparado con la integral en la Ecuación, como es frecuente para pozos de bomba en inyección de agua, un ploteo de la integral (o su aproximación) vs la inyección de agua acumulativa (llamado ploteo de Hall) deberá dar una recta cuya pendiente:

$$m_H = \frac{141.2\mu(p_D + s)}{kh} \text{ psi/(B/D)}$$

como ilustra la Figura 22. La Ecuación, asume que los términos de la integral tiene unidades psi x días (no horas). Si  $p_D$  y  $s$  son conocidos, se podrá estimar  $k/\mu$ , despejando de la Ecuación. O si  $p_D$  y  $k/\mu$  son dados, se podrá estimar  $s$ .

Sin embargo, será necesario tener de una prueba transiente  $k/\mu$  o  $s$  para usar la Ecuación y poder determinar  $p_d$ . Si  $(p_e - \Delta p_{tw})_t$  es alrededor el 15% o más de la integral, su efecto deberá ser incluido en los datos del ploteo, o un importante error puede resultar.

El mayor beneficio del ploteo de Hall no está en la sola recta, sino en los cambios en la pendiente de la recta. Cambios en la pendiente en el ploteo de Hall, pueden ser causados por cambios en  $k/\mu$ ,  $s$ , o  $p_D$ . En cualquier operación de inyección de fluidos, es previsible  $k/\mu$  cambie en las vecindades del pozo, a medida que el fluido es inyectado y el volumen de gas en el reservorio es llenado. Cuando esto sucede, ambos  $k/\mu$  y  $p_D$  cambian. En adición  $p_D$ , puede cambiar como resultado de cambios en las prácticas de operación o la adición de nuevos pozos productores. Cambios reales en el factor skin, también afectan la pendiente del ploteo de Hall. El cambio en el factor skin es estimado del cambio de la pendiente en el ploteo de Hall, por la Ecuación:

$$s_2 = s_1 + \frac{kh}{141.2\mu} (m_{H2} - m_{H1})$$

donde  $k/\mu$  es dado de datos de prueba transiente. También los datos de las dos pendientes, permiten determinar la razón de la nueva Eficiencia de Flujo a la antigua Eficiencia de Flujo:

$$\frac{E_{f2}}{E_{f1}} = \frac{m_{H1}}{m_{H2}}$$

Estos valores pueden ser distorsionados si  $(p_e - \Delta p_{tw}) > 0.15p_{tf}$

### **8.3 EJEMPLO DEL METODO DE HALL**

La Figura 22 es un ploteo de Hall para un pozo inyector de agua de 1000' de profundidad, en condiciones de llenado (filled-up). En ese reservorio  $(p_e - \Delta p_{tw}) > 0.15p_{tf}$ , de manera que el ploteo es adecuado. El pozo ha sido estimulado, después de una inyección de agua de alrededor de 15000 bls. De las pruebas transientes antes de la estimulación:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = 280 \text{ md-pie/cp } y$$

$$s_1 = -1.12$$

De la prueba transiente algunas semanas después de la estimulación:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = 290 \text{ md-pie/cp } y$$

$$s_1 = -2.3$$

De la Figura 19,

$$m_{H1} = 1.9 \text{ psi/(B/D)}, \text{ y } m_{H2} = 1.2 \text{ psi/(B/D)},$$

Aplicando la Ecuación respectiva:

$$s_2 = -1.12 + \frac{280}{141.2}(1.2 - 1.9) = -2.5 \approx -2.3 \text{ determinado por la prueba transiente.}$$

## **9. DISEÑO DE PRUEBAS DE PRESION TRANSIENTES EN POZOS**

### **INYECTORES**

#### **9.1 PROCEDIMIENTO**

Cada técnica de análisis de prueba transitoria descrita, requiere datos específicos. Datos adecuados y completos de una prueba transitoria son esenciales para obtener resultados satisfactorios. Por tanto, una parte importante en la preparación de una prueba transitoria a un pozo, es decidir que datos son necesarios y como ellos podrán ser obtenidos. Se describirá el diseño de pruebas transitorias y como escoger el tipo de prueba para determinar los valores requeridos.

La 1ra. etapa en diseñar una prueba transitoria es escoger la prueba apropiada para la situación existente: “falloff”, inyectividad, tasa múltiple, etc. Cuando se desea información específica de un reservorio (por ej: una indicación de cambio de movilidad o una frontera), el diseño de una prueba es crítico, desde que muchas cosas pueden encubrir la respuesta deseada, o dar una respuesta equivocada, porque guardan semejanza con la conducta esperada. Hay una variedad de situaciones que tienen similares respuestas a una prueba transitoria.

Una vez que la prueba es escogida, serán estimadas: la duración de la prueba y la respuesta de presión esperada; con el objeto de usar el equipo de medición apropiado.

Se decidirá que otros datos son requeridos, como ellos serán obtenidos y como el plan de prueba se ajusta dentro de los programas de trabajo individuales, que optimizen la prueba.

En ocasiones esta parte del diseño, indicará que un diferente tipo de prueba que el originalmente escogido, será usado. Si esto sucede, el proceso entero de diseño será revisado.

El diseño de la prueba deberá minimizar problemas, tales como aquellos causados por excesivo almacenamiento, variaciones no intencionales en las tasas de inyección, cambios de tasas de inyección en pozos cercanos, etc.

Cuando se decide que clase de prueba transitoria en el pozo inyector se usa, las principales consideraciones son: el tipo y status del pozo inyector: activo o cerrado. Se puede escoger un sólo pozo inyector o una prueba con varios pozos, dependiendo que es lo que se quiere saber del reservorio.

La duración de la prueba puede ser un problema en pozos inyectores; generalmente no se quiere cerrar un pozo inyector por un tiempo largo, desde que la producción diferida puede ser el principal costo en una prueba. Diferir ingresos a menudo pueden reducirse usando una prueba a dos tasas de inyección.

Escoger el tipo de prueba es menos complicado, para pozos de inyección que para pozos productores, debido a que las dificultades asociadas con el levantamiento artificial no están presentes. Normalmente, una prueba de inyectividad o prueba “falloff”, proporcionan resultados utilizables.

La prueba de presión “falloff” es preferida, desde que es mas fácil realizarla que una prueba de inyectividad y desde que pequeñas variaciones en la tasa, tienen menos influencia sobre la respuesta de la prueba “falloff”. Es buena práctica, correr una prueba de inyectividad después de la prueba “falloff”, desde que el costo es bajo y una información adicional puede ser obtenida. Pozos inyectores que toman fluido al vacío son dificultosos de probar, porque



altos coeficientes de almacenamiento están asociados con el nivel líquido libre en la sarta de inyección.

Es recomendable probar tales pozos, incrementando la tasa de inyección lo suficiente para obtener presión en la cabeza y entonces realizar ya sea una prueba de inyectividad a alta tasa o una prueba de inyectividad a dos tasas con positiva presión de cabeza mantenida durante ambas tasas. Cambios en el almacenamiento, tienden a ser más un problema en pozos de inyección que en pozos productores.

Idealmente, las presiones deben ser registradas continuamente durante una prueba transitoria. Mejores resultados son obtenidos cuando la presión de fondo es medida, aunque presiones en la cabeza a menudo pueden ser convertidas a valores de fondo, si adecuada información sobre el wellbore, está disponible. En lo posible, se deberá evitar cambios de medidores de presión durante la prueba, debido al desalineamiento que ocurre cuando se efectúa tal cambio, teniendo en cuenta que en el análisis de presiones transitorias se consideran tendencias de presión. Ello a menudo puede evitarse corriendo dos medidores en tandem con relojes de diferente velocidad.

Es beneficioso registrar presiones de fondo, en la cabeza de los tubos y casing durante la prueba a un pozo. Esa combinación de datos, puede proporcionar información acerca de los efectos del wellbore, tales como redistribución de fluidos, almacenamiento, roturas de packers o tubos - y puede permitir análisis de una prueba que no puede ser analizada adecuadamente, basados en la presión de fondo solamente. Los datos de presión en superficie pueden servir para verificar la operación del medidor de presión de fondo.

Algunos pozos pueden requerir cierre en el fondo; algunos pueden aún requerir packers extras o equipo DST. Tales requerimientos deben ser considerados en el diseño de la prueba, de manera que todos los datos importantes sean obtenidos.

## **9.2 CALCULOS DE DISEÑO**

Hay tres enfoques generales en el diseño de una prueba transitoria:

1. Estimar la completa respuesta de presión esperada, usando propiedades de la formación asumidas.
2. Estimar factores claves de respuesta de la prueba, tales como el fin de los efectos de recta semi-log, la pendiente de la recta semilog y la magnitud general de la respuesta de presión.
3. Correr la prueba sin realizar cálculos de diseño.

La opción 3 es la más pobre, excepto en pozos o reservorios que han sido probados lo suficiente, de manera que su conducta es bien conocida. Estimar la respuesta entera de presión para una prueba puede tomar un buen tiempo y requerir asistencia de computadora. En algunos casos es el único camino para diseñar una prueba. Para ello, en sistemas simples, se usa superposición y la Ecuación:

$$p_i - p(t,r) = 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} [p_D(t_D, r_D, C_D, \text{geometría} \dots) + s]$$

Una vez que la respuesta ha sido estimada, los datos pueden ser analizados por métodos normales, para determinar problemas de potencial análisis. Un Ejemplo, ilustrará este enfoque.

TABLE 1.2 – SHAPE FACTORS FOR VARIOUS SINGLE-WELL DRAINAGE AREAS<sup>10</sup>

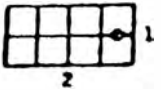
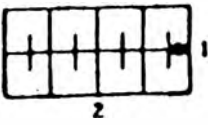
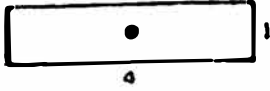
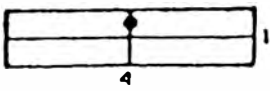
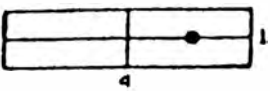
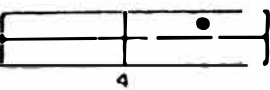
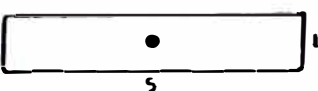
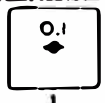
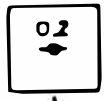


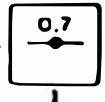
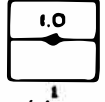
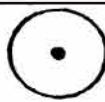
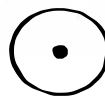




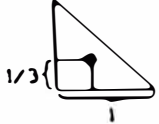





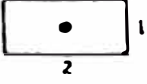
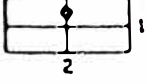
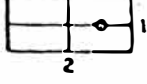
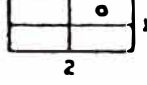

In Bounded Reservoirs	$C_A$	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left( \frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less Than 1% Error for $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution With Less Than 1% Error for $t_{DA} <$
	0.5813	-0.5425	0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
In vertically fractured reservoirs: use $(r_e/L_f)^2$ in place of $A/r_w^2$ for fractured systems						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	cannot use
	2.0348	0.7104	0.0493	0.175	0.09	cannot use
	1.9886	0.6924	0.0583	0.175	0.09	cannot use
	1.6620	0.5080	0.1505	0.175	0.09	cannot use
	1.3127	0.2721	0.2685	0.175	0.09	cannot use
	0.7887	-0.2374	0.5232	0.175	0.09	cannot use
In water-drive reservoirs						
	19.1	2.95	-1.07	-	-	-
In reservoirs of unknown production character						
	25.0	3.22	-1.20	-	-	-

TABLE 1.2 – SHAPE FACTORS FOR VARIOUS SINGLE-WELL DRAINAGE AREAS<sup>10</sup>

In Bounded Reservoirs	$C_A$	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left( \frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less Than 1% Error for $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution With Less Than 1% Error for $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	- 1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	- 1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	- 1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	- 1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	- 2.3227	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8820	3.4302	- 1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	- 0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	- 0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	- 0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	- 1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	- 0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	- 0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	- 0.1703	0.4	0.15	0.005

En muchas pruebas transitorias, se necesita conocer la respuesta completa de presión para propósitos de diseño.

Es normalmente suficiente estimar el tiempo de inicio de la correcta recta semilog, para prueba de inyektividad por la ecuación:

$$t > \frac{(200000 + 12000s)C}{(kh / \mu)}$$

Para “falloff”, la Ec.:

$$\Delta t > \frac{170000Ce^{0.14s}}{(kh / \mu)}$$

El coeficiente de almacenamiento, C es estimado de detalles de completación usando las técnicas ya descritas.  $kh/\mu$  de la formación y el factor skin deberán ser asumidos. Si  $s < 0$ , se recomienda usar  $s = 0$ , en las ecuaciones arriba citadas consiguiendo resultados conservadores.

La siguiente etapa es estimar el fin de la recta semilog.

Para pruebas de inyektividad, se evalúa el tiempo cuando el sistema ya no actúa más como infinito, por la ec.:

$$t \cong \frac{\phi\mu c_t A (t_{DA})_{eia}}{0.0002637k}$$

$t_{DA}$  al final del período “infinite acting” es tomado de "Use Infinite System Solution Less Than 1% Error for  $t_{DA} <$ " , columna de las Tablas de la monografía de Earlougher (pag. 50).

Para prueba “falloff” puede ser estimada de la ec.:

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

$(\Delta t_{DA})_{est}$ , es tomado de la monografía de Earlougher (pag. 50).

Finalmente, la pendiente de la recta semilog es estimada de:

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

donde el signo usado corresponde al pozo inyector. Será necesario considerar el nivel de declinación general de presión en reservorios desarrollados, cuando se computa  $m$ .

Una vez que la pendiente es estimada, el cambio de presión requerido entre dos tiempos, sobre la recta semilog,  $t_1$  y  $t_2$ , puede ser estimado de:

$$\Delta p = \pm m \log(t_2/t_1)$$

El signo escogido dependerá del tipo de prueba.

El instrumento de presión escogido deberá ser lo suficientemente sensitivo para detectar los cambios de presión esperados durante el período de prueba. La ecuación del skin, puede ser usada para determinar el  $p_{1hr}$  (después de asumir un valor  $s$  y un valor para la presión de fondo al comienzo de la prueba); entonces, se podrá estimar la presión a cualquier tiempo sobre la recta semilog, por la apropiada aplicación de la Ecuación. El rango del instrumento de presión usado deberá ser escogido de forma tal, que la presión puede ser medida con aceptable aproximación, sin exceder el límite superior de presión del instrumento.

### 9.3 EJEMPLO DE DISEÑO DE PRUEBA PARA POZO

#### INYECTOR

Un programa de pruebas transitorias para varios pozos de un reservorio con inyección de agua, se desea efectuar antes de empezar la inyección de fluido para un proyecto de recuperación terciaria. El reservorio está lleno de liquido con agua fluyendo a la saturación residual de aceite. La presión del reservorio está en función de la columna estática de liquido en los pozos, 600' debajo de la superficie. Debido a la importancia de las pruebas y como se

esperaba cambios en la constante de almacenamiento como resultado del bajo nivel líquido, se decidió calcular la esperada respuesta de presión con un simulador de reservorio.

Adicionalmente se estimó las propiedades del reservorio y se computó la respuesta a la prueba de inyectividad mostrada en la Fig. 23. Como se esperaba el nivel líquido en el pozo levantó durante la inyección, hasta alcanzar la superficie 5.9 horas después de iniciada la inyección. El rápido incremento de la presión en la Fig. 23, es un resultado de que la constante de almacenamiento decreció abruptamente de un valor correspondiente a levantamiento del nivel líquido a uno de sólo por compresión. La aparente recta en semilog empieza alrededor de 10 horas, estimando una permeabilidad 15% más baja que el valor de ingreso y un factor skin más bajo en 1.1. La discrepancia es debida a que se ha escogido una recta en semilog con muy alta pendiente, aparentemente en razón al rápido decrecimiento del almacenamiento en el wellbore.

El hecho que el análisis de datos simulados, no retornan los valores suministrados al simulador, indica que las asunciones usadas en la técnica de análisis no son totalmente correctas (asumiendo que el simulador trabaja sin fallas).

Esto quiere decir, que si se desea analizar datos por las técnicas standard, usando las ecuaciones ideales de análisis, se tendrá resultados que se aproximan a los reales.

Alternativamente, sólo en casos especiales se tendrá análisis con simulador de reservorio.

En la Fig. 24 se muestra una prueba simulada de “falloff” después de 48 horas de inyección.

El pozo se fue al vacío en el THP, 40 segs después del cierre, debido al incremento de la constante de almacenamiento de compresión a caída del nivel líquido. Para analizar datos de 24 horas de “falloff”, será necesario trazar la recta a través de los 5 últimos puntos, volviendo riesgoso el cálculo. Concluyendo que la prueba “falloff” es básicamente de menor

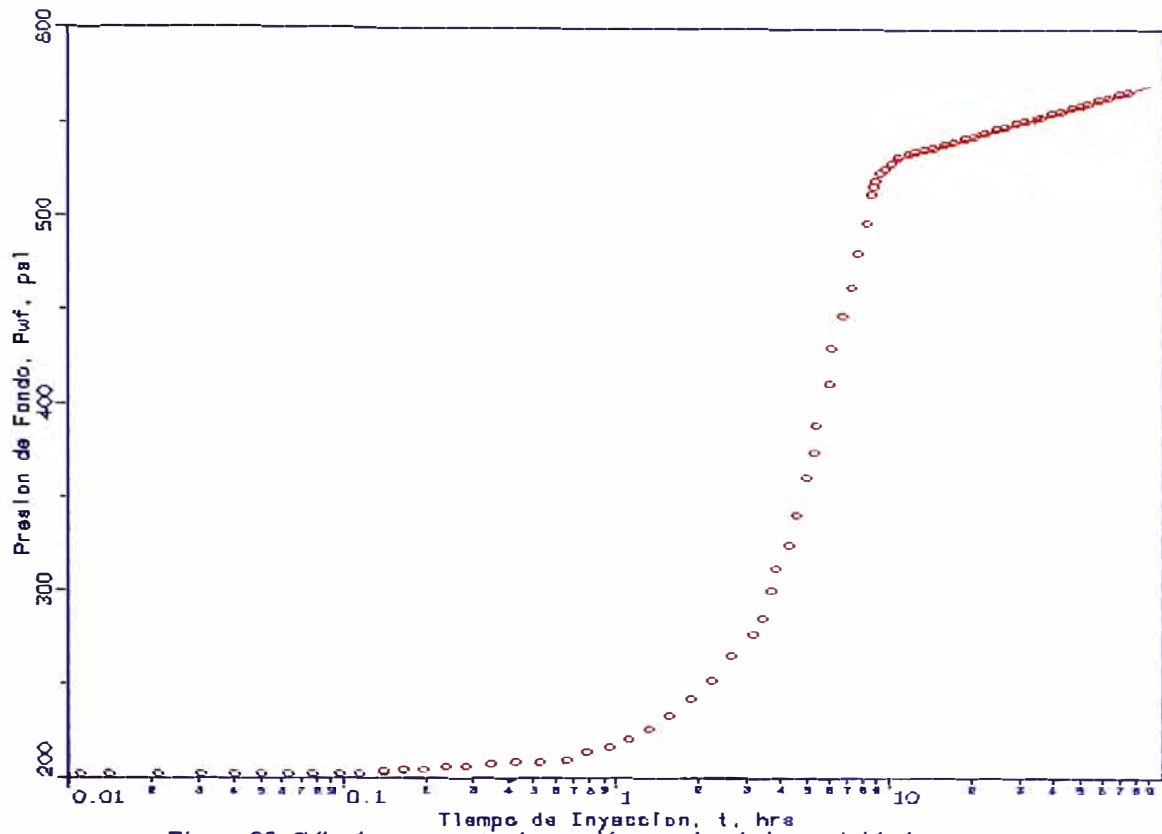


Figura 23. Cálculo respuesta de presión prueba de inyectividad

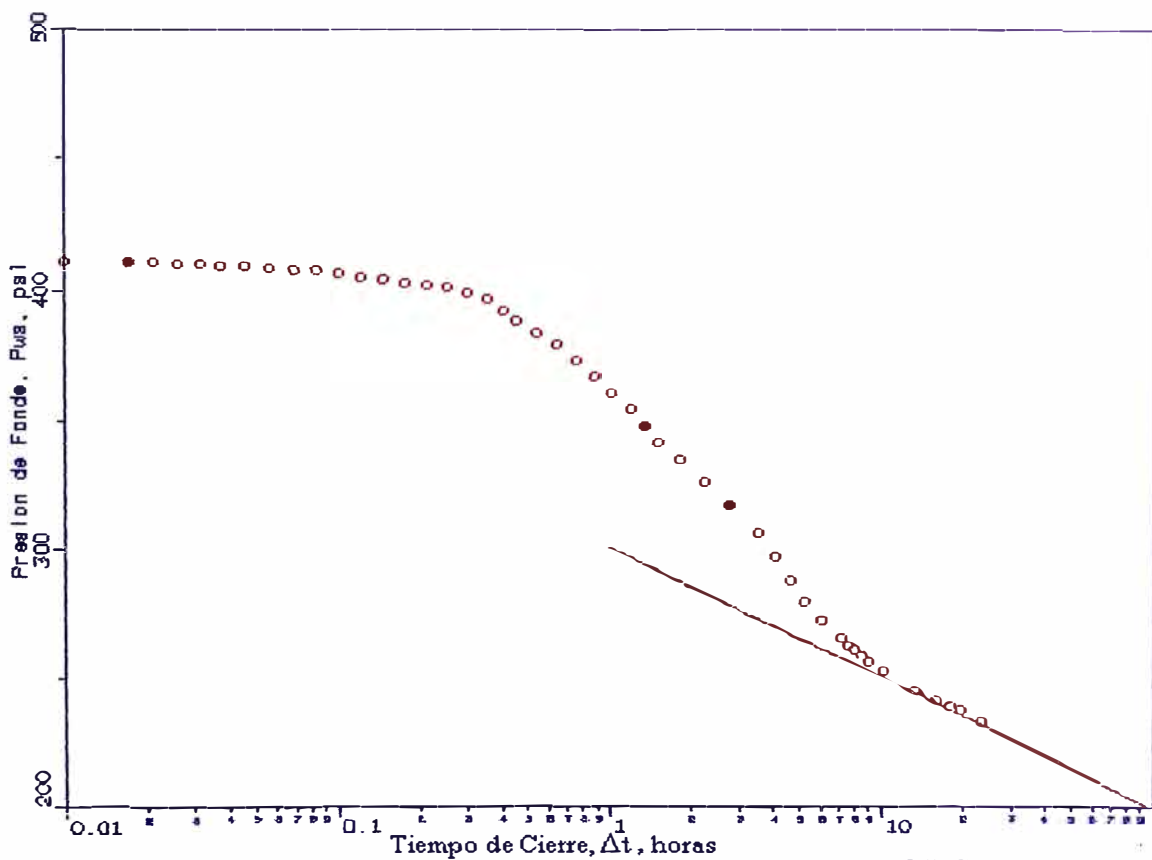


Figura 24. Cálculo de la respuesta de presión prueba falloff



valía. El margen para el error es significativo, si se quiere hacer un análisis computarizado, ya que se tiene que asumir características de almacenamiento en el wellbore(constante, incremento constante, gradual incremento debido a un colchón de gas en el pozo,etc.). Por tanto, es preferible encontrar un tipo de prueba que sea relativamente insensible a los efectos de almacenamiento en el wellbore.

También se simula una prueba de inyectividad a dos tasas, con la tasa de inyección incrementando 73% después de 48 horas. El segundo tasa continuó por 24 horas. Desde que el almacenamiento en el wellbore fue solamente de compresión líquida (presión en el THP positiva), los efectos de almacenamiento en el wellbore fueron pequeños, sobre la respuesta de presión al incremento de la tasa. La Fig 25 muestra los datos ploteados como lo sugiere la Ecuación de tasa múltiple. La línea recta puede ser analizada para determinar  $k$  dentro de 3% del valor ingresado y un factor skin dentro del 0.2 del valor de ingreso.

Como resultado de los trabajos de diseño mostrados en las Figs. 23 a la 25, los pozos fueron probados con inyección a dos tasas seguidos por un “falloff”. Los datos de presión de la prueba de inyectividad a dos tasas, fueron analizados exitosamente; para la prueba “falloff” no se pudieron realizar los análisis standard, no se intentó análisis por simulador de reservorio.

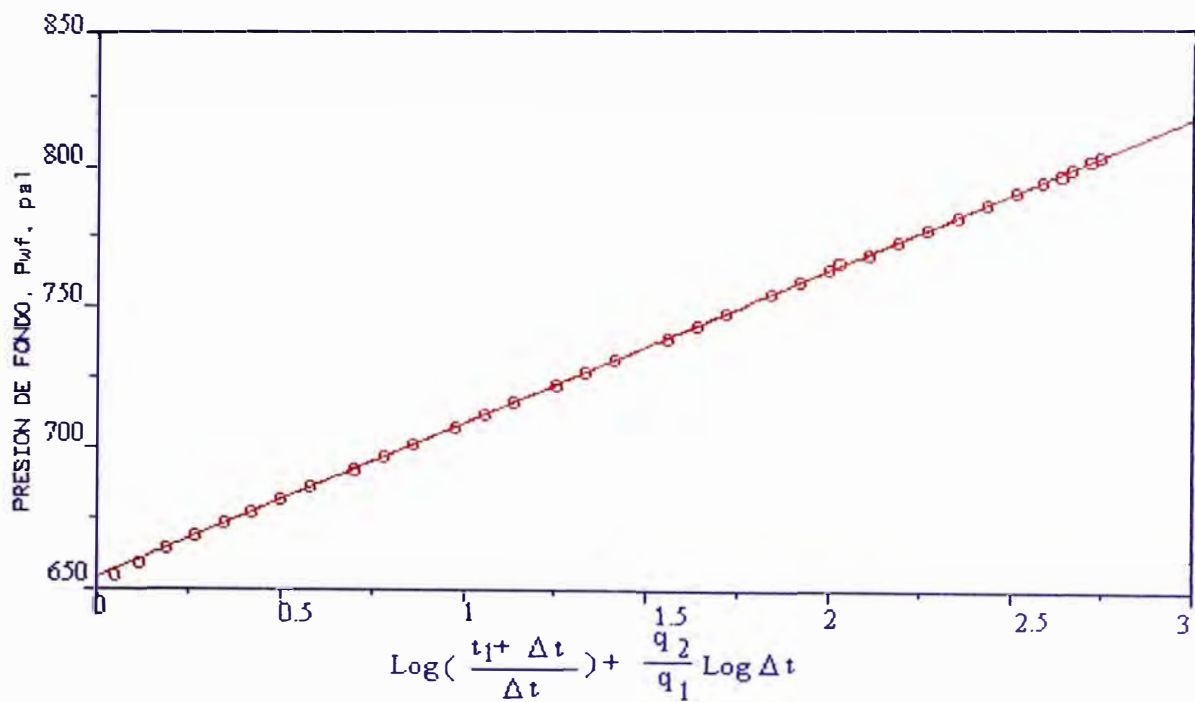


Figura 25. Cálculo de la presión respuesta para prueba de inyectividad a dos rates

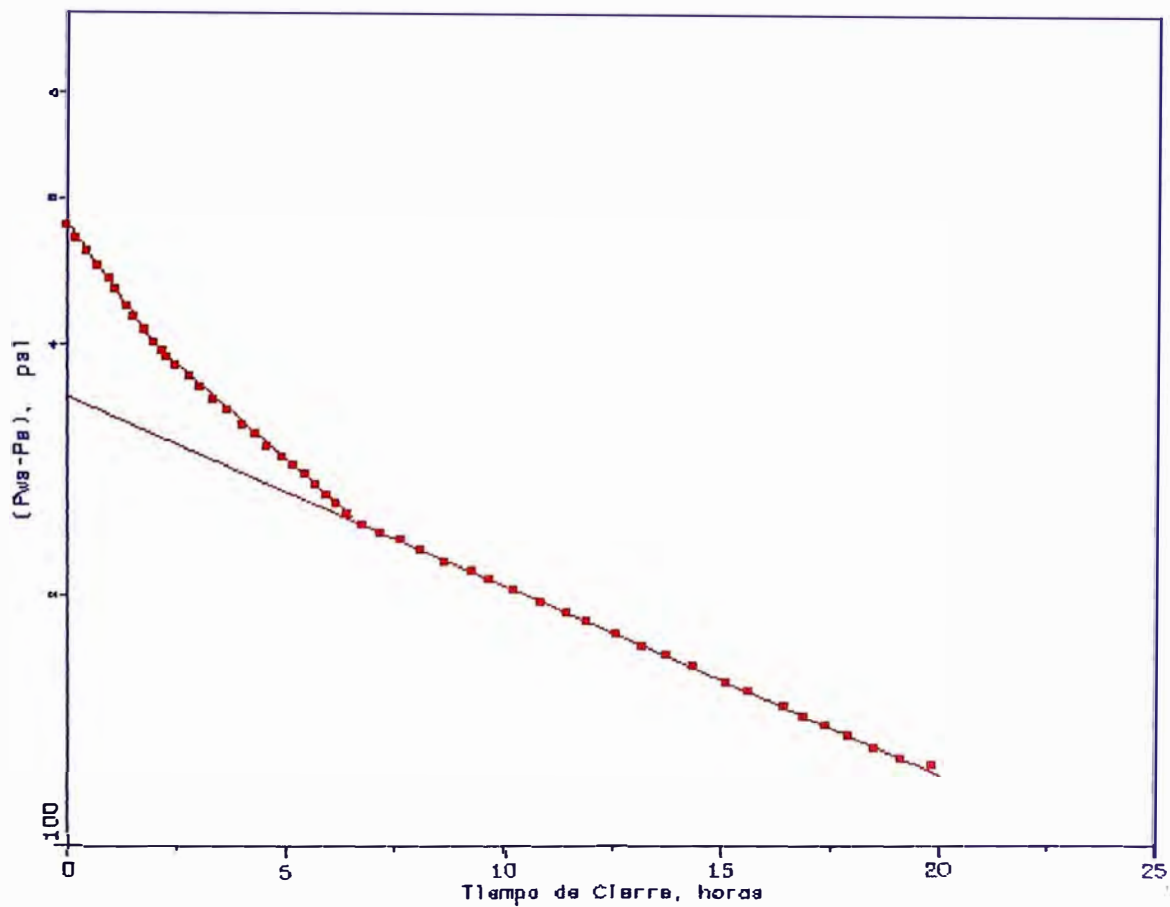


Figura 26. Curva de Presión Falloff

## 10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Para el análisis de las pruebas transitorias reseñadas: inyectividad, “falloff” y multitasa, se requieren datos adecuados y completos de fluidos y características del reservorio sujeto a inyección.
2. Decidida la prueba transitoria a realizarse, mediante un diseño adecuado, dependiendo de lo que se requiere conocer del reservorio, se procederá a señalar el status del pozo inyector: activo o cerrado. Se podrá escoger un solo pozo inyector o una prueba con varios pozos.
3. Al no existir levantamiento artificial diseñar una prueba transitoria en un pozo inyector es más sencillo que para un pozo productor.
4. En una prueba de inyectividad las tasas de inyección son más fáciles de controlar que las tasas de producción, sin embargo el análisis de los resultados de la prueba puede ser complicado por los efectos multifásicos, a no ser que el fluido inyectado sea el mismo que el original fluido del reservorio (razón de movilidad unitaria).
5. La prueba de presión “falloff” tiene la misma dificultad de análisis de los resultados que la de inyectividad, por los efectos multifásicos, pero posibles variaciones en la tasa no tienen el mismo efecto que en la prueba de inyectividad. De manera que es la preferida, como lo es el “buildup” para los pozos productores.

6. Es importante registrar presiones tanto de fondo y en la cabeza de los tubos y casing, durante la prueba transitoria. La combinación de datos puede proporcionar información sobre almacenamiento, roturas de packers, tubos y permitir un mejor análisis de la prueba. Los datos de presión en superficie pueden servir para verificar la operación del medidor de presión en el fondo.
7. Para evitar problemas como el almacenamiento, algunos pozos podrán requerir cierre en el fondo y otros equipos especiales.
8. Es recomendable hacer pruebas ya sea “falloff” o de inyektividad a dos tasas seguidas ya sea por una prueba de inyektividad o “falloff” respectivamente, como se señala en el diseño de prueba para pozo inyector.
9. Por último y muy importante deberá tenerse en cuenta razones de movilidad de los fluidos diferentes que la unidad, cuando el radio de investigación de la prueba supera al banco de agua y se hacen presente los efectos multifásicos. Tal como se señala en el Apéndice -Caso 2, se podrán obtener valores de  $kh$  (capacidad) y  $s$  (daño), muy diferentes que el obtenido con razón de movilidad unitaria, que podrían modificar las recomendaciones necesarias.

## APENDICE A

### ANALISIS DE UNA PRUEBA DE PRESION “FALLOFF”

#### ANTES DEL LLENADO DEL RESERVORIO

#### CASO 1

#### RAZON DE MOVILIDAD UNITARIA

La Figura 26 muestra un Ejemplo de curva de presión “falloff”. El valor de  $p_e$  fue conocido para este pozo de un previo largo período de cierre. El valor (32 psi) fue usado en el gráfico de la Figura 26. La presión de inyección de cabeza fue cero, de manera que es aplicable el Caso A, donde la presión de cabeza cae rápidamente a cero después del cierre.

Adicionalmente se tienen los siguientes datos sobre este pozo:  $i = 1,020$  b/d,  $h = 45$  pies,  $d_t = 6.366$  pulgadas (diámetro del casing, desde que no hay tubing dentro del pozo),  $p_w = 598$  psi,  $p_t = 0$  (cero presión de inyección en cabeza),  $W_i = 6,097$  bl,  $\mu_w = 0.9$  cp,  $\rho = 1$  gm/cc,  $r_w = 1$  pie (estimado sobre la base de la arena removida durante el swabeo),  $\phi = 0.3$ ,  $S_w = 0.32$ ,  $S_g = 0.12$ ,  $S_{gr} = 0$ ,  $S_o = 0.56$  y  $S_{or} = 0.2$ .

De la Figura 26, se tiene  $b_1 = 347$  psi y  $\beta_1 = 2.303(\log 347 - \log 122)/20 = 0.0522$  hr<sup>-1</sup>.

De las ecuaciones respectivas, para el caso que la presión cae a cero rápidamente después del cierre:

$$C_1 = \frac{0.0538 d_t^2 \beta_1 b_1}{\rho i} = \frac{0.0538 (6.366)^2 (0.0522) (347)}{1(1,020)} = 0.0386$$

$$C_2 = 0, \text{ desde que } p_t = 0$$

$$C_3 = C_1 \frac{p_w - p_e}{b_1} = 0.0386 \frac{566}{347} = 0.0628$$

Entonces,

$$\theta = \frac{C_1(1 - C_3)}{2(1 - C_1 - C_2)} = \frac{0.0386(0.937)}{2(0.961)} = 0.0188$$

De la Figura 17,  $f(\theta) = 176.5$ . Entonces,

$$kh = \frac{i\mu}{b_1} \cdot \frac{(1 - C_1 - C_2)}{(1 - C_3)^2} \cdot f(\theta) = \frac{1,020(0.9)}{347} \cdot \frac{(0.961)}{(0.937)^2} \cdot 176.5 = 511 \text{ md-pie}$$

y

$$s + \ln \frac{r_e}{r_w} = \frac{0.00708(p_w - p_e)}{i\mu / kh} = \frac{0.00708(566)}{1,020(0.9) / 511} = 2.23$$

$$r_e = \sqrt{\frac{W_i(5.615)}{\pi\phi(S_g - S_{gr})h}} = \sqrt{\frac{6,097(5.615)}{\pi(0.3)(0.12)(45)}} = 82 \text{ pies.}$$

Entonces ,

$$s = 2.23 - 2.303\log(82/1) = -2.18$$

## CASO 2

### RAZON DE MOVILIDAD DIFERENTE QUE LA UNIDAD

De la Información dada del Caso 1, para  $\mu_o = 12$  y para  $k_w/k_o = 0.3$ , se tiene:

$$\frac{V_o}{V_w} = \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gr}} = 3 \quad \text{y} \quad M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{0.3(12)}{0.9} = 4$$

La razón  $k_w/k_o$  midiendo la permeabilidad del core a la saturación de agua en el banco de agua y la permeabilidad del core a la saturación de aceite en el banco de aceite. Ver Figura 16.

De acuerdo a las Ecuaciones respectivas:

$$r_{oD} = \frac{1}{\sqrt{\frac{V_o}{V_w} + 1}} = \frac{1}{\sqrt{4}} = 0.5$$

Además,  $M=4$  y  $\gamma = 1$  desde que  $c_o \cong c_w$  para este petróleo muerto. De la respectiva Ecuación y obteniendo F de la Figura 19, se tiene:

$$k_w h = \frac{i_w \mu_w}{b_1} \cdot 2F = \frac{1,020(0.9)}{347} \cdot 2(220) = 1,170 \text{ md-pie}$$

Este valor de  $k_w h$  es 2.28 veces que el valor obtenido para el caso de razón de movilidad unitaria.

El factor skin es obtenido de:

$$s = \frac{0.00708(p_w - p_e)}{i_w \mu_w / k_w h} - \frac{M - 1}{2} \ln \left( \frac{V_o}{V_w} + 1 \right) - \ln \frac{r_e}{r_w}$$
$$s = \frac{0.00708(566)}{1,020(0.9) / 1,170} - \frac{4 - 1}{2} \ln 4 - \ln \frac{82}{1} = 5.1 - 2.08 - 4.41 = -1.39$$

Este valor de  $s$  es menos negativo(indicando un menor radio efectivo del hueco del pozo) que el valor obtenido para el caso de razón de movilidad unitaria.



## NOMENCLATURA

A	=	área de drenaje del pozo, pies <sup>2</sup>
b <sub>t</sub>	=	intercepción a $\Delta t=0$ del gráfico de $\log(p_{ws}-p_e)$ vs $\Delta t$ para pozos inyectoros (prueba "falloff"), psi .
c	=	compresibilidad, psi <sup>-1</sup>
c <sub>t</sub>	=	compresibilidad total, psi <sup>-1</sup>
C	=	constante de almacenamiento, bl/psi
d <sub>t</sub>	=	diámetro de los tubos, pulgadas
EF	=	eficiencia de flujo, $J_{real}/J_{ideal}$ , adimensional
F	=	función (ordenada), en las figuras 19,20 y 21
g	=	aceleración debido a la gravedad, pies/s <sup>2</sup>
g <sub>c</sub>	=	factor de conversión unidades gravitacionales, 32.17 (lbm/pie)(lbf-s <sup>2</sup> )
h	=	espesor de la formación, pies
i	=	tasa de inyección, b/d a condiciones de superficie
J	=	índice de productividad, bl/psi
k	=	permeabilidad de la formación
m	=	valor absoluto de la porción lineal de la curva de presión "falloff" o de la curva de inyectividad, psi/log <sub>10</sub> ciclo
M	=	razón de movilidad, $(k/\mu)_w/(k/\mu)_o$
p <sub>e</sub>	=	presión en la frontera externa al radio r <sub>e</sub> , psi
p <sub>t</sub>	=	presión en la cabeza de los tubos, psi
p <sub>w</sub>	=	presión en el fondo del pozo, psi; en una prueba de inyección("falloff") a dos tasas, p <sub>w</sub> es la presión al tiempo de cambio en la tasa, psi
p <sub>1hr</sub>	=	presión leída en la parte lineal, de la curva de presión "falloff", inyectividad, o de inyectividad a dos tasas, al tiempo de cierre, inyección, o de cambio de tasa, a 1 hora de prueba, psi
p*	=	presión obtenida de la parte lineal, extrapolada a un tiempo de cierre "falloff" infinito en un reservorio "infinite acting", psi
$\Delta p_s$	=	caída de presión en la región "skin" cercana al hueco del pozo, psi
q	=	tasa de producción del pozo, es negativo en inyección, bls
r <sub>d</sub>	=	radio de investigación de la prueba, pies
r <sub>e</sub>	=	radio en la frontera externa, pies
r <sub>oD</sub>	=	razón adimensional del radio de banco de agua al radio externo
r <sub>w</sub>	=	radio del hueco del pozo, pies
s	=	factor "skin", adimensional
S	=	saturación, fracción del espacio poroso
t	=	tiempo de inyección, horas
$\Delta t$	=	tiempo del cambio de tasa, horas
V <sub>u</sub>	=	volumen del espacio entubado, pies <sup>3</sup>
W <sub>i</sub>	=	inyección acumulada de agua, bls
$\beta$	=	factor de volumen de formación, RB/STB
$\beta_1$	=	2. 303 multiplicado por el valor absoluto de la pendiente de la curva del $\log(p_{ws}-p_e)$ vs $\Delta t$ para prueba "falloff", horas <sup>-1</sup>
$\gamma$	=	razón de la compresibilidad total en el banco de petróleo a la compresibilidad total en el banco de agua
$\rho$	=	densidad del fluido, gm/cm <sup>3</sup> en el análisis de pozos inyectoros
$\mu$	=	viscosidad, cp
$\phi$	=	porosidad, fracción

suscripciones: i= condiciones iniciales; o, w, g = petróleo, agua, gas

## 11. BIBLIOGRAFIA

1. Matthews, C. S. and Rusell, D. G. : PRESURRE BUILDUP AND FLOW TESTS IN WELLS., Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME.
2. Hazebroek, P., Rainbow, H., and Matthews, C. S., PRESSURE FALL-OFF IN WATER INYECTION WELLS., Trans AIME 1958, 213, 250-260
3. Earlougher, Robert C., Jr., ADVANCES IN WEE TEST ANALYSIS, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME.
4. Matthews, C. S., Brons, F., and Hazebroek, P. :A METHOD FOR DETERMINATION OF AVERAGE PRESSURE IN A BOUNDED RESERVOIR, Trans AIME 1954, 201, 182-191.
5. Hall, H. N., :HOW TO ANALYZE WATERFLOOD INYECTION WELL PERFORMANCE, World Oil (Octubre 1963) 128-130.
6. Muskat, Morris: PHYSICAL PRINCIPLES OF OIL PRODUCTION, McGraw-Hill Book Co.,Inc, New York (1949)682-686
7. Roland N. Horne: MODERN WELL TEST ANALYSIS A COMPUTER-AIDED APPROACH, Stanford University