



Maximizar el uso de información Presiones y DFIT

Por *Denis Andersen y Rodrigo Sebastián Cottet* (Pan American Energy)

Este artículo aborda el proceso de interpretación de un ensayo DFIT, realizado con el fin de obtener parámetros del comportamiento de la fractura que permitan ajustar el diseño y también las características del reservorio (presión, permeabilidad, presión de fractura). Se muestra el trabajo en curso de interpretación de los ensayos DFIT históricos disponibles.

Un ensayo DFIT (por las siglas en inglés *Diagnostic Fracture Injection Test*, prueba de inyección para diagnóstico de fractura) consiste en una prueba de inyección que se realiza antes de la realización de la fractura hidráulica. Se trata del bombeo de agua a caudal constante por un período de tiempo limitado, luego de cortar el bombeo, se registra la declinación de presión (Figura 1).

A partir del análisis de los datos se pueden obtener parámetros de diseño de la fractura, que permitirán ajustar el programa de la operación siguiente. Adicionalmente, si se

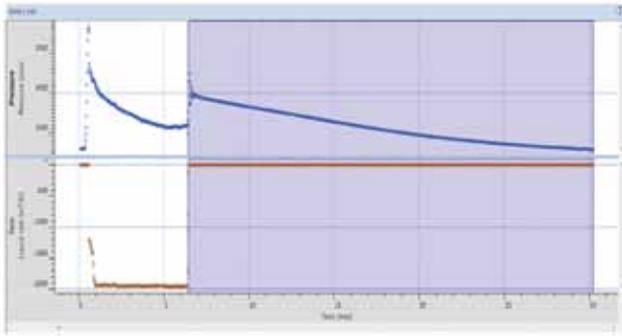


Figura 1. Presiones y caudales en un ensayo DFIT.

dan las condiciones adecuadas, se obtienen parámetros del reservorio, como presión y movilidad.

Método de análisis

La metodología de análisis implementada consiste en la utilización de los gráficos de diagnóstico de la derivada de la función G en conjunto con gráficos en función de la raíz cuadrada del tiempo para identificar el cierre de la fractura y, en base a eso, obtener los parámetros del reservorio de interés.

La función G sirve para representar el tiempo transcurrido luego del cierre de la fractura normalizado a la duración de la extensión de la misma. La función G resulta una función que depende de un tiempo adimensional.

$$\Delta t_D = (t - t_p) / t_p$$

Donde t es el tiempo total transcurrido desde el inicio de la fractura (no inicio del bombeo) y t_p representa el tiempo total de bombeo. La función G usada en los gráficos de diagnóstico tiene la siguiente forma:

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} (g(\Delta t_D) - g_0)$$

Para comenzar el análisis se grafican P versus G , su derivada dP versus dG y su derivada semilogarítmica $G.dp/dG$.

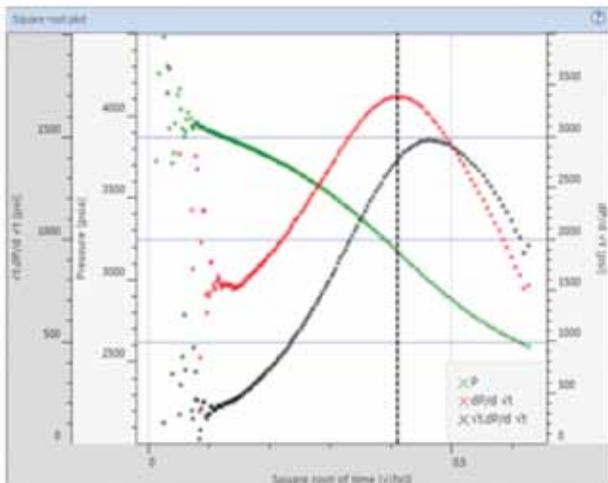


Figura 2. Gráfico de diagnóstico de la raíz cuadrada del tiempo.

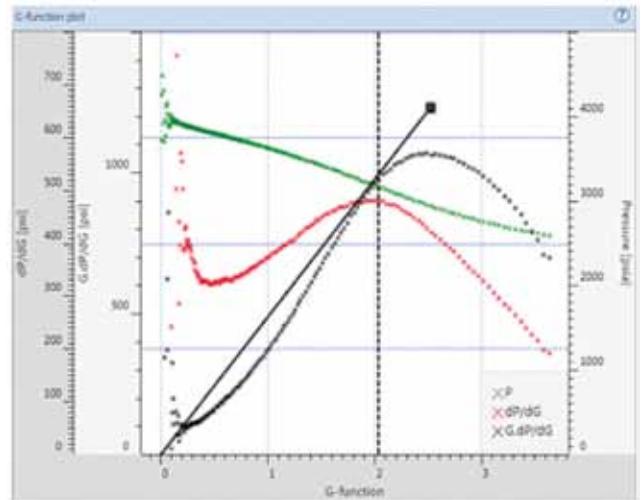


Figura 3. Gráfico de diagnóstico de la función G.

Todos estos análisis comienzan con la presión instantánea de cierre como dato inicial. El comportamiento esperado de la derivada semilogarítmica es el de una línea recta desde el origen. El cierre de la fractura se identifica cuando la curva semilogarítmica y la tangente se separan, como se observa en la figura 2.

El gráfico de P versus la raíz del tiempo, su derivada y su derivada semilogarítmica también sirve para identificar el cierre de la fractura y se usa de forma complementaria al gráfico de la función G. El valor de la presión de cierre identificado en ambos gráficos debe ser el mismo. En este caso, el cierre se identifica al reconocer el punto máximo de la derivada de la presión, como se observa en la figura 3.

Con el cierre de la fractura identificado quedan determinados dos períodos de análisis. El período pre-cierre y el pos-cierre. El período pre-cierre aporta valiosa información para ajustar el diseño de la fractura (presión de cierre, gradiente de fractura, mecanismo de pérdida de fluido).

Con el análisis del pos-cierre, se puede obtener la presión y la transmisibilidad de reservorio, que se puede convertir en valores de permeabilidad.

Análisis pos-cierre

El análisis pos-cierre de la fractura (en inglés ACA: *After Closure Analysis*) consiste en la identificación del régimen de flujo que se genera. Para ello se realiza un gráfico, como el de la figura 4, en el que la curva verde es la presión observada menos la presión inicial de reservorio ($P-P_i$) y su derivada semilogarítmica identificada por la curva roja. La pendiente de la derivada semilogarítmica es igual a 1,0 durante el flujo pseudoradial. En caso de identificarse flujo lineal, la pendiente será $1/2$ y además la curva de la diferencia de la presión ($P-P_i$) y su derivada serán paralelas y estarán separadas por una distancia igual al doble de la derivada (Figura 5).

Si se logra identificar flujo pseudoradial, entonces será posible determinar la transmisibilidad del reservorio kh/μ donde k : permeabilidad, h : espesor del reservorio y μ : viscosidad del fluido. Para en el que solo se identifica flujo pseudoradial, es posible obtener un valor de presión de reservorio.

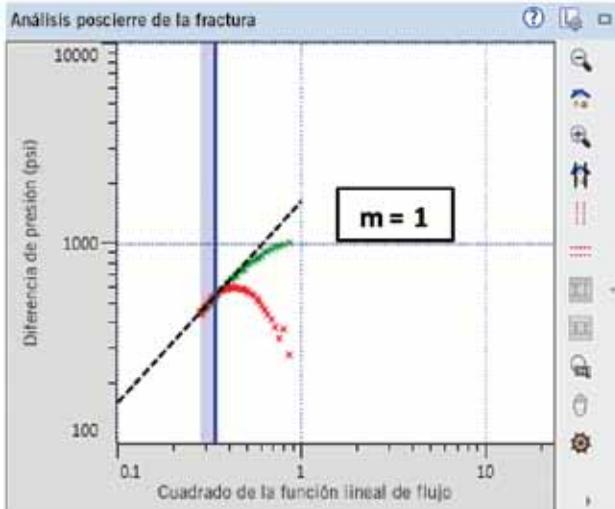


Figura 4. Ejemplo de flujo pseudoradial.

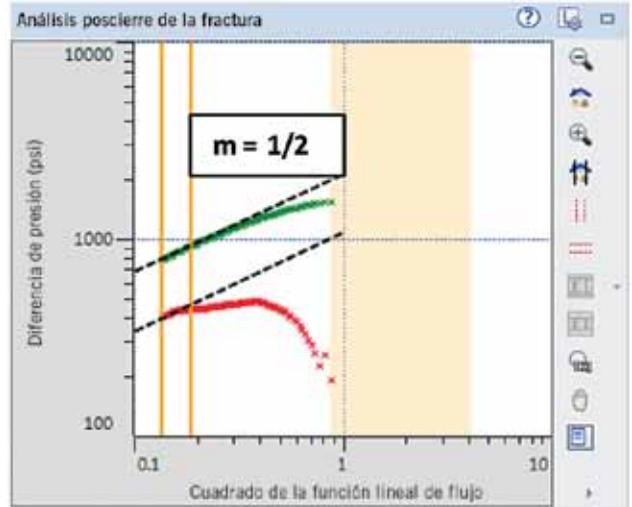


Figura 5. Ejemplo de flujo lineal.

Análisis del caso de estudio

En la figura 6 se muestra el mapa de espesor permeable de una capa de un bloque de secundaria donde se observan cuatro pozos seleccionados P1, P2, P3 y P4. La capa ensayó petróleo en todos los pozos durante la completación y no se fracturó, tiene un espesor promedio de 7 m y se encuentra a 2250 m de profundidad. En todos estos pozos se realizaron una serie de estimulaciones hidráulicas. En los primeros tres pozos estimulados, los resultados obtenidos fueron muy buenos. En las figuras 7, 8 y 9 se pueden observar los resultados de producción obtenidos de dichas estimulaciones. Luego de tan buenos resultados, se continuó con una propuesta de reparación similar en el Pozo P4. Como se observa en la figura 10, luego de esta reparación, no se evidenció incremental de producción.

Con las técnicas de análisis mencionadas se estudió cada DFIT en detalle para obtener un dato de presión y permeabilidad en cada pozo y luego evaluar esos resultados. La tabla 1 muestra los resultados del análisis de los DFIT de las cuatro fracturas realizadas. Como se puede apreciar, el valor de presión obtenido para el P4 resultó

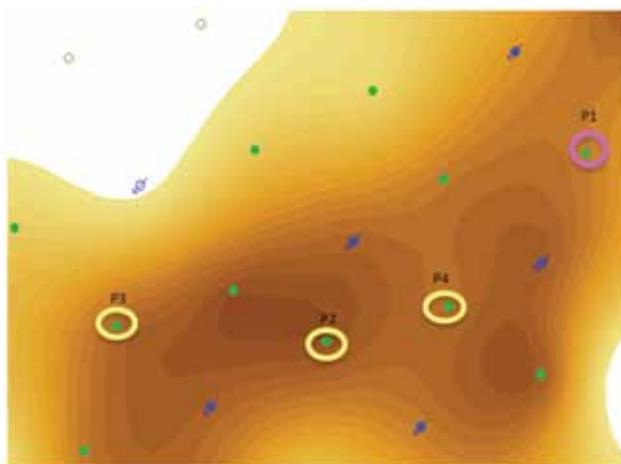


Figura 6. Mapa de espesores permeables del reservorio analizado.

Pozo	Presión DFIT [PSI]	%P Hidrostática	Kh/μ
P1	2871	87%	12,2
P2	4051	125%	18,8
P3	4150	125%	18,8
P4	2150	66%	9,58

Tabla 1. Presiones y movilidades obtenidas en los DFIT interpretados.

ser el menor en la capa. Si bien este dato no alcanza para advertir que el resultado de la fractura sería malo, fue útil para incrementar el soporte de inyección en la malla y lograr un mejor barrido.

Análisis de datos

Población de datos de DFIT

En muchas operaciones de fractura se realiza un DFIT de forma anticipada. De cada DFIT realizado, la empresa de servicios genera un informe. La información de ese reporte es almacenada en la base de datos corporativa. De allí extrajimos la tabla de los ensayos DFIT que se realizaron en los pozos de los flancos Norte y Sur de la cuenca del Golfo San Jorge. Luego analizamos la población de datos y los clasificamos según la disponibilidad de presión de reservorio informada por la compañía de servicios que realizó el ensayo.

En la figura 11 presentamos las distribuciones de datos para ambos flancos. Allí vemos la cantidad de datos de cada clase y la distribución proporcional de datos.

En primer lugar, observamos que el volumen de datos del flanco Norte es sensiblemente mayor, debido a que en el área Cerro Dragón se concentra el fuerte de la actividad de Pan American Energy en la cuenca. En segundo lugar, que las distribuciones proporcionales son muy similares.

Esta observación se suma a todas las verificaciones empíricas de similitud en la complejidad geológica y de diseño de estimulación entre ambos flancos. Como los reservorios en ambos casos comparten el mismo ambiente

deposicional, esta no es una conclusión innovadora, solo representa una confirmación adicional a la conclusión obtenida por las diferentes disciplinas.

Población de datos de FT ¹

Durante la operación de registros a pozo abierto, una de las mediciones que se registra con frecuencia es la medición de presiones con ensayador de formación (FT¹). Solemos encontrar estas mediciones con el nombre de la herramienta que se utilizó en cada operación. Así aparecen referenciadas como SFT, RFT, XPT, RDT, MDT y otras siglas que se relaciona con el nombre comercial y la tecnología utilizada por cada compañía de servicios.

El concepto de medición, compartido por estas herramientas, consiste en una conexión hidráulica con el reservorio mediante un *snorkel* que realiza un pequeño ensayo de fluencia y recuperación de presión. Con esta técnica se obtienen mediciones de presión estática en los puntos seleccionados de la columna de reservorios. Igual que en el caso de los DFIT, estas mediciones se almacenan en la base de datos corporativa.

En cada ensayo, el operador determina el resultado. Cuando no es posible determinar la presión de formación, puede deberse a problemas, como falta de entrada de fluido, falta de sello del empaquetador o lenta recuperación de presión. En los casos en que el operador obtiene una medición fehaciente de la presión, lo clasifica como "Test Completo". En la figura 12 se contabilizan estos valores, como medición con presión de reservorio. Los casos en

que no fue posible determinar la presión, se agrupan como medición sin presión de reservorio.

Comparación entre DFIT y FT

Intentamos responder la pregunta: *¿es posible utilizar los datos de presión ensayos del tipo DFIT como presión de reservorio válida?* Si la respuesta es afirmativa contaremos con una fuente adicional de datos de presión, muy útil a la hora de alimentar simuladores numéricos y de realizar el seguimiento de los proyectos de inyección de agua.

Una forma de aproximar una respuesta a esa pregunta es realizando una comparación de datos entre las poblaciones de ensayos de DFIT y FT. Con el objetivo obtener un conjunto de pares ordenados efectivamente comparables entre sí realizamos varios filtros y verificaciones. En principio, ambos ensayos deben referirse al mismo punzado, es decir, que debe haber coincidencia de profundidades. Luego descartamos las combinaciones pozo-punzado en alguno de los ensayos que no tenía una presión de reservorio válida (para obtener FT con "Test Completo" y DFIT con presión de reservorio reportada). Finalmente, el último paso consistió en descartar las mediciones entre las que haya transcurrido un tiempo mayor a 90 días. Este criterio arbitrario responde al conocimiento de una operación en la que el tiempo entre el fin de la perforación (FT) y la realización de las fracturas durante la terminación del pozo (DFIT) puede extenderse hasta tres meses, pero en escasas oportunidades es mayor.

Como resultado nos encontramos con una muestra de 566 pares de datos. En la figura 13 graficamos los pares

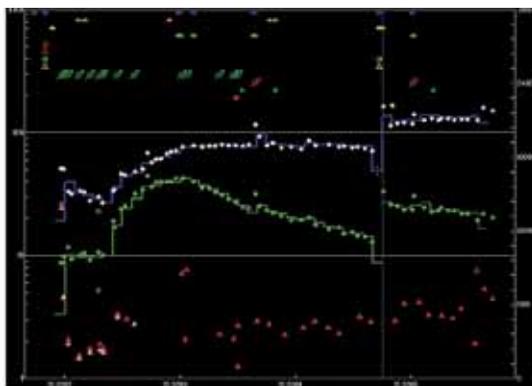


Figura 7. Curva de producción de Pozo P1.

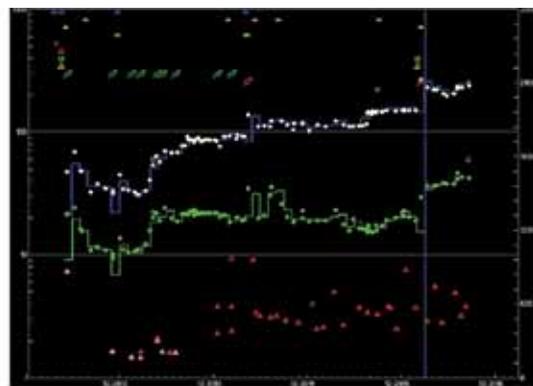


Figura 8. Curva de producción de Pozo P2.

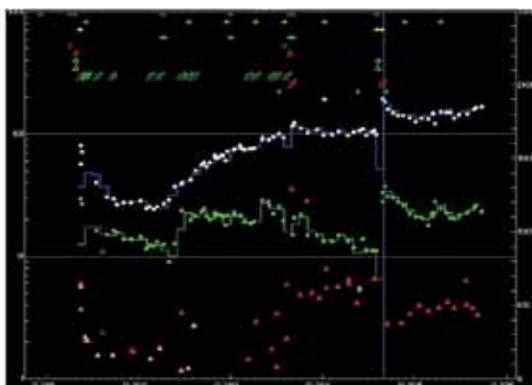


Figura 9. Curva de producción de Pozo P3.

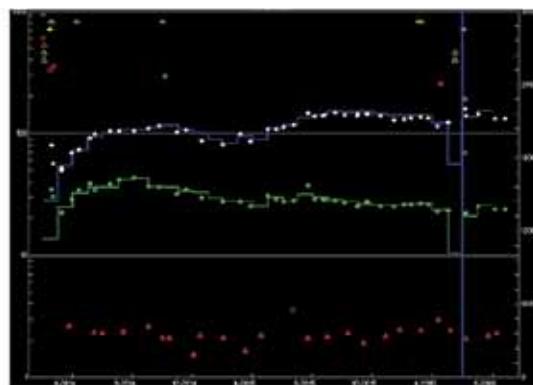


Figura 10. Curva de producción de Pozo P4.

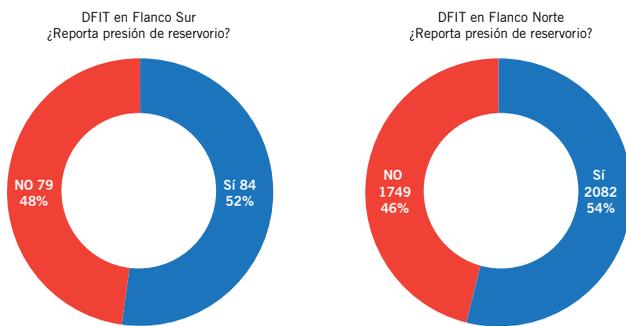


Figura 11. Población y distribución de datos de DFIT.

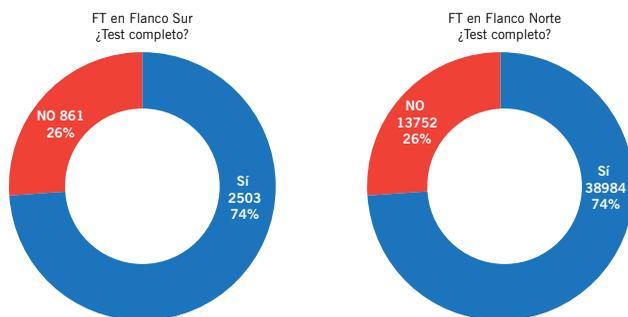


Figura 12. Población y distribución de datos de FT.

ordenados de datos en la muestra. El eje de las abscisas corresponde a las mediciones válidas de FT y, el de las ordenadas, a los datos de presión de reservorio informado en el DFIT. Para realizar el análisis consideramos como referencia válida la presión obtenida con FT. La metodología con que se realiza esta medición la convierte en una de las formas más precisas de obtener presión estática de reservorio. Encontramos una leve tendencia a que la presión informada en el DFIT sea mayor a la presión medida con FT a bajas presiones, aun cuando la dispersión de los datos dificulta el análisis.

En el siguiente paso calculamos las diferencias entre las presiones informadas en cada DFIT y las presiones medidas con FT. Graficamos estos datos en la figura 14. Esta representación nos ayuda a encontrar tendencias en los datos.



Realizamos una suavización de los datos graficada en la línea azul entrecortada. Las diferencias positivas indican que las presiones informadas por el DFIT son mayores a las medidas con FT y viceversa para las diferencias negativas. La mayoría de las diferencias superan el cero y vemos de forma más clara la tendencia a aumentar la diferencia a presiones de referencia más baja.

La siguiente pregunta fue: *¿desempeña un papel la profundidad en este sesgo?* Para aproximarnos a la respuesta convertimos los pares de datos en adimensionales dividiéndolos por la presión equivalente de una columna de agua. Así, el nuevo conjunto de valores es independiente de la profundidad en la que se encuentra. El conjunto de datos obtenido se observa en la figura 15. De allí podemos deducir que la tendencia a informar presiones mayores a presiones bajas se acentúa. Si asumimos que en la cuenca del golfo San Jorge los gradientes de presión originales son muy similares, intuimos que en reservorios despresurizados, el riesgo de que la presión informada en el DFIT sea sensiblemente mayor a la medida por el FT se incrementa.

Información e interpretaciones propias

La posibilidad de reinterpretar los ensayos DFIT permite realizar una verificación de los datos informados.

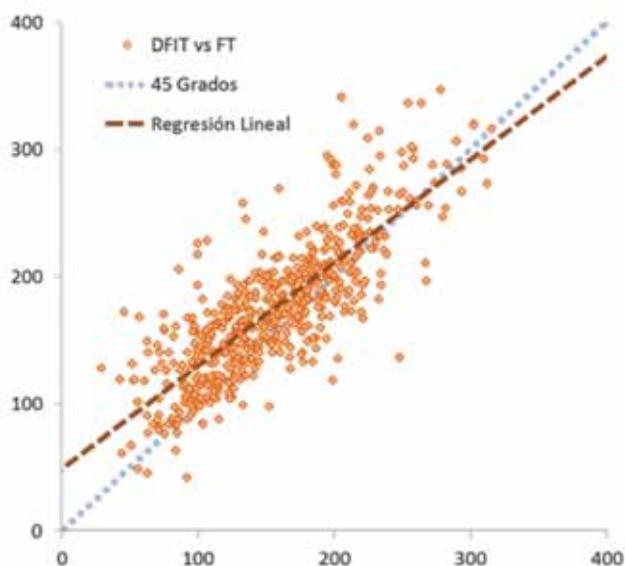


Figura 13. Comparación entre valores de presión de reservorio obtenidos con FT y DFIT.

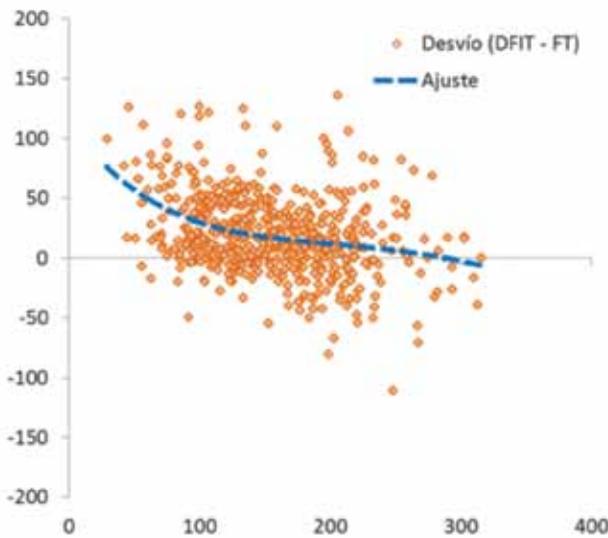


Figura 14. Diferencias de presiones entre DFIT y FT en función de FT (presión de referencia).

Hemos interpretado 17 ensayos DFIT. En todos, la compañía de servicios informó un valor de presión de reservorio. Al analizar las interpretaciones, encontramos que un 25% de los ensayos no registra un cierre de fractura. En un 35% de los casos logramos observar flujo pseudoradial.

El tamaño de la muestra no permitió realizar un análisis conclusivo, pero la primera aproximación nos hace intuir que si el período de flujo alcanzado no es pseudoradial, el error en la estimación de la presión es mayor. El incremento en la cantidad de ensayos interpretados permitirá llegar a conclusiones más precisas.

Observaciones, conclusiones y recomendaciones

La dispersión de los datos hace impracticable la creación de una regla que permita corregirlos; sin embargo, si

la presión informada es menor al 80% de la presión de una columna de agua equivalente, recomendamos observar en detalle el informe y verificar que se haya detectado correctamente el cierre y el período de flujo pseudoradial. En la medida de lo posible y, de acuerdo con la disponibilidad de tiempo, también sugerimos realizar la interpretación propia del ensayo y verificar lo informado.

Existe una oportunidad de mejora en la calidad de servicio. Basamos esta conclusión en el hecho de que una cantidad no despreciable de presiones de reservorio informada proviene de ensayos en los que no se observa un cierre claro.

En línea con la recomendación anterior encontramos una ventana de mejora en la determinación de la duración del ensayo. Es un aspecto en que los procedimientos no han incorporado instrucciones adecuadas que maximicen la obtención de información. En una cuenca donde las heterogeneidades pocas veces han sido caracterizadas, muchos punzados producen en conjunto y los desarrollos futuros demandan más estudios de simulación numérica, poseer una muestra cuantiosa de movilidades y presiones se torna invaluable. ■

¹ FT por las siglas en inglés de *FormationTester*.

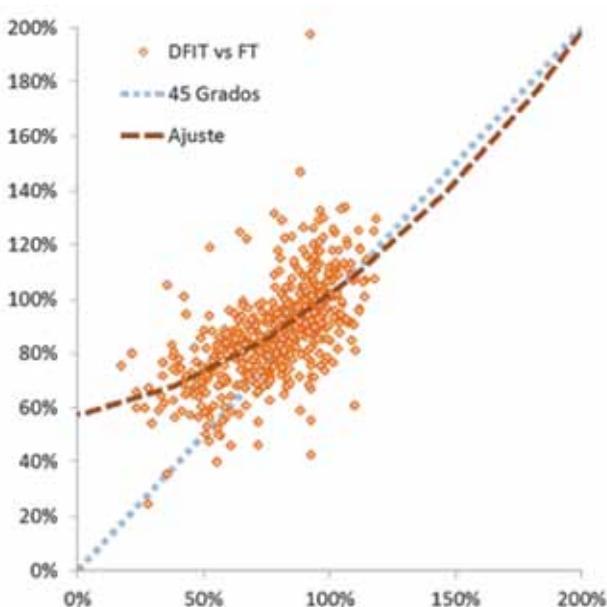


Figura 15. Comparación de la muestra con los valores de presión de FT y DFIT referidos a una columna de presión hidrostática.