

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN (MINI-FALLOFF TEST) DURANTE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Raul Leonardo Triana¹, Yair Andres Quintero²

RESUMEN

Una de las operaciones más comunes hoy en día para mejorar la productividad de los pozos es el Fracturamiento Hidráulico; durante esta operación se realizan diversas pruebas que involucran medición de presión y caudal a través del sistema superficie-pozo-yacimiento. Pruebas de inyectividad, *Step rate Test*, *Step Down Test* y *Mini – Frac*, son algunas de las mediciones y análisis que se realizan para ajustar el diseño final del Fracturamiento. Con la información de presiones y caudal que se registra durante y después de cada una de las pruebas, es posible analizar e interpretar esta información, como un análogo de una prueba de presión.

Palabras Clave: Pruebas de presión, falloff test, fracturamiento hidráulico, pressure build-up (PBU), caracterización de yacimiento.

ABSTRACT

One of the most common operations today to improve productivity of the wells is hydraulic fracturing, during this operation is performed several tests involving measurement of pressure and flow through the system surface-well-reservoir. Injectivity tests, Step Rate Test, Step Down and mini – Frac test, are some of the measurements and analysis performed to adjust the final design of fracturing. With the pressure and flow information that are recorded during and after each test, it is possible to analyze and interpret this information, as an analogue of a pressure test.

Keywords: Pressure test, falloff test, hydraulic fracturing, pressure build-up (PBU), Reservoir Characterization

¹Ingeniero de petróleos, Universidad de América. Bogotá DC. Colombia. E- mail: raul.triana@ecopetrol.com.co

²Ingeniero de petróleos, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E- mail: yair.quintero@ecopetrol.com.co

INTRODUCCION

La adquisición de información para conocer y modelar mejor el yacimiento es trascendental a la hora de tomar decisiones para optimizar la productividad de los pozos y aumentar el factor de recobro de los activos de las empresas dedicadas a la producción de hidrocarburos. Algunas veces disponer de información de presiones para la caracterización e identificación del modelo del yacimiento mediante pruebas de restauración (PBU por sus siglas en inglés) involucran el cierre temporal de los pozos, lo cual no es rentable desde el punto de vista económico para la operación del campo. Motivo por el cual se debe aprovechar al máximo cualquier posibilidad de adquisición de información durante las diferentes operaciones que se adelantan en los campos de producción.

En este artículo se muestra la aplicación de las pruebas de presión con la información registrada durante la operación de Fracturamiento Hidráulico para un pozo ubicado en el Valle Medio del Magdalena Colombiano.

Adicionalmente, en este trabajo se analiza el comportamiento de la presión en superficie registrada durante la operación, y una vez finaliza la etapa de bombeo se interpreta la presión registrada durante el periodo de relajamiento de presión, este tipo de comportamiento observado es una prueba de presión tipo *Falloff Test* (Análogo a un PBU).

PRUEBA DE PRESIÓN DE CIERRE

Las pruebas de presión en periodo transiente que se utilizan con más frecuencia son las pruebas de cierre, básicamente estas pruebas son realizadas en pozos con una producción a una tasa constante para algún tiempo, se cierra el pozo usualmente en la superficie, permitiendo que la presión aumente y registrando la presión contra el tiempo habitualmente en el fondo del pozo (ver figura 1). Por medio de estos datos, es posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión actual del área de drenaje, caracterizar el daño o estimulación y heterogeneidades o límites del yacimiento.

En las figuras 2 y 3 se presenta el esquema general de producción y el comportamiento normal generado en un yacimiento como consecuencia de la producción.

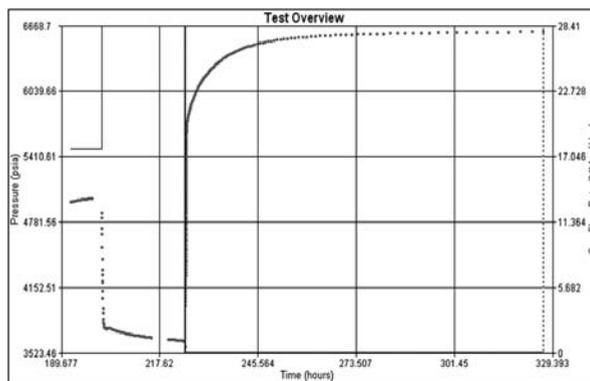


Figura 1. Prueba de cierre (fuente manual del usuario de pansystem¹)

La ecuación desarrollada para pruebas de cierre en unidades de campo, es la siguiente:

$$P_i - P_{ws} = 162.6 \left[\frac{q\mu B}{kh} \right] \text{Log} \left[\frac{t_i + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (1)$$

Donde:

$162.6 \left[\frac{q\mu B}{kh} \right]$ es la pendiente (m) para la gráfica de P_{ws} contra $\text{Log} \left[\frac{t_i + \Delta t}{\Delta t} \right]$; esta gráfica a través de los años se ha llamado gráfica de Horner.

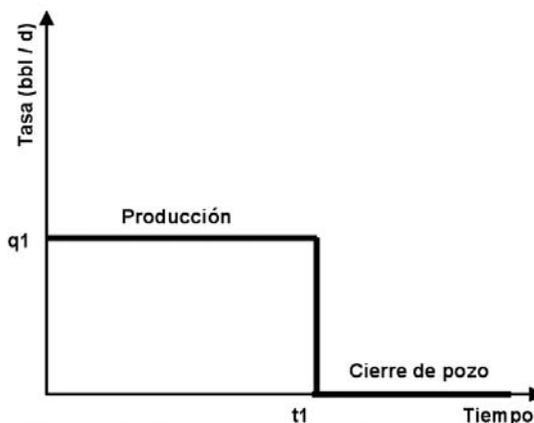


Figura 2. Esquema general de una prueba de cierre

¹ Manual PanSystem v3.1.1 - © Edinburgh Petroleum Services Limited 2003

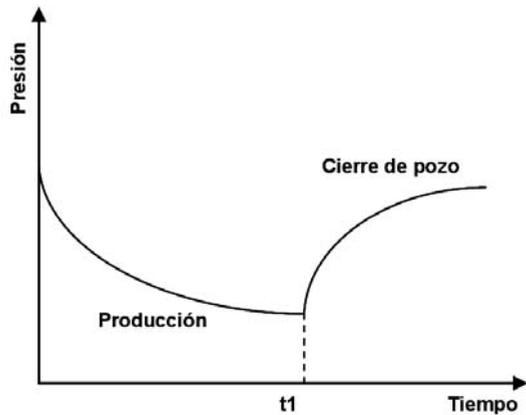


Figura 3. Comportamiento de presión en una prueba de cierre.

Para obtener una prueba de cierre ideal se asume que:

- Se produce un pozo desde un yacimiento infinito (en el cual no se experimenta efectos de límites durante la entrada de flujo y después del periodo de cierre).
- La formación y los fluidos tienen propiedades constantes (ϕ , C_t , K , ρ , fluido incompresible) para que la función Ei aplique.

FALL OFF TEST

Mediante su aplicación es posible realizar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada, permiten determinar las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector.

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo (ver figura 4). La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.

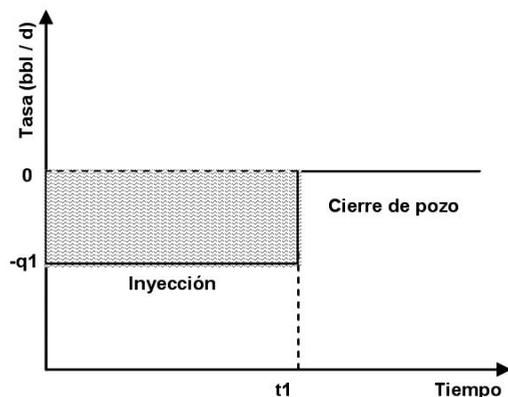


Figura 4. Esquema general de una prueba fall off.

De la figura 4 se observa una etapa de inyección a una tasa $-q1$ (siendo negativa debido a la dirección del flujo), durante un tiempo de inyección $t1$, al cabo del cual se cierra el pozo. Para estas mismas etapas el comportamiento de la presión sería el descrito en la figura 5, donde se observa un incremento de presión durante la etapa de inyección, seguido de un relajamiento de presión durante la etapa de cierre.

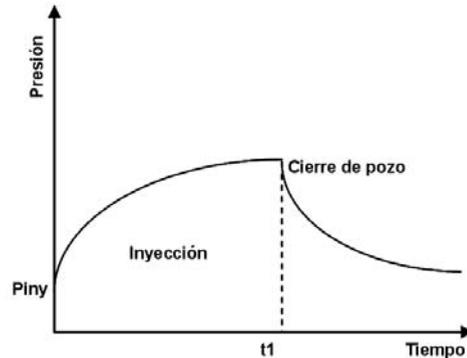


Figura 5. Comportamiento de presión de una prueba fall off.

A partir de este tipo de pruebas se pueden determinar:

- La permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.
- Si existe daño en la formación, originado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, etc. El daño causa reducción de la inyectividad como consecuencia de la disminución de la permeabilidad.
- La presión promedio del yacimiento.
- La presión de ruptura del yacimiento. Es importante controlarla de acuerdo al régimen de inyección deseado.
- La presencia de fracturas en el sistema analizado, dependiendo de la respuesta mostrada por los datos de la prueba

CASO DE ANÁLISIS

Ya que en muchas ocasiones no se dispone del tiempo o el pozo no tiene las condiciones apropiadas para realizar pruebas de presión, es necesario utilizar la información obtenida de otro tipo de pruebas para realizar los respectivos estudios, en este caso en particular se analiza la opción de utilizar los datos de presión obtenidos durante operaciones de fracturamiento hidráulico.

Como caso estudio tenemos el pozo X, el cual ésta completado de acuerdo al estado mecánico mostrado en la figura 6.

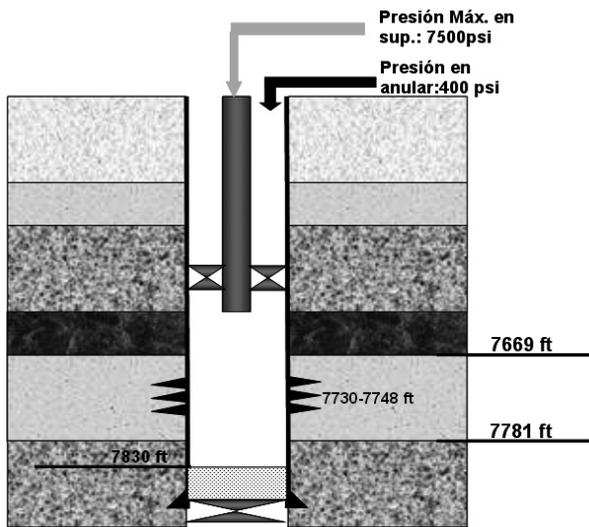


Figura 6. Estado mecánico y ubicación de la zona de interés en el pozo.

Otros datos adicionales se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Información de presiones del sistema.

Información de Yacimiento	Valor	
Profundidad del empaque	7597 ft	7158 ft
Punta del tubing	7667 ft	7291 ft
Capacidad del Casing 7" P110	0,03715 Bbls/ft	
Capacidad Tubing 3 1/2" N-80	0,0087 Bbls/ft	
Presión de estallido	9300 psi	
Presión hidrostática del tubing (Pht)	3162 psi	
Presión hidrostática anular (Pha)	3104 psi	
Balance de presión del tubing (PBT)	7158	

Los datos del yacimiento son relacionados en la tabla 2.

Tabla 2. Información de yacimiento

Información de Yacimiento	Valor
Intervalos a fracturar (ft)	7730-7748
Temperatura de fondo (°F)	140
Porosidad (%)	12,7
Permeabilidad (mD)	90

Presión de fondo fluyendo, Pwf (psi)	2300
°API	10
Bw (RB/STB)	1
μ_o (cP)	0,7
Radio del pozo, rw (ft)	0,2917
Daño (Skin)	0

Para llevar un control de la ubicación y posible altura de la fractura generada, se utiliza el registro de temperatura; éste es corrido antes de generar la fractura y después de generada esta, presentándose diferencias entre estos dos perfiles en la zona fracturada, lo cual puede verse en la figura 7.

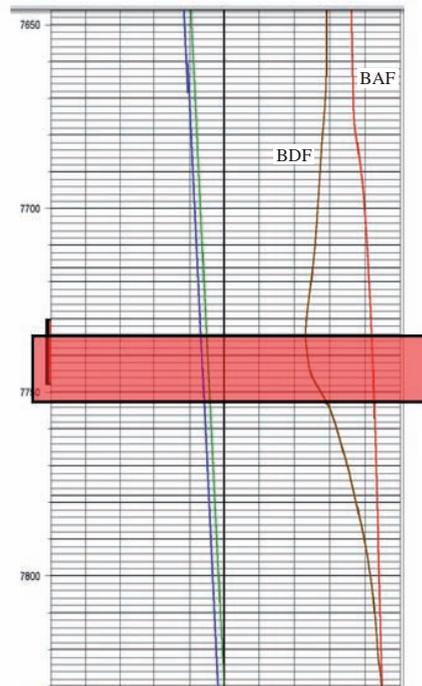


Figura 7. Registro de temperatura antes y después del fracturamiento, pozo X.

Durante la operación de fracturamiento se lleva un registro del comportamiento de presión en superficie; si a esta presión se suma el valor de la presión hidrostática (3252 psi), se tiene la presión en fondo. Ya que el objetivo de este estudio es la caracterización del relajamiento de presión una vez se ha terminado de inyectar el tratamiento, parte de estos datos son relacionados en la tabla 3, los cuales serán utilizados para este análisis

Tabla 3. Datos de presión después del bombeo.

Tiempo (hrs)	Presión (psi)	Tiempo (hrs)	Presión (psi)
0,84	9391	8,5	3494
1	7261	8,75	3473
1,25	6554	9	3454
1,5	6111	9,25	3436
1,75	5758,75	9,5	3419
2	5479	9,75	3403
2,25	5248	10	3388
2,5	5047,75	10,25	3373
2,75	4779	10,5	3359
3	4787	10,75	3346
3,25	4594	11	3333
3,5	4466	11,25	3321
3,75	4362	11,5	3310
4	4270,5	11,75	3299
4,25	4186	12	3289
4,5	4112	12,25	3278
4,75	4045	12,5	3268
5	3983	12,75	3259
5,25	3926	13	3252
5,5	3876	13,25	3252
5,75	3831	13,5	3252
6	3787	13,75	3252
6,25	3747	14	3252
6,5	3711	14,25	3252
6,75	3677	14,5	3252
7	3646	14,75	3252
7,25	3616	15	3252
7,5	3589	15,25	3252
7,75	3563	15,5	3252
8	3538	15,75	3252
8,25	3515	16	3252

Los datos anteriores también son presentados en la figura 9.

DISEÑO DE LA PRUEBA

Con el fin de determinar el grado de confiabilidad de los datos obtenidos del análisis de esta prueba, se realizó el diseño de la misma, obteniendo los siguientes resultados. Para esto se calcula el tiempo al cual finaliza el periodo de almacenamiento (t_{endwbs}), y el tiempo al cual inicia el régimen de flujo pseudo-estable (t_{pss}). Inicialmente se calcula el tiempo de duración del estado pseudo-estable

con el fin de determinar si el tiempo en el que se registró la prueba se puede observar el régimen transitorio (de manera similar a una prueba convencional).

$$t_{pss} = 1200 \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{k} \quad (2)$$

Donde

- Ø.....Porosidad.
- μ.....Viscosidad (cp).
- C_t.....Compresibilidad total.
- r_e.....Radio de drenaje (ft).
- k.....Permeabilidad (mD).

El valor de la compresibilidad total se calcula a partir de la ecuación 3

$$C_t = \phi(S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g) + (1 - \phi)C_f \quad (3)$$

- C_w.....Compresibilidad del agua (psi⁻¹)
- C_g.....Compresibilidad del gas (psi⁻¹)
- C_f.....Compresibilidad de formación (psi⁻¹)
- C_o.....Compresibilidad de aceite (psi⁻¹)
- S_w.....Saturación de agua (Fracción)
- S_g.....Saturación de gas (Fracción)
- S_o.....Saturación de aceite (Fracción)

Asumiendo que el medio poroso se encuentra saturado únicamente por agua, y tomando como dato de compresibilidad del fluido del sistema estudiado (C_f) de 5X10⁻⁴(psi⁻¹), se obtiene un valor de 4,43X10⁻⁴ (psi⁻¹).

Reemplazando las propiedades de roca y fluido se calcula el valor del tpss

$$t_{pss} = \frac{1200*(0,127*0,7*4,43X10^{-4}*(400^2)}{90}$$

$$t_{pss} = 83,988 \text{ horas}$$

Debido a que la prueba se corrió durante 16 horas, se tomaron todos los datos de la prueba, ya que estos se encontraban dentro del límite de tiempo encontrado para el estado transitorio. A continuación se calcula el tiempo hasta el cual se tendrían efectos de almacenamiento (t_{endwbs}) en los datos obtenidos en la prueba aplicando la ecuación 4, donde se asume un área de drenaje circular actuando infinitamente con un pozo en el centro.

$$t_{endWBS} = \frac{170000 * c_s * e^{0.14*S}}{\frac{kh}{\mu}} \quad (4)$$

Donde

Cs... Coeficiente de almacenamiento (bbl/psi).

S.....Factor de daño.

h.....Espesor de la arena (ft).

El valor del coeficiente de almacenamiento se calcula a partir de la ecuación 5.

$$C_s = 25,65 \frac{A_{WB}}{\rho_{WB}} \quad (5)$$

Donde los términos A_{WB} y ρ_{WB} , el área transversal del flujo del pozo y la densidad del fluido en el mismo.

$$C_s = (25,65 * 0,267) / 61.041 = 0,11219 \text{ bbl/psi}$$

Teniendo en cuenta que el t_{endWBS} es de 1,33 horas, se puede concluir que los datos obtenidos con esta prueba son válidos para realizar el diagnóstico del flujo transitorio.

PROCEDIMIENTO BÁSICO PARA EL ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN:

Para la interpretación de la prueba se utilizó la metodología de interpretación convencional que se describe a continuación:

- Obtención y preparación de los datos de fondo de pozo:
 - > Recorte y reducción de datos
 - > Suavización de la tendencia de los datos
- Obtención de la información básica de pozo y yacimiento.
- Obtención de la secuencia de eventos y estado mecánico del pozo durante la prueba.
- División de la prueba en períodos de flujo y cálculo de caudales.

- Construcción del historial de producción y presión del pozo.
- Construcción de la derivada radial de presión y del gráfico de diagnóstico.
- Selección de los modelos de pozo, yacimiento y fronteras para la interpretación de la prueba, de acuerdo a las evidencias reales y gráficas.
- Visualización de los distintos regímenes de flujo presentes de acuerdo a los modelos elegidos.
- Construcción de los gráficos especializados de los diferentes regímenes de flujo presentes y cálculo de los parámetros correspondientes.

Para una mejor comprensión de la metodología de interpretación, en la figura 8 se muestra los pasos a tener en cuenta y el diagrama de flujo para este proceso.

Como diagnóstico de la prueba se tiene la gráfica que se muestra en la figura 9; en esta gráfica se puede observar el comportamiento de la presión durante el periodo inyección seguido del periodo de cierre del pozo, cuando la presión inicia a declinar y estabiliza al final de la prueba llegando nuevamente a la presión promedio de yacimiento. En la figura 10 se muestra el análisis de la prueba en el gráfico semilogarítmico, de este análisis se calcula información de las propiedades del yacimiento (K, Conductividad, presión promedio, Skin) Estos datos son reportados en la tabla 4.

En la gráfica de la derivada de la presión (Figura 11) se muestra un comportamiento y una respuesta de la presión que obedece a efectos de límite de yacimiento, después del flujo radial se observa un cambio en la pendiente de la curva de la derivada de la presión donde muy probablemente el tiempo de la prueba fue suficiente para detectar características del modelo de yacimiento. De acuerdo con el análisis realizado en la interpretación de esta prueba se tiene:

- Yacimiento tipo canal donde se observa dos barreras de no flujo, posiblemente asociado a un sistema de fallas paralelas, ó relacionado al ambiente de depositación del yacimiento que corresponde a un ambiente de tipo fluvial; es probable que el yacimiento tipo canal obedece a un yacimiento con geometría meandriforme, lo cual se interpreta como dos barreras de no flujo. Según los límites de yacimiento y la respuesta de la presión, el pozo se encuentra recostado a una de la barreras de no flujo.

Tabla 4. Resultados de la prueba

Propiedad	Valor
Permeabilidad (mD)	4,46
Conductividad (mD.ft)	499,21
Radio de Investigación (ft)	34,36
Eficiencia de flujo	0,97
Caída de presión por daño (psi)	64,15
Factor de daño	0,11
Presión extrapolada (psi)	6983,11

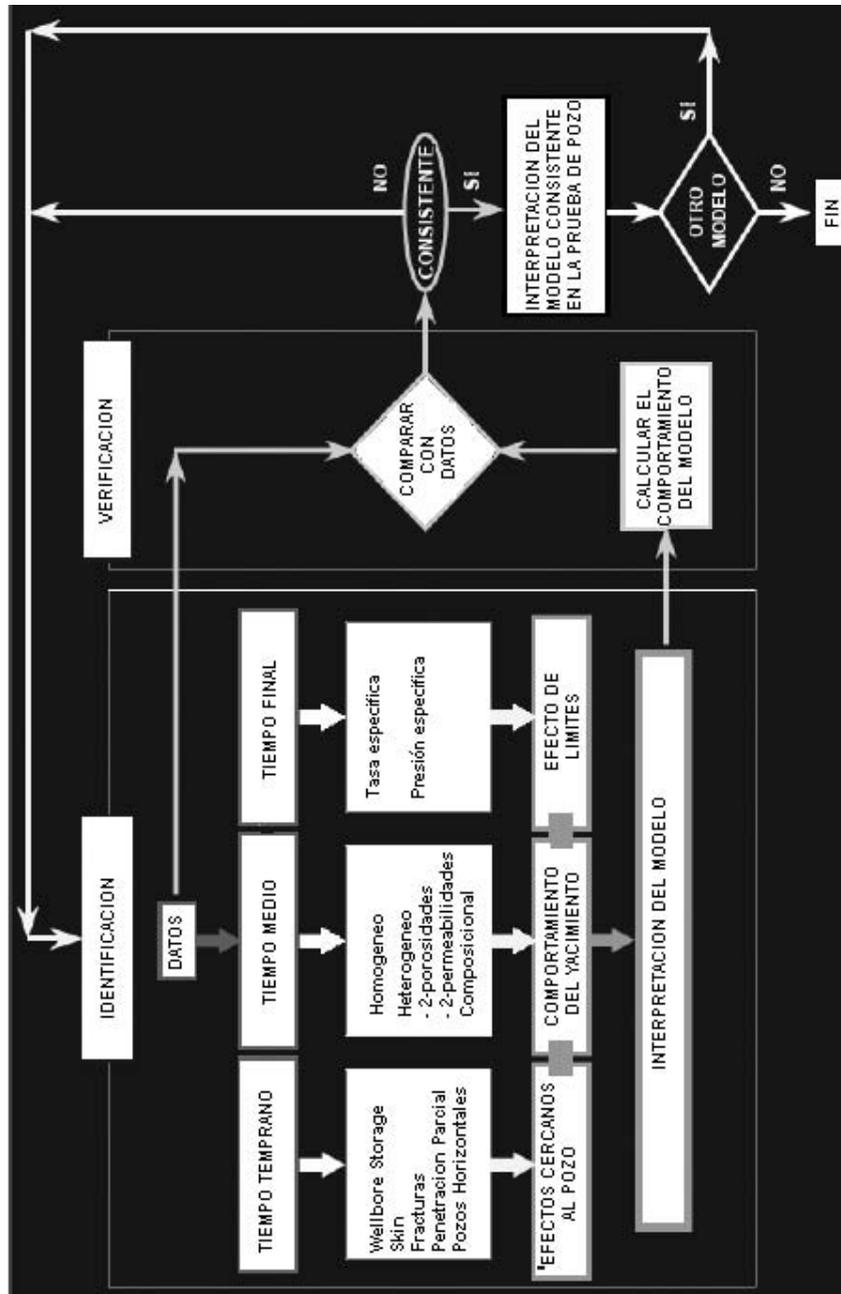


Figura 8. Metodología para interpretación de pruebas

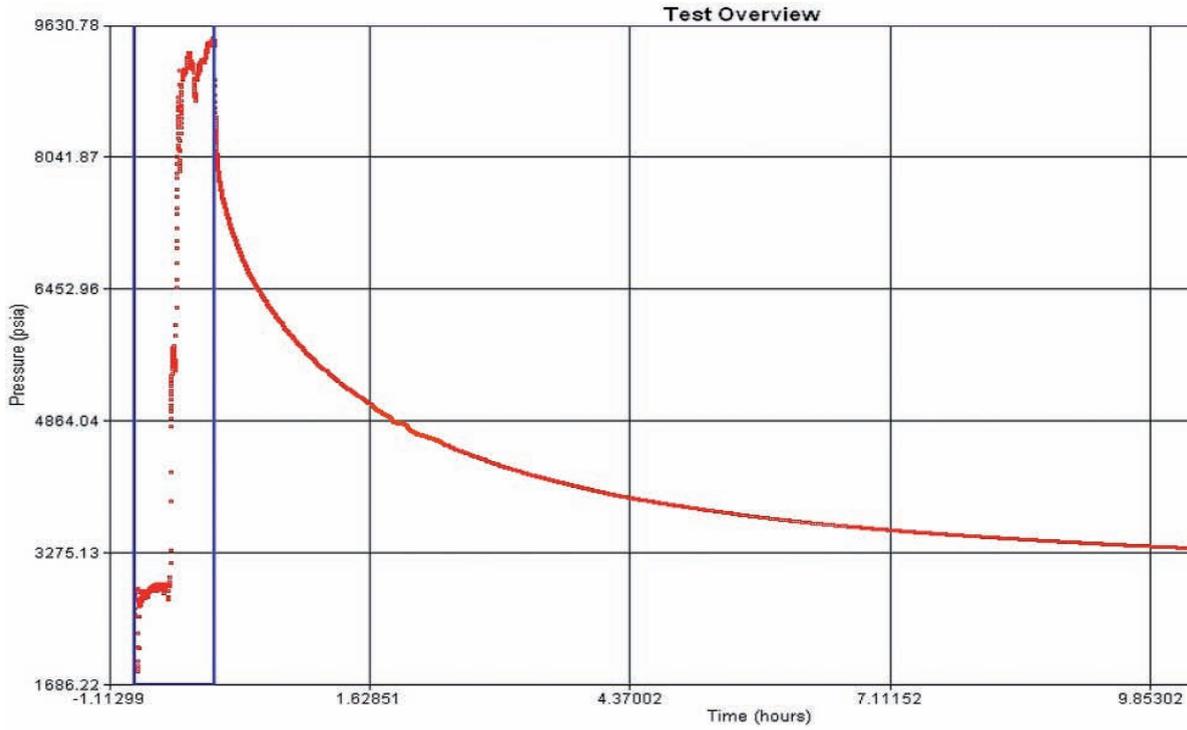


Figura 9. Comportamiento de la presión durante el fracturamiento, Pozo X.

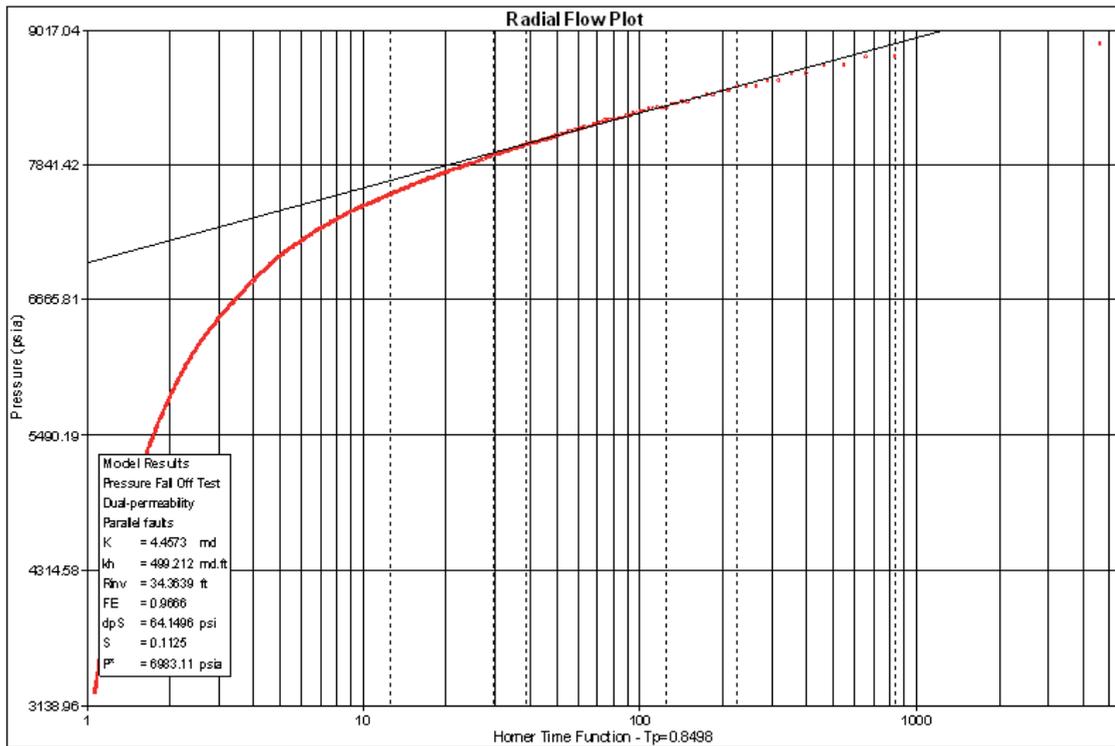


Figura 10. Gráfico Semilog

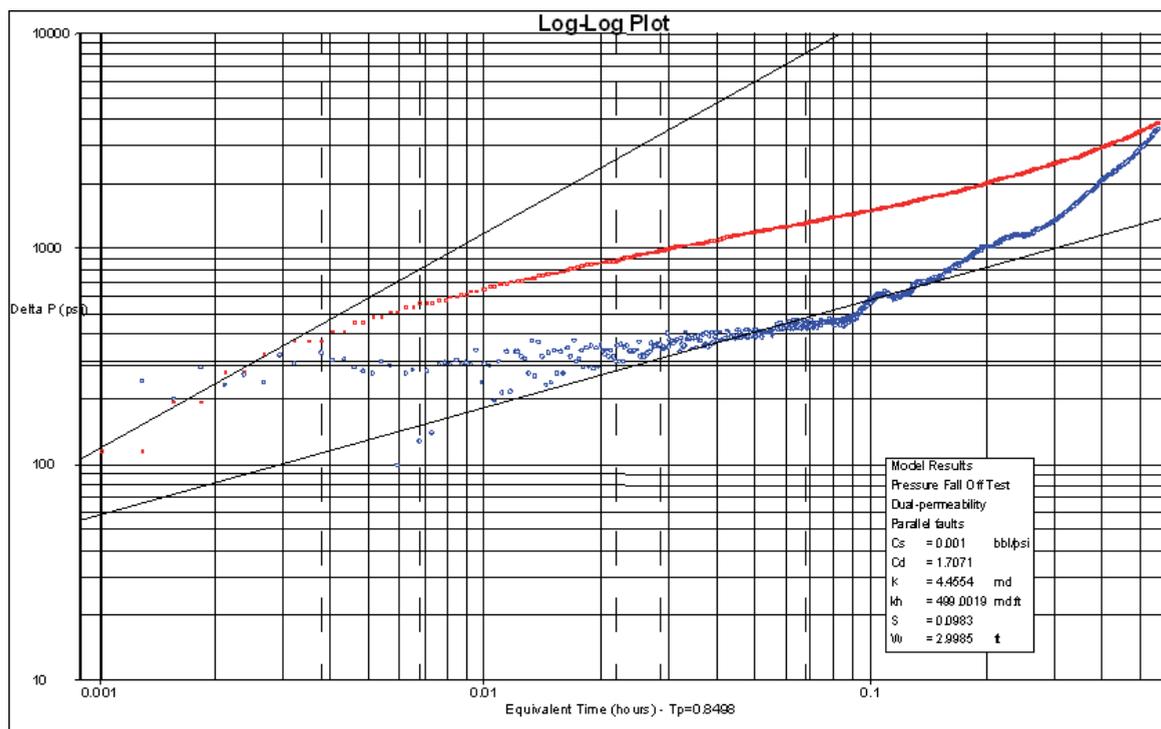


Figura 11. Gráfica de la Derivada de la Presión

CONCLUSIONES

Los datos registrados durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, pueden ser utilizados para ser interpretados de igual forma a una prueba de presión convencional, teniendo en cuenta las propiedades del fluido utilizado durante la prueba de inyectividad, ya sea salmuera, crudo u otro fluido, con el fin de conocer las propiedades del yacimiento en el área de drenaje, en pozos donde la información disponible de pruebas de presión es mínima o inexistente.

El análisis de este tipo de pruebas puede ser muy útil para la evaluación de la efectividad del trabajo de fracturamiento hidráulico como técnica de estimulación de pozo.

3. Horner, D. R.: "Pressure Buildup in Wells," *Proc., Third World Pet. Cong., The Hague (1951) II*, 503-523.
4. Lee, W.J.: *Well Testing*, SPOE Dallas, TX; SPE Textbook Series, No. 1, (1982)
5. Manual PanSystem v3.1.1 - © *Edinburgh Petroleum Services Limited* 2003
6. Economides, Michel Post-treatment Evaluation and Fracture Well Performance. University of Houston.

Fecha de recepción: Septiembre de 2009

Fecha de aceptación: Noviembre de 2009

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Earlougher, R.C. Jr.: *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1977), 5.
2. Horne, Roland N.: *Modern Well Test Analysis*. Segunda edición, Petroway, Inc., Palo Alto, California (1995), 94-101.