

MAREOS INTERPRETATIVOS EN REGISTROS DE PRESIÓN DE FONDO: REDISTRIBUCIÓN DE FASES Y MAREAS

Dr. Damián Strier, Roch SA - Ing. Ricardo Palacios, PTA
dstrier@roch.com.ar; ripalaciosl@yahoo.com.ar

Sinopsis

Los ensayos de presión permiten obtener una representación plausible de la geometría y los parámetros del reservorio en un cierto radio de investigación cercano al pozo. El sustento teórico para el análisis lo proveen las soluciones de las ecuaciones dinámicas dentro del reservorio. El pozo se acopla al reservorio a través de una condición de contorno en la cara del pozo, y por lo tanto queda excluido del análisis todo lo que ocurra dentro del mismo, que es donde se realiza la medición. A pesar de que este planteo ha sido enormemente fructífero, posee limitaciones. Por ejemplo, debido a la compresibilidad de los fluidos, a consecuencia del volumen real del pozo, ocurre un retraso en la respuesta de la presión durante los primeros instantes posteriores a un cierre o apertura en superficie. Usualmente se incorpora este efecto, agregando un término fenomenológico de almacenaje. Sin embargo, existen manifestaciones más sutiles de la dinámica de los fluidos dentro del pozo, que persisten durante tiempos que exceden los del almacenaje, distorsionando los regímenes de flujo a partir de los que luego se extraen los parámetros de reservorio, induciendo errores interpretativos. El objetivo de este trabajo es presentar dos casos donde la respuesta de formación es modificada por efectos de redistribución de fases, mostrando la corrección necesaria para obtener una evaluación coherente dentro del esquema de interpretación usual.

En el primer caso, los mencionados efectos de redistribución de fases son notorios a simple vista en el gráfico lineal de presiones e induce a pensar la imposibilidad de su análisis. La distorsión tan pronunciada de las presiones no es causada por una falla operativa durante el ensayo, sino a la ubicación del registrador electrónico de presiones. Además, este caso presenta la influencia de otro fenómeno externo al sistema: la oscilación forzada de mareas. El segundo caso muestra la modificación de la respuesta de presiones causada luego de superados los efectos de almacenaje y el cambio en el modelo teórico de reservorio luego de realizada la corrección de los datos.

Del presente trabajo se concluye la importancia de realizar mediciones simultáneas de presiones en fondo y boca de pozo que permitan identificar respuestas derivadas de redistribución de fases y posibilite su corrección.

Introducción

Cuando planeamos realizar un ensayo con medición de presión y caudales, pensamos inmediatamente en utilizar un registrador electrónico de presión y temperatura con memoria, separador trifásico de fluidos y válvula de cierre en fondo. Esta última herramienta facilita la separación de todo aquello que es ajeno a la respuesta propia del reservorio, ya que no sólo cumple el objetivo básico de reducir la duración del período de almacenaje, sino que asimismo minimiza las complejidades asociadas al flujo multifásico en cañerías. A pesar de estas ventajas, es normal descartar la utilización de la válvula de cierre en fondo para reducir los costos y la posibilidad de eventuales problemas operativos. Dependiendo del tipo de fluido y las condiciones del ensayo, es de esperar que en un ensayo con cierre en superficie, se observe un aumento de los efectos exógenos al reservorio en la composición de los registros.

Excepto cuando lo que se busca es investigar regímenes de flujo muy tempranos, un diseño apropiado del ensayo consigue por lo general contrarrestar los efectos adversos del almacenaje, aun considerando cambios en la compresibilidad de los fluidos. Existen varios modelos heurísticos que ajustan correctamente este proceso. Más complejo resulta el problema de la redistribución de fases durante un cierre. En efecto, aún en los casos en que los fluidos en el reservorio constituyan una fase homogénea, y que esta propiedad se mantenga cerca de los punzados, es poco frecuente que el flujo a lo largo de toda la cañería sea monofásico. Por ejemplo, aún si durante la fluencia de un pozo de petróleo, la presión dinámica de fondo se mantiene por encima del punto de burbuja, es poco probable que la presión en boca sea tan alta como para que no aparezca gas a partir de algún punto de la columna. Algo similar puede decirse para el caso de gas, respecto de la presión de rocío. Esta es una de las razones por las que se busca que los periodos de fluencia sean mayores a los tiempos característicos de estabilización de las relaciones gas/líquido, o petróleo/agua (medidas en

superficie), posibilitando una estimación de las alteraciones causadas luego del cierre por efecto de la redistribución de fases. Al cerrar el pozo en superficie con el objetivo de registrar la recuperación de presión, tenemos un tiempo inicial de compresión, dominado por superposición de ondas de presión a lo largo del pozo y redistribución de fases. Es frecuente observar el denominado “efecto humping”, identificado y reproducido en laboratorio (Ref.6 y 7). En algunos casos estas alteraciones impiden el análisis o al menos dificultan la identificación de un modelo matemático representativo del reservorio.

Una forma de reducir estos efectos, es simplemente ubicar el registrador de presiones tan próximo a los punzados como sea posible. Cuando se cierra el pozo comenzará la caída del líquido distribuido uniformemente en la tubería durante la fluencia, tendiendo a estabilizarse con el líquido en la parte inferior y el gas en la parte superior.

Sí el registrador se encuentra muy por encima de los punzados, podría suceder que el registrador quede expuesto a la fase gaseosa. Es decir, durante el cierre, el peso del fluido por encima del registrador ha ido disminuyendo, provocando una alteración de las presiones que las apartan de la respuesta del reservorio. En ocasiones esta redistribución de fases se extiende varias horas, superando el tiempo correspondiente al conocido efecto de almacenaje. En general, cuánto más alejado de los punzados se encuentre el registrador de presión, mayores pueden ser las alteraciones sobre las presiones medidas.

A la hora de interpretar los datos de presión de un período de cierre, es necesario tener en cuenta los efectos de redistribución de fases, ya sea que sucedan durante los efectos de almacenaje o se extiendan durante todo el período. En el primero de los casos puede ser despreciable el efecto sobre el comportamiento de las presiones como respuesta del reservorio, pero sí debe tenerse en cuenta al corregir la presión estática a nivel de punzados o de referencia. En el segundo caso no debe confundirse con supuestos límites, cambios de movilidad, etc.

En este trabajo se presentarán dos casos de análisis de presiones de recuperación de presiones, el primero con una profunda influencia de redistribución de fases en la porción inicial de los datos, seguido de efectos de marea y el segundo caso se muestra la influencia en la elección del modelo matemático.

Desarrollo

Corrección de Datos

Varias pueden ser las formas, tiempos y magnitudes en que los fluidos en el pozo se comporten y afecten la respuesta del reservorio. Dejando de lado los efectos “tradicionales” de almacenaje, resumidos como efectos de compresión y progresiva disminución a despreciable del caudal que aporta el reservorio al pozo a partir del momento que se produce el cierre del mismo, podemos enumerar los siguientes casos de perturbaciones detectadas en los ensayos con cierre en superficie y medición de presiones en fondo de pozo:

1. Una vez superados los efectos de almacenaje continúa la compresión de los fluidos por encima del registrador de presiones. De haber redistribución de fases, ocurre durante el almacenaje y no afecta sensiblemente la respuesta del reservorio, solamente se observan perturbaciones durante dicho almacenaje.
2. Se produce redistribución de fases posterior a los efectos de almacenaje y, simultáneamente, continúa la compresión de los fluidos.
3. La redistribución de fases ocurre en el comienzo del período de cierre, quedando el líquido por debajo y el gas por encima del registrador de presiones. Luego de superados los efectos de almacenaje continúa la compresión de los fluidos.

Previo a corregir los datos de presión de fondo de pozo, tenemos que pensar que queremos lograr. Lo ideal sería independizarnos de lo que suceda en la tubería por encima del registrador y, de esta forma, los datos serán respuesta del reservorio con una mínima alteración causada por los fluidos debajo del registrador. Al no disponer válvula de cierre en fondo imaginemos que sucedería de tenerla. En primera instancia al cerrar en superficie el peso de los fluidos sobre la válvula se mantendría constante y, en segunda instancia, no habría compresión de los fluidos presentes en la tubería entre las válvulas de fondo y superficie.

En otras palabras, tenemos dos posibles correcciones a realizar, la primera para mantener constante las proporciones de fluidos (peso) en la tubería al momento del cierre y la segunda para compensar el aumento de densidad por compresión encima del registrador.

Resumiendo, las correcciones serán:

Corrección 1

Esta corrección es en especial importante cuándo se presenta un caso 3.

Se calculan los gradientes de presión promedio en la tubería (GPP) con los datos de presiones en fondo y boca de pozo para cada Dt_{cierre} . A cada valor de GPP en tubería se le resta el GPP correspondiente al último par de datos del período de fluencia, se calcula la variación de presión equivalente y se la suma al correspondiente valor de presión de fondo.

Corrección 2

A su vez esta segunda corrección se subdivide en dos casos posibles:

- a) Un primer caso se presenta cuándo superados los efectos de almacenaje solamente debemos corregir por compresión de los fluidos por encima del registrador. Para esto se calculan los GPP en la tubería con los datos de presiones en fondo y boca de pozo para cada Dt_{cierre} . A cada valor de GPP en tubería **posterior** a la porción inicial de cierre afectada por el almacenaje del pozo, se le resta el GPP correspondiente al valor inicial una vez el almacenaje del pozo es considerado despreciable y, la variación de presión equivalente, se la suma al correspondiente valor de presión de fondo.
- b) Cuándo se presenta un caso 2, compresión de fluidos y redistribución tardía de fases, tendremos dos correcciones necesarias. Para poder realizar correcciones necesitamos que, previo al comienzo de la redistribución de fases, la variación por compresión posteriores al almacenaje se manifieste el suficiente tiempo que permita realizar una proyección teórica de este comportamiento más allá del comienzo de la mencionada redistribución tardía de fases. La curva de GPP afectada por la compresión por encima del registrador, parte medida y parte proyectada, será tomada como base para el cálculo de las correcciones. Siempre en referencia a los datos una vez superados los efectos tradicionales de almacenaje, la corrección por compresión se realizará entre cada valor de la curva GPP -parte real y parte proyectada- y el primer GPP, y la corrección por decantación de líquido será la diferencia entre esa misma curva y la curva real de GPP a partir del comienzo de dicha redistribución de fases.

Ejemplo 1

El ensayo a continuación corresponde a un pozo productor de gas con un ángulo de desviación importante. Se realizó el ensayo bajando un registrador electrónico de presión a la profundidad de 1050 mbbp (866.6 m vertical). La imposibilidad de superar esta profundidad, provocó que el registrador quede ubicado aproximadamente 283 m verticales por encima de los punzados (1626/1632 mbbp -1150/53 m vertical). Durante la bajada se realizó un gradiente estático. Una vez en fondo se abrió el pozo por orificio de 5 mm con registro de presiones en boca de pozo. Luego de 24 horas de fluencia se cerró el pozo durante 64 horas. Una vez finalizada la recuperación de presión planeada, se recuperaron los registradores de presión a superficie realizando un gradiente estático.

Resultados Principales

La tabla 1 muestra los resultados principales obtenidos:

Orificio (mm)	Duración (hrs)	Presión de Fondo (kg/cm ²)	Presión de Boca (kg/cm ²)	Caudal de Gas. (m ³ /d)	Caudal de Pet. (m ³ /d)	Caudal de Agua (m ³ /d)	Grad. de presión promedio (kg/cm ² /m)
Prod. Previa				77320	0.27	31.93	
Cierre				0	0	0	
5	24	89.77	69.14	45000	0.18	22	0.0238
Cierre	64	98.99	92.09	0	0	0	0.0080

Tabla 1

El gradiente de presión promedio en la tubería por encima del registrador de presión, muestra un valor de 0.0238 kg/cm²/m, acorde a la producción de gas y líquido. El gradiente promedio en tubería al final el período de cierre de 0.008 kg/cm²/m, indica que el líquido ha decantado por debajo del registrador, anticipando la posibilidad de perturbaciones que dificulten la interpretación de los datos de presión.

Análisis visual de los datos de presión

Las curvas en la parte superior de la figura 1 corresponden al gráfico lineal de presiones registradas en fondo, línea de puntos en verde, y presiones registradas en superficie, línea de puntos en marrón.

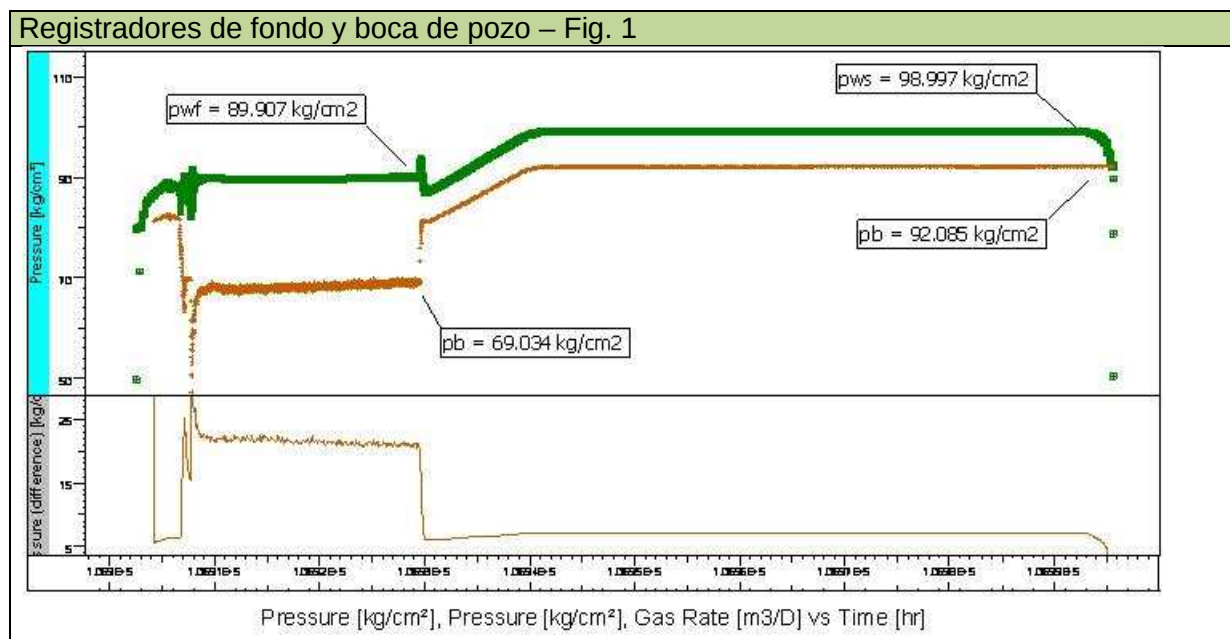
La parte inferior del gráfico, línea continua en marrón, es la diferencia de presiones de ambas curvas, presiones de fondo y de boca de pozo.

La diferencia en el comportamiento de los registradores de presión en boca de pozo y el registrador ubicado a 866.6 m de profundidad vertical al comienzo del período de cierre, es causado por un reacomodamiento de fases en el pozo.

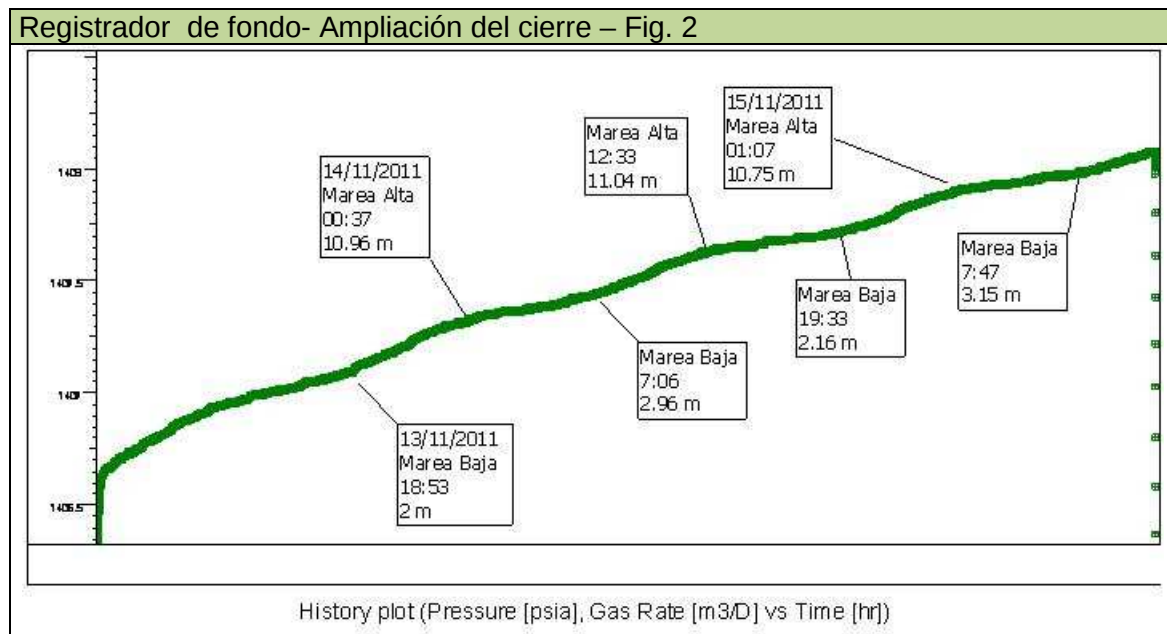
Al cerrar el pozo el gradiente de presión baja de 0.0238 kg/cm²/m (líquido y gas) a 0.00665 kg/cm²/m (gas) y comienza a incrementar nuevamente por compresión hasta 0.008 kg/cm²/m. Es evidente que el líquido se deposita por debajo del registrador.

La curva de presión en boca de pozo, en el comienzo del período de cierre, se encuentra alterada por efectos de humping.

Para poder analizar los datos de fondo debemos aplicar correcciones a las presiones medidas. El hecho que el peso de los fluidos por encima del registrador disminuya, significa que la respuesta del reservorio es alterada y se deberá intentar eliminar dicha alteración.



La figura 2 es una ampliación del periodo de cierre. Adicionalmente a las perturbaciones ocasionadas por la redistribución de fases, se observan oscilaciones con ciclos de aproximadamente de 12 hrs. Inmediatamente se asoció a influencia de mareas considerando la cercanía del mar. Si esto es así, justificaría el mantenimiento de presión del reservorio a través del tiempo y fijaría su valor en la presión ejercida por la columna de agua de mar.



Se compararon los tiempos de los registradores de presión con la tabla de mareas observándose un muy buen ajuste.

Corrección de datos

Este ejemplo se comporta según el caso 3, por lo tanto se realizarán dos correcciones.

Ambas correcciones son independientes, no deben realizarse simultáneamente pues habría dos correcciones superpuestas por compresión referidas a gradientes de presión distintos. Si bien podríamos pensar que una corrección es suficiente, no es posible ya que el caudal no disminuye a cero en forma instantánea y sigue habiendo aporte de fluidos hacia el pozo. Es decir, cada corrección asume masa constante en el pozo por encima del registrador que difieren entre sí y buscan objetivos diferentes:

- La primera corrección con referencia al GPP correspondiente al último valor de fluencia, nos permitirá obtener un valor aceptable de la presión.
- La segunda corrección referida al gradiente promedio inicial en tubería luego de superados los efectos de almacenaje, nos permitirá ajustar el valor de conductividad de formación kh , el factor de daño y verificar el modelo de reservorio visto en la curva derivada de los datos previo a la corrección.

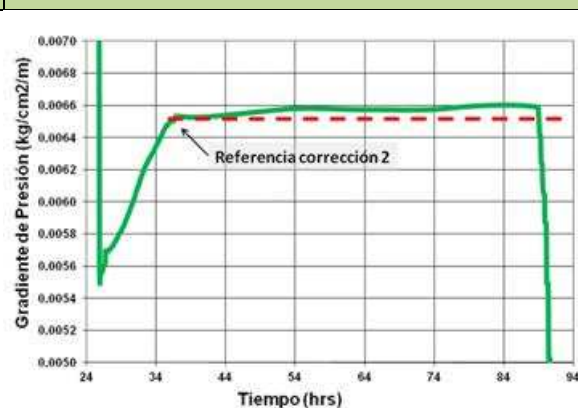
Los gráficos 3 y 4 indican los valores de referencia a utilizar en las correcciones.

Esta segunda modificación no es fácilmente identificable en un gráfico lineal, generalmente la modificación se manifiesta en la curva derivada del gráfico logarítmico.

Gráf. de gradiente de presión (Cierre) – Fig.3



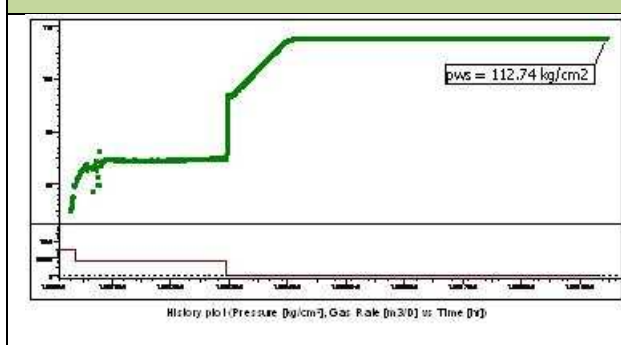
Gráf. de grad. de pres. (Ampliación) – Fig.4



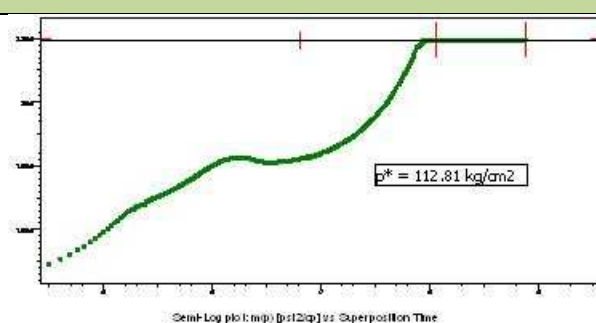
Corrección 1

La figura 5 es el resultado de las presiones de fondo corregidas. Vemos que el comportamiento ha cambiado y es similar a las presiones medidas en superficie.

Gráfico lineal de presión (corregido) – Fig.5



Gráf. superposición – Fig.6



La última presión de cierre luego de corregir los datos de presión, es de 112.74 kg/cm² y la presión extrapolada 112.81 kg/cm² a 866.6 m de profundidad vertical.

Al corregir los datos de presión de fondo estamos diciendo que asumimos una columna de fluidos homogénea entre superficie y punzados. Por lo tanto, la corrección de la presión extrapolada a tope de punzados debe hacerse con el GPP en la tubería calculado con el valor corregido de la última presión en fondo del cierre y la correspondiente presión en boca de pozo, esto es 0.0238 kg/cm²/m.

Esta presión corregida a tope de punzados es 119.55 kg/cm². Teniendo en cuenta que la corrección involucra un aumento del GPP por compresión, debemos restar su influencia. La corrección por compresión da un aumento de la presión final de cierre de 1.15 kg/cm², que restando al valor anterior dará **118.40 kg/cm²**.

La densidad del agua de mar es aproximadamente 1.028 gr/cc, es decir ejercerá una presión de **118.22 kg/cm²** en 1150 m vertical.

Interpretación con datos sin corregir

La interpretación del ensayo de presión fue realizada utilizando un programa de interpretación de presiones transitorias.

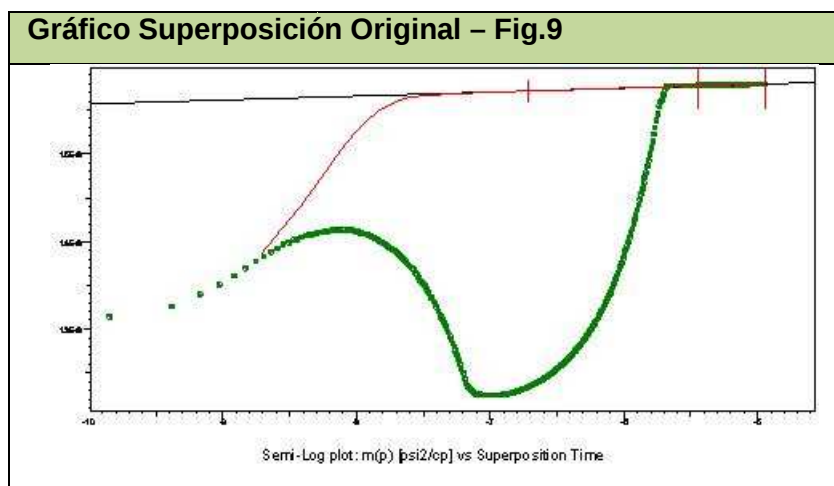
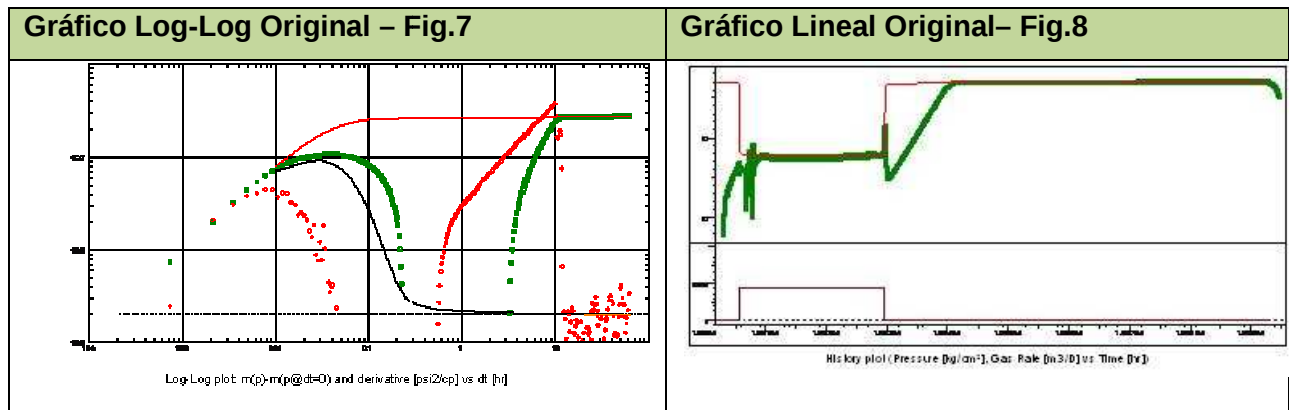
Para la interpretación de los datos se utilizó el historial completo de caudales desde el comienzo de producción del pozo.

El gráfico logarítmico de Dp vs.Dt y curva derivada (Fig.7) correspondiente al período de cierre, al igual que el gráfico lineal (Fig.8), muestran el comportamiento inicial característico de reacomodamiento de fases mencionado anteriormente. Inicialmente comienza la recuperación de presión y rápidamente cae por debajo

de la presión de fluencia. Este comportamiento es indicativo que el líquido por encima del registrador de presión cae debajo de este y luego continúa la compresión del fluido aproximando la estabilización de la presión.

La curva derivada en el gráfico logarítmico muestra un comportamiento ruidoso luego del tramo inicial afectado por acomodamiento de fases. No obstante, se asumió un comportamiento de flujo radial y modeló haciendo coincidir la permeabilidad con la obtenida de la línea recta en el gráfico semilogarítmico luego de superarse los efectos de almacenaje (Fig.9- Gráfico de superposición).

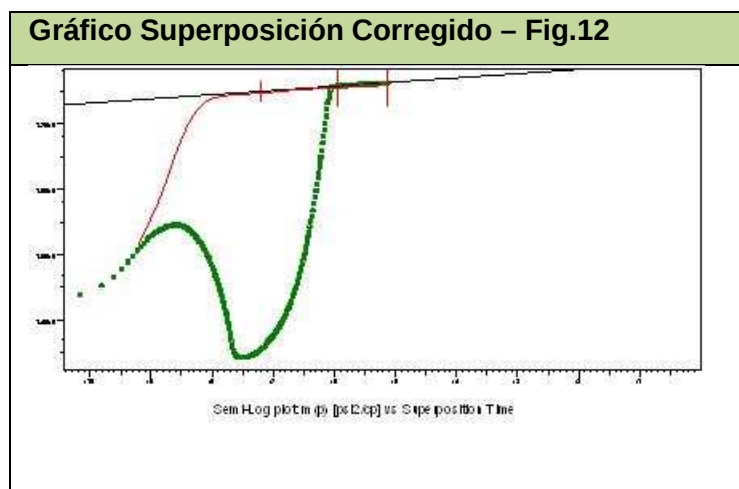
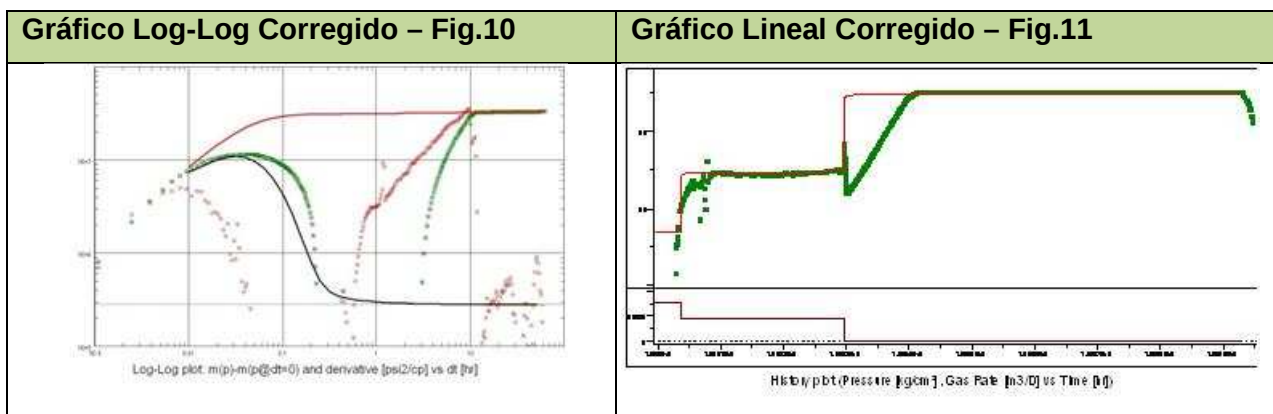
Tanto el análisis logarítmico como el semilogarítmico muestran un factor de daño muy alto.



Corrección 2 e interpretación con datos corregidos

En la Fig.4, ampliación del gráfico con la curva de la evolución del GPP en la tubería por encima del registrador de presión, se observa la variación debido a compresión luego de la separación inicial de fases. El gradiente de presión varía de 0.00791 a 0.008 kg/cm²/m. Esta variación de gradiente de presión afecta la presión como respuesta de la formación productora, por tal motivo se realiza una nueva interpretación utilizando los datos de presión corregidos.

Una vez corregidos los datos se generan nuevamente los gráficos y cálculos correspondientes.



Comparación de resultados

La tabla 2 muestra los resultados de la interpretación utilizando los datos de fondo originales y los obtenidos con los datos corregidos por los cambios de densidad del fluido entre el registrador de presión y la boca de pozo.

	Original		Corregido		Error +/- %
	Log.	Superp.	Log.	Superp.	
p_i (kg/cm²a) en 866.6 m	99.61	99.6	101.1	101.14	
p_i (kg/cm²a) en tope de punzado				118.40	
kh (mD.m)	1270	1270	757	768	+65
k (mD)	423	424	252	256	+65
s	77.5	77.5	49	50.1	+77
Dp Skin (kg/cm²)	8.13	8.13	8.5	8.6	-5.5
Rinv. período analizado (m)	1320		1020		+29

Tabla 2

Ejemplo 2

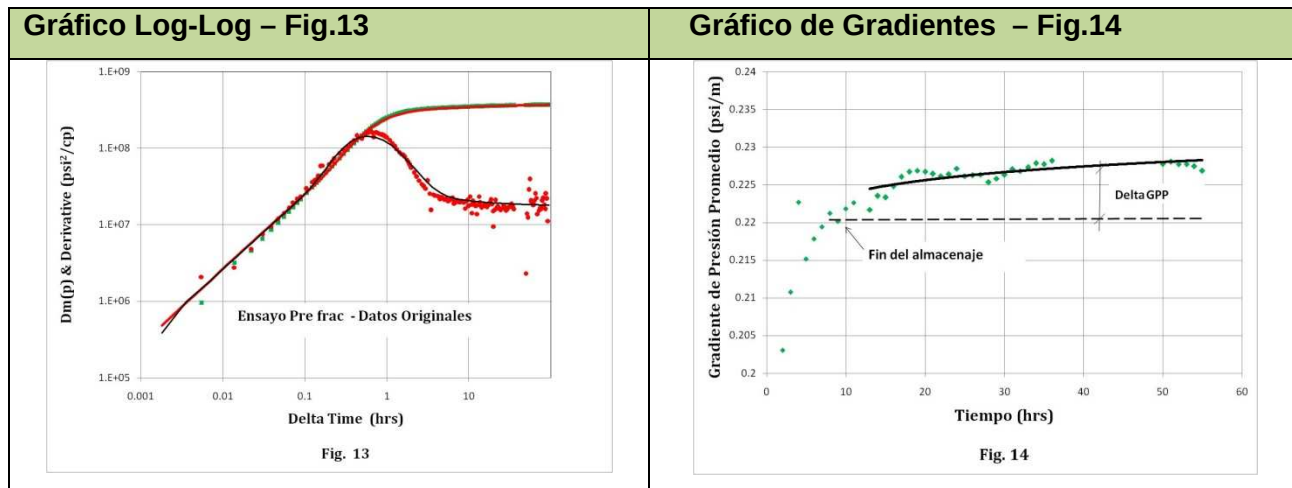
En el siguiente ejemplo se analizan dos ensayos, pre y post fractura en un pozo productor de gas. Inicialmente, en el gráfico logarítmico (Fig. 16) del ensayo post fractura, no se detecta el comportamiento característico de flujo lineal o bilineal, pendiente $\frac{1}{2}$ ó $\frac{1}{4}$.

Ensayo pre fractura

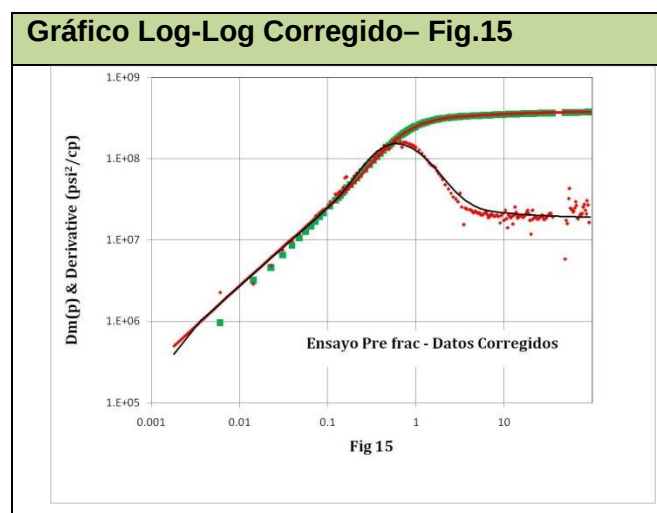
Previo a fracturar la formación se realizó un ensayo de fluencia y recuperación de presión. El caudal producido fue de 35000 m³/d, la presión inicial $p_i = 161.29 \text{ kg/cm}^2$ y presión de fluencia $p_{wf} = 39 \text{ kg/cm}^2$. Durante este ensayo pre fractura, no fluyó líquido a superficie. No obstante, las presiones de fondo durante la fluencia indican su presencia en la tubería, aparentemente la velocidad del gas no fue suficiente para levantar los líquidos a superficie.

La curva derivada del gráfico logarítmico (Fig.13) muestra una recta horizontal característica de flujo radial hacia el pozo en un reservorio homogéneo. Con este modelo se calculan los parámetros característicos de la formación.

Las presiones en boca de pozo fueron medidas con balanza de pesos muertos. Calculamos y graficamos (Fig.14) los GPP correspondientes al período de cierre.



Tomamos el gradiente promedio al final de los efectos de almacenaje como valor de referencia. Para cada Dt del cierre calculamos la variación de presión causada por la variación de gradiente respecto al valor de referencia, adicionamos a cada presión de cierre, graficamos (Fig.15) y calculamos nuevamente los parámetros característicos de la formación.



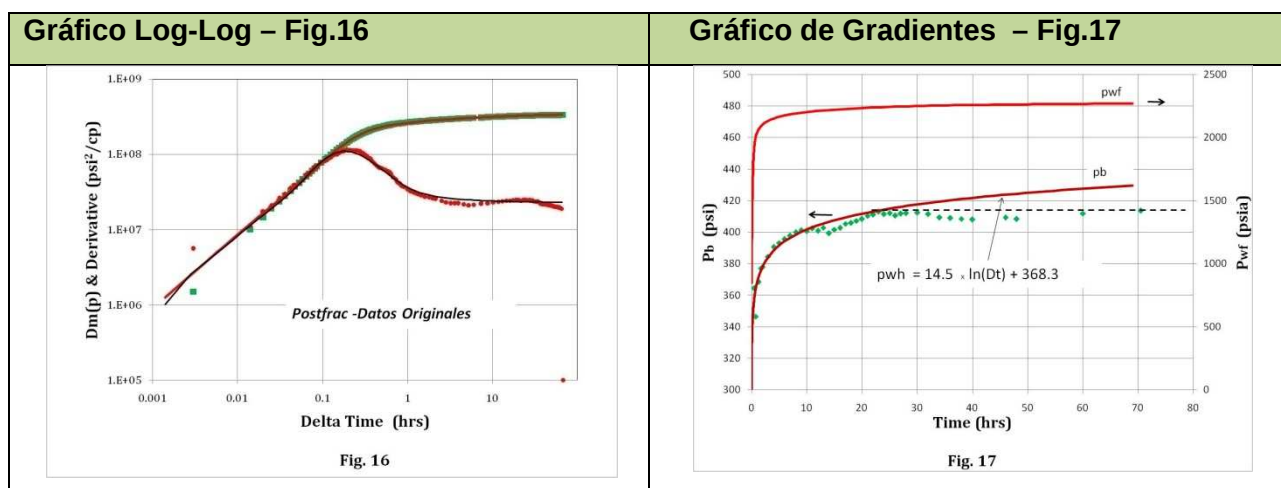
La tabla 3 muestra los resultados obtenidos de la interpretación con datos originales y corregidos:

	Original	Corregido	Error
			+/- %
p_i (kg/cm ² _a)	161.29	163.54	---
p_{wf} (kg/cm ² _a)	39.02	39.02	---
Q (m ³ /d)	35000	35000	---
kh (mD.m)	9.28	8.75	+6.1
s	4.25	3.94	+7.8

Tabla 3

Ensayo post fractura

El ensayo post fractura originalmente fue analizado con el modelo homogéneo con flujo radial hacia el pozo. El trabajo de fractura fue considerado como fallido ya que la curva derivada en el gráfico logarítmico, no desarrolló el comportamiento característico de flujo lineal o bilineal (Fig.16). Adicionalmente, se reportó un posible límite en las cercanías del pozo debido al comportamiento de la curva derivada en su porción final luego de 17 horas de comenzado el período de cierre.

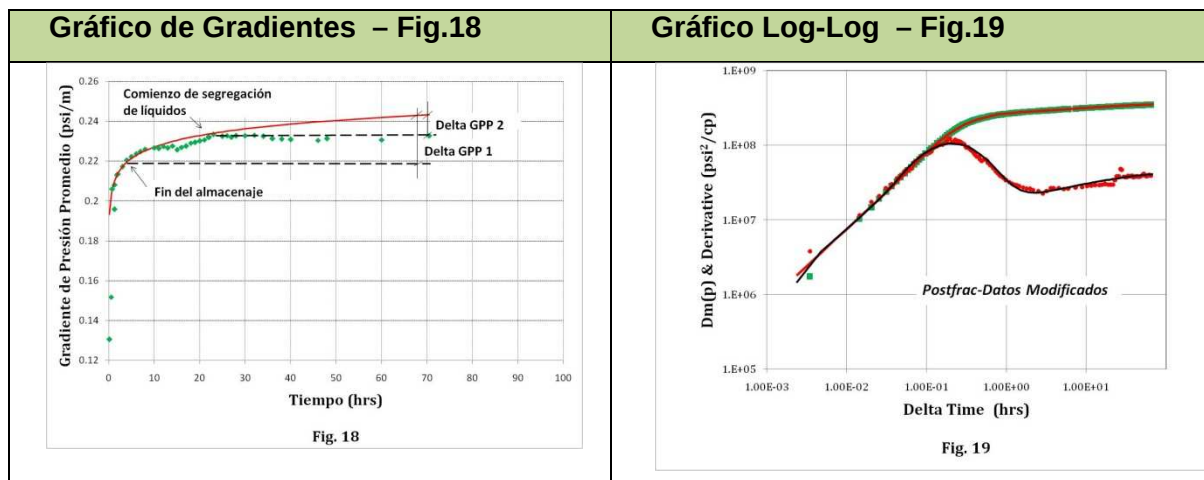


A pesar que el comportamiento de formación fracturada no es visto en la curva derivada, el caudal incrementó de 35000 m³/d durante el ensayo pre fractura a 85000 m³/d en el ensayo post fractura y la presión de fluencia de 39 a 59.5 kg/cm², es decir, la fractura fue exitosa aún cuándo se esperaba una mejor respuesta. Otra discrepancia es la conductividad de formación calculada en cada ensayo, 8.75 mD.m y 18,9 mD.m en el pre y post fractura respectivamente.

Teniendo en mente estas discrepancias, pasamos a analizar la influencia que podría tener el volumen del pozo sobre los datos de presión.

La Fig.17 muestra las presiones en fondo y boca de pozo. Vemos que las presiones en boca de pozo se apartan del comportamiento esperado y comienzan a estabilizarse y fluctuar, aparentemente por efectos de redistribución de líquidos y variación de la temperatura ambiente respectivamente. Si extrapolamos los datos iniciales de las presiones en boca de pozo asumiendo un comportamiento semilogarítmico, obtenemos una línea continua que se aparta de los datos reales luego de, aproximadamente, 23 horas de cierre. Los datos reales hubiesen acompañado mejor la aproximación semilogarítmica de haber tenido solamente gas en el pozo. Si este es el caso, las presiones de fondo deben ser corregidas por segregación de líquidos y compresión de los fluidos en el volumen de la tubería por encima del registrador electrónico de presión. Definiendo los valores de gradiente promedio de referencia por compresión y por segregación de líquidos

(ver Fig.18), Dt 3.2 horas y 23 hrs respectivamente, nos permitirá realizar las correcciones de presiones de fondo restándolos del gradiente promedio teórico aproximado por la curva semilogarítmica.



Luego de corregir las presiones de fondo se grafica nuevamente en el gráfico logarítmico, Fig.19. Vemos que el comportamiento ha sido modificado permitiendo analizarlo con un modelo de formación homogénea con una fractura vertical inducida. Se observa que no se ha alcanzado el comportamiento de flujo radial, por tal motivo, se modela utilizando la conductividad de formación **kh** obtenida en el ensayo pre fractura.

La tabla 4 muestra los resultados de la interpretación con los datos de presión originales y modificados:

	Original	Corregido	Error
			+/- %
pi (kg/cm ² _a)	162.83	170.01	
pwf (kg/cm ² _a)	59.48	59.48	---
Q (m ³ /d)	85000	85000	---
kh (mD.m)	18.9	8.8	+115
xf (m)	----	34	---
s	1.62	----	---
s (fractura)	----	2.3	---

Tabla 4

Concluimos que los datos de presión medidos en fondo de pozo se encuentran enmascarados por efectos dinámicos tardíos en el pozo.

Conclusiones

Los transitorios posteriores a cualquier cambio instantáneo en los regímenes de producción (cambios de orificio y/o cierres), suele complicar enormemente el análisis de los ensayos de presión. Frecuentemente, una gran parte de los registros está dominada por efectos inherentes a la segregación gravitacional en el pozo, o los efectos clásicos de almacenaje. Estas componentes de la respuesta pueden minimizarse con ayuda de válvulas de cierre en fondo, especialmente cuando es posible despreciar la distancia entre el registrador de presión, la cara de la formación y el punto donde efectivamente ocurre el cierre.

Con el avance tecnológico en materia de sensores permanentes y distribuidos a lo largo de las cañerías de producción y/o del casing, la posibilidad de resolver numéricamente la evolución de los campos de

temperatura y presión en el sistema acoplado pozo + reservorio, y de operar actuadores desde superficie que abran o cierren el aporte de capas, ingresaremos en una etapa dotada de una drástica reducción de los errores de interpretación de los ensayos. Podremos observar en forma directa los cambios de fase de los fluidos en los pozos, su distribución vertical u horizontal, la interacción entre diferentes formaciones productivas, inferir cambios composicionales a lo largo del tiempo, la presencia de sólidos, entre otras cosas. Esta reducción en las incertidumbres asociadas, fundamentalmente en lo que respecta a los fluidos en los pozos, nos permitirá cuantificar en su justa medida la manera en la que el acoplamiento entre la dinámica del pozo y el reservorio queda plasmado en los resultados de las mediciones.

Referencias

- 1 - W.B. Fair Jr., SPE, Shell Oil Co. – “Pressure Buildup Analysis With Wellbore Phase Redistribution”.
- 2 - Pete Hegeman, SPE, Debora L. Hallford, SPE, and Jeffrey A. Joseph, SPE, Schlumberger – “Well-Test Analysis With Changing Wellbore Storage” – SPE 21829
- 3 - L. Mattar and K. Zaoral, Fekete Assocs.Inc. – “The primary pressure derivative (PPD) – A new diagnostic tool in well test interpretation” – JCPT92-04-06
- 4 - L. Mattar, SPE, Fekete Assocs.Inc. – “Critical Evaluation and Processing of Data Before Pressure-Transient Analysis”.
- 5 - J.S.Olairewaju, S.A.Holditch & Assocs. Inc. and W.J. Lee, Texas A&M U. – “Effects of Phase Segregation on Buildup Test Data From Gas Wells”
- 6 - G.L.Stegemeir, Student Member AIME; C.S. Matthews, Member AIME. – “A Study of Anomalous Pressure Build Up Behavior”.
- 7 - Sidney C. Pitzer; John D. Rice; Clifford E. Thomas, Sun Oil Co., Texas – “A Comparison of Theoretical Pressure Build-up Curves with Field Curves Obtained From Bottom Hole Shut-in Tests”.