

MEJORA EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES Y CONVENCIONALES DE BAJA PERMEABILIDAD, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE CURVAS TIPO EN DFITS

Luciano Conforti¹, Cristian González², Ignacio Arhancet³

1: YPF S.A. luciano.conforti@ypf.com

2: YPF S.A. cristian.gonzalez@ypf.com

3: TOTAL, previamente en YPF S.A. arhancet.ignacio@gmail.com

Palabras Clave: DFIT, Curva Tipo, shale, tight, permeabilidad

ABSTRACT

A good reservoir's dynamic characterization is key for a successful field development plan. In conventional reservoirs that was traditionally performed by a series of tools in which well tests were applied to get reservoir pressure and permeability. Because of the extremely low permeability of shale and tight rocks, classical well testing is no longer a practical way to estimate those parameters, leaving DFITs (Diagnostic Fracture Injection Tests) are one of the few methodologies to do so.

However, DFITs interpretation by conventional approach is sometimes difficult because it requires to reach specific flow regimes (pseudolinear or pseudoradial) during the time of declination to correctly estimate the reservoir parameters. Additionally, the duration of DFITs must compete against the well's completion efficiency. All of this, results frequently in short shut-in times leading to a poor DFIT's interpretation efficiency, i.e., low percentage of tests with confident reservoir data (closure pressure, reservoir pressure and transmissibility).

In 2014, David Craig presented a new method for DFIT analysis based on type curves (SPE-168988) which its main advantage is that no specific flow regime is needed to estimate reservoir pressure and permeability overcoming the principal problem of the holistic approach. This new methodology also provides an alternative way to estimate closure pressure, which is particularly useful when the classical technique is ambiguous, something that frequently occurs in areas with a high tectonic components.

This paper describes how using type curve methodology, YPF increased the number of valid results from DFITs improving the characterization of conventional and unconventional reservoirs from different basins.

Since the application of this methodology, several DFITs have been reinterpreted and many unknown data have been successfully estimated, providing better data availability for development plans.

INTRODUCCIÓN

El enfoque hacia el desarrollo de yacimientos de baja permeabilidad durante los últimos años ha cambiado la forma de obtener los parámetros del reservorio. El DFIT, por sus siglas

Diagnostic Fracture Injection Test, ha surgido como una de las pocas herramientas que permite estimar la presión de poro y la transmisibilidad en yacimientos de baja y muy baja permeabilidad, reemplazando a los ensayos de pozo (*well testing*). Debido a esto, los planes de adquisición de datos generalmente incluyen DFITs en pozos de diferentes ubicaciones del campo y en los diferentes reservorios que se piensan producir.

Este trabajo pretende demostrar la utilidad de la herramienta de análisis de DFIT por curvas tipo aplicada a más de 300 ensayos realizados en reservorios convencionales y no convencionales de las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina.

En la Formación Vaca Muerta, YPF ha liderado las etapas de exploración, evaluación y desarrollo del *shale* en Argentina durante los primeros diez años (2010-2020). En ese período, se ejecutaron 135 DFITs a lo largo de la cuenca Neuquina para capturar información clave (estado de esfuerzos, presión poral y permeabilidad del reservorio) necesaria para caracterizar el yacimiento e identificar las mejores zonas de desarrollo. La Figura 1 muestra la ubicación de los DFITs en un mapa del área de Vaca Muerta.

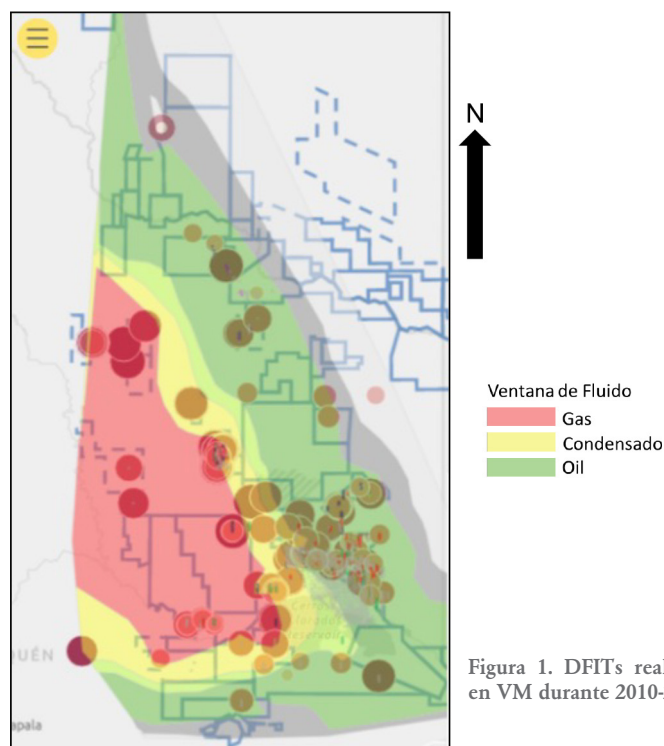


Figura 1. DFITs realizados en VM durante 2010-2020

Por otro lado, en la Cuenca del Golfo San Jorge, los DFITs son usados como una herramienta fundamental para caracterizar los reservorios más cerrados (*tight*) principalmente de la Formación D-129 y en algunos casos de la Formación Castillo. En estas formaciones de origen lacustre y fluvial las propiedades petrofísicas de la roca cambian considerablemente a lo largo de los yacimientos, entonces el principal objetivo de los DFITs es evaluar dichos cambios en la calidad de la roca y la variación de presión poral.

Todos los DFITs anteriormente mencionados fueron interpretados originalmente con metodología tradicional, el método conocido como enfoque holístico (Barree *et al.* 2007) que forma parte de las mejores prácticas de la industria.

Analizando las estadísticas de resultados se observó que casi el 95% de las pruebas tenían determinación de la presión de cierre, pero solo entre un 50 y 60% de ellas presentaba una estimación de presión de reservorio. Con respecto a la transmisibilidad, solo alrededor del 10% de los DFITs presentaba un cálculo de esta.

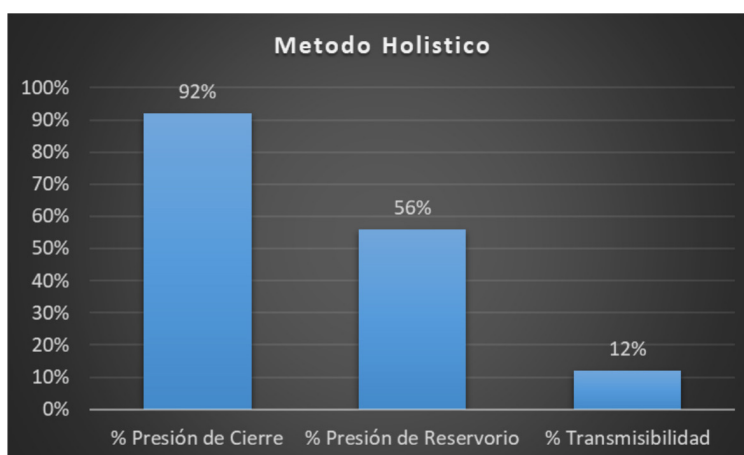


Figura 2. Resultados obtenidos por la metodología clásica de análisis.

Estos resultados pueden explicarse por las limitaciones del enfoque tradicional que se describen en la siguiente sección.

Considerando la moderada baja tasa de éxito en la determinación de parámetros de reservorio, y con el objetivo de mejorar y extraer el mayor número posible de los DFITs, se evaluaron nuevas técnicas de interpretación. El trabajo del Dr. David Craig en curvas tipo aplicadas a DFITs (Craig 2014) se consideró una buena alternativa porque elimina la principal limitación del análisis tradicional.

LIMITACIONES DEL ENFOQUE TRADICIONAL

El procedimiento actual más común de interpretación de DFIT se basa principalmente en los trabajos de Ken Nolte y está bien descrito en Barree *et al.* 2007. Este enfoque, se basa en la identificación adecuada del régimen de flujo, utilizando diferentes gráficos de diagnóstico y funciones matemáticas especiales (por ejemplo, tiempo de función G, flujo lineal al cuadrado, etc.).

El análisis clásico de DFITs se divide en 2 partes, una previa al cierre (BCA, por sus siglas en inglés) y otra posterior al cierre de la fractura (ACA, por sus siglas en inglés). La primera parte, BCA, tiene foco en parámetros de la fractura: determinar el mecanismo de pérdida de fluido de la fractura (*leak-off*), la eficiencia del fluido e identificar la presión de cierre de la fractura que se considera equivalente al esfuerzo o stress mínimo de la roca.

El tipo de *leak-off* y la presión de cierre se determinan en gráficos especializados con la ayuda de derivadas de funciones especiales identificando respuestas características y puntos de inflexión en las curvas (por ejemplo, un máximo de la derivada primera permite estimar el cierre de la fractura) en las siguientes figuras se muestra un ejemplo de estos dos gráficos especializados.

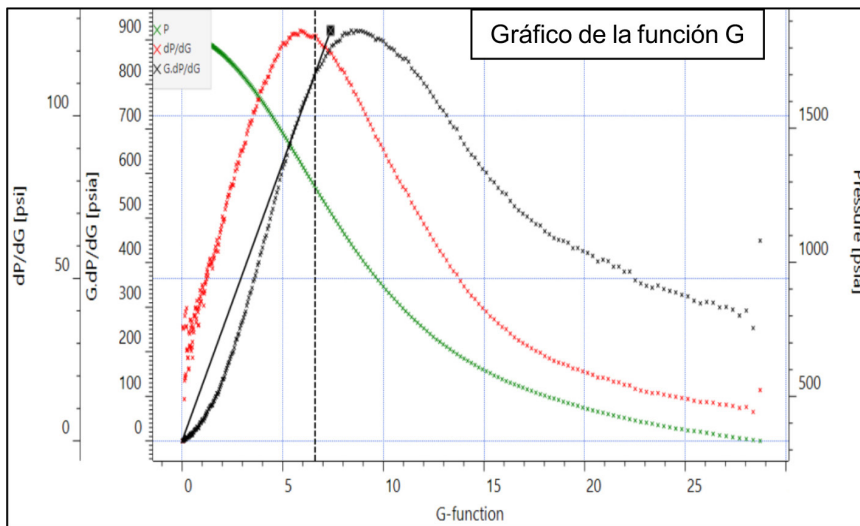


Figura 3. Ejemplo de un gráfico de la función G utilizado en el BCA.

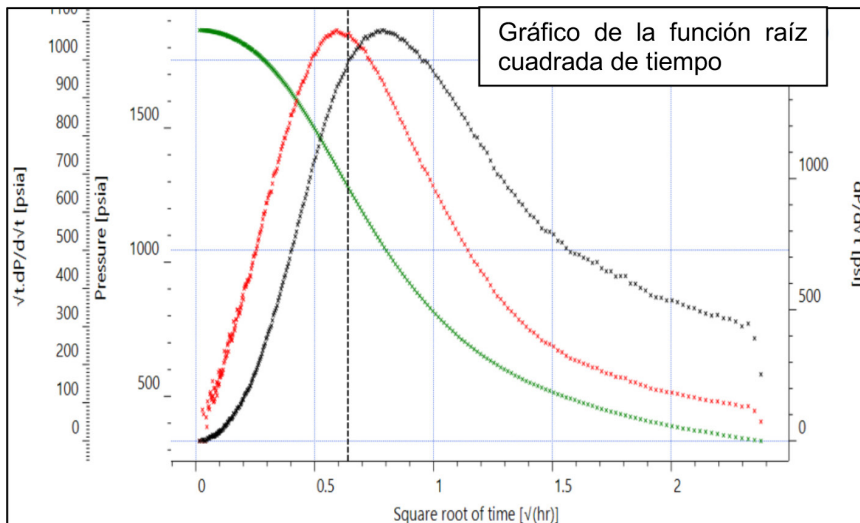


Figura 4. Ejemplo de un gráfico de la función Square Root utilizado en el BCA.

En la práctica, la determinación del cierre de fracturas y tipo de *leakoff* suele no ser tan simple, especialmente cuando los comportamientos se alejan del ideal.

Los regímenes de esfuerzos con alta componente compresiva generan que la conexión pozo-fractura sea muy tortuosa y que, sumada a la presencia de fisuras naturales, complican el análisis pre-cierre. Pueden verse varios máximos locales en las derivadas resultando en más de una posibilidad para la estimación de presión de cierre. Suele ser común que los reservorios *tight* o *shale*

se encuentren en estas condiciones, especialmente si están sobre presurizados o en zonas cercanas a fallas u otras complejidades estructurales.

Sumado a esto, los pozos horizontales utilizados para desarrollar reservorios *shale* y *tight* promueven también, especialmente en el NWB, geometrías de fracturas complejas que dan como resultado eventos tempranos que alteran las curvas de los gráficos de diagnóstico y pueden dar lugar a diferentes interpretaciones generando incertidumbre en la estimación del stress mínimo.

En las figuras siguientes se muestran ejemplos de estas situaciones:

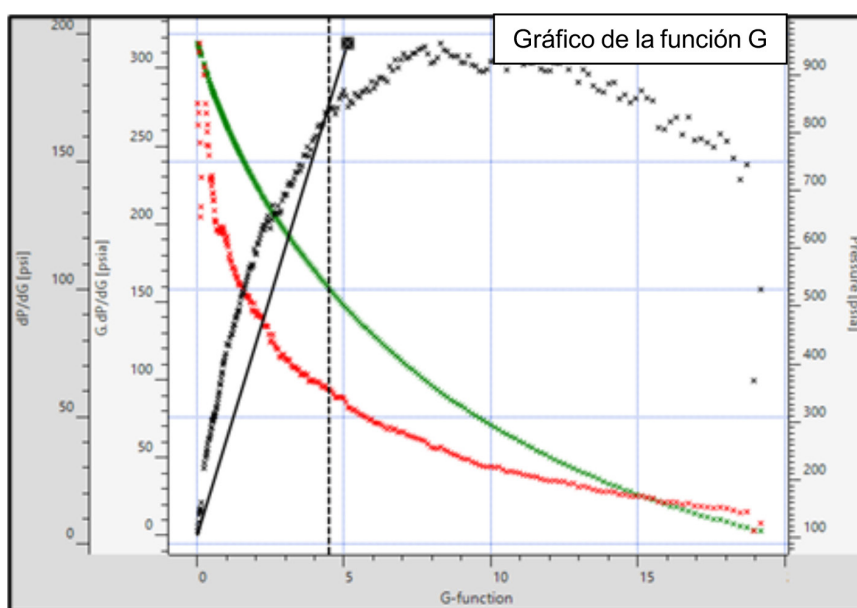


Figura 5. Gráfico de la función G donde no se evidencia cierre claro.

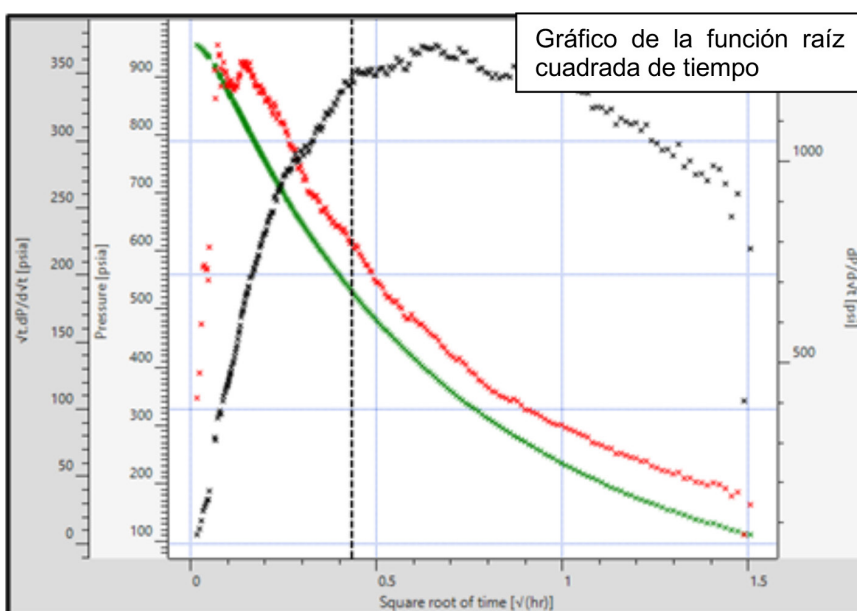


Figura 6. Gráfico de la función Square root donde no se evidencia cierre claro.

En el análisis posterior al cierre (ACA), la estimación correcta de la presión poral requiere alcanzar regímenes de flujo específicos: pseudolineal o pseudoradial. Por otro lado, el cálculo de transmisibilidad solo es posible en flujo pseudoradial.

Estos regímenes de flujo son identificados en gráficos de diagnóstico por pendientes características ($-1/2$ pseudolineal y -1 pseudoradial).

El desarrollo de estos regímenes de flujo no siempre es claro, y el uso de las líneas auxiliares con pendientes características en las gráficas de identificación del régimen en ocasiones, promueve que los analistas vean ese régimen cuando no está presente o cuando aún no está completamente desarrollado, lo que lleva a estimaciones erróneas en los parámetros del reservorio.

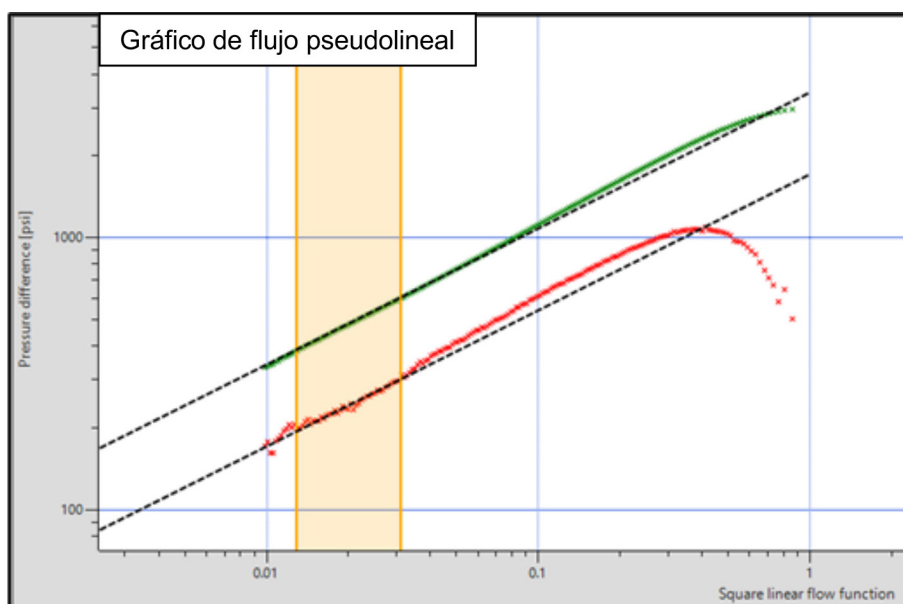


Figura 7. Gráfico ACA, con flujo pseudolineal desarrollado.

Otra gran dificultad que se presenta es que debido a la baja permeabilidad de reservorios *tight* y *shale*, el desarrollo de estos regímenes implica muchas horas de registro de presión. En teoría en un reservorio no convencional, luego del cierre de la fractura, se espera que se desarrolle flujo pseudolineal después de varias horas de registro. El flujo pseudoradial sería extremadamente raro que se desarrolle en tiempo razonables por la muy baja permeabilidad. Debido a esto, los DFITs en reservorios de muy baja permeabilidad se consideran una buena herramienta para la estimación de la presión inicial, pero no tanto para el cálculo de la transmisibilidad o permeabilidad.

En la práctica, el flujo pseudolineal no siempre está presente en los DFIT de reservorios de baja permeabilidad ya sea por la falta de tiempo suficiente de registro o bien debido a las complejidades del sistema roca-fractura que dan como resultado señales de reservorio no ideales.

En los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge se suma un inconveniente a lo anterior, estos reservorios tienen presiones normales o levemente inferior con lo cual la presión original a la que se encuentra el reservorio es menor que la presión de la columna de líquido. En estos casos

muchas veces no es posible alcanzar el régimen pseudoradial sin antes perder lectura de presión en superficie.

Desde el punto de vista operativo, largos tiempos de registro generan retrasos en los cronogramas de trabajo principalmente de los sets de fractura, siendo este un recurso acotado y con alto costo de *stand-by*. Por otro lado, aquellos registros con caídas de presión muy lentas, registros de más de 72 hrs, pueden verse afectados por cambios de temperaturas que finalmente se observan en los registros como ruidos. En consecuencia, el tiempo de registro de presión en los DFITs suele ser menor que el deseable para rocas de baja permeabilidad.

Todo esto da como resultado una moderada a baja tasa de éxito y ha llevado a algunos operadores a dejar de bombear DFIT, especialmente en pozos horizontales.

Metodología de curvas tipo en DFIT

David Craig (2014) presento un nuevo método para el análisis de DFIT basado en curvas tipo, cuya principal ventaja es que no se necesita un régimen de flujo específico para estimar la presión y permeabilidad del reservorio, superando el problema principal del enfoque holístico. Esta nueva metodología también brinda una forma alternativa de estimar la presión de cierre, lo cual es particularmente útil en pozos donde la técnica clásica a veces es ambigua.

El análisis de curvas tipo DFIT es análogo al *well testing* clásico, es decir, utiliza derivadas especiales para mejorar el proceso de ajuste entre los datos de campo y diferentes modelos teóricos (curvas tipo) y, en contraste con el método tradicional, integra todos los datos en un único análisis.

Como los DFITs consisten en una pequeña inyección de fluido seguida de un largo tiempo de cierre, en la práctica pueden considerarse *slug test* o ensayos de transiente de flujo corto. Craig y Blasingame (2006) demostraron que los DFIT pueden modelarse como *slug test* de almacenamiento variable. Además, la respuesta de presión de los slugs test puede transformarse en un *drawdown* (fluencia) a caudal constante mediante deconvolución (Peres *et al.* 1989). Esto permite el uso de curvas tipo de fluencia a caudal constante para el análisis DFIT tal como se utiliza en el *well testing* clásico.

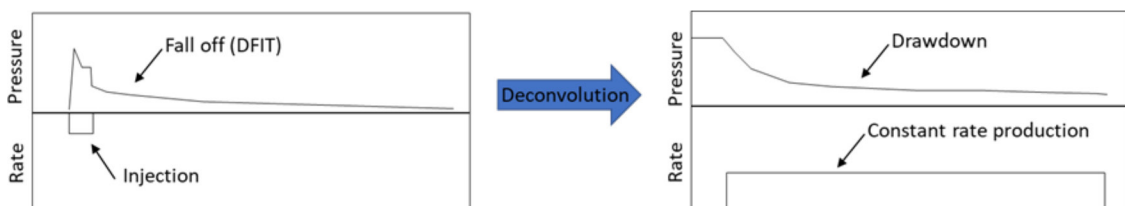


Figura 8. Esquema de transformación de un DFIT en *drawdown* a caudal constante

Para realizar dicha transformación se requiere conocer la presión inicial de antemano que es justamente uno de los objetivos del DFIT. En 2008, David Craig, observó después de derivar matemáticamente la solución del slug test, que la misma derivada semilogarítmica utilizada en el

gráfico log-log del enfoque holístico, se puede comparar con una derivada especial de las curvas tipo de fluencia a caudal constante (Ec. 1). Esto hizo posible calcular la presión inicial y completó el proceso de ajuste del DFIT con curvas tipo de *drawdown* a caudal constante.

$$\underbrace{t_D \frac{dp_{wD}}{dt_D}}_{\text{Derivativa semi-log del DFIT}} = -p_{wsD(0)} \times \underbrace{C_{SD}}_{\text{coeficiente de almacenamiento}} \times \underbrace{t_D \frac{d^2 p_{wcD}}{dt_D^2}}_{\text{Derivativa de segundo orden del drawdown a caudal constante}} \quad \text{Ec. 1}$$

Otra conclusión importante del trabajo de Craig es que el cierre de la fractura es un fenómeno de almacenamiento. Los efectos de almacenamiento se reconocen por la pendiente unitaria y la superposición de las curvas de presión y la derivada primera en las gráficas de diagnóstico de well testing. Por lo tanto, la presión de cierre de la fractura podría identificarse como el punto donde ambas curvas se separan y se desvían de la unidad de pendiente. Esto proporciona una alternativa al método tangente (método holístico), y es especialmente útil en pozos horizontales donde son comunes las respuestas de presión complejas durante el cierre.

El procedimiento para el análisis de DFIT con curvas tipo se puede resumir como:

1. Hacer coincidir la derivada semilogarítmica de los datos del DFIT con una curva tipo de la derivada de segundo orden del *drawdown* a caudal constante. Se pueden utilizar diferentes coeficientes de almacenamiento constante para construir el conjunto de curvas tipo a utilizar.
2. Calcular la presión inicial a partir de un matching point (MP) o punto de ajuste usando la siguiente ecuación:

$$p_i = p_w(t_e) - \frac{1}{p_{wsD(0)} C_{SD}} \left[\frac{t \frac{dp_w(t)}{dt}}{-t_D \frac{d^2 p_{wcD}(t_D)}{dt_D^2}} \right]_{MP} \quad \text{Ec. 2}$$

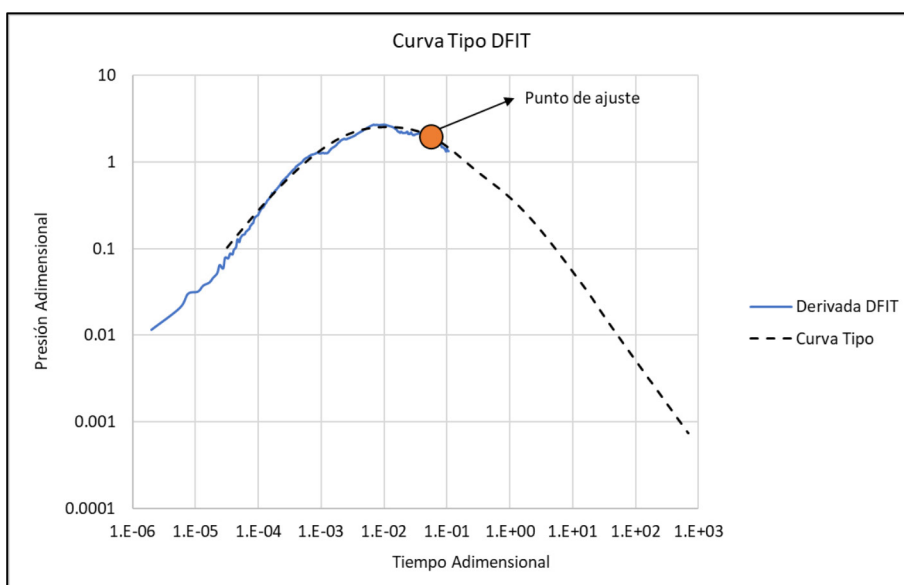


Figura 9. Punto de ajuste para el cálculo de la presión inicial.

3. Una vez que se ha estimado la presión inicial, se pueden calcular las curvas de presión y la derivada primera del *drawdown* a caudal constante. El *slug test* (DFIT) se ha transformado en un *drawdown* a caudal constante.
4. Superponga las curvas precedentes con las curvas tipo. Tal vez, podría ser necesario ajustar ligeramente la presión inicial para refinar el ajuste.
5. La transmisibilidad se puede calcular a partir de un punto de ajuste sobre la curva de presión.

$$\frac{kh}{\mu} = (141.2)(24)p_{wsD(0)}C_{SD}(p_0 - p_i) \left[\frac{p_{wCD}(t_D)}{\int_0^t (p_w(t) - p_i) dt} \right]_{MP} \quad \text{Ec. 3}$$

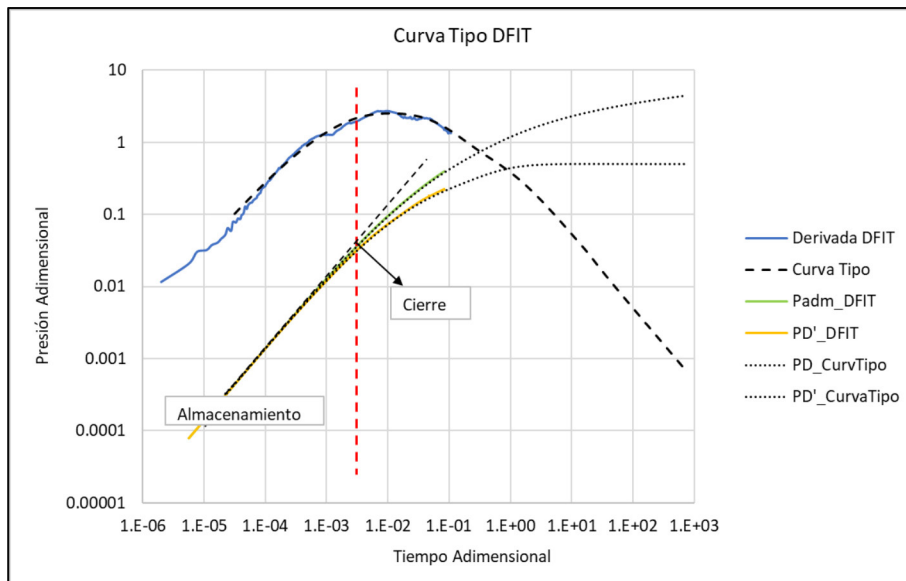


Figura 10. Punto de cálculo para estimar el valor de transmisibilidad.

6. La presión de cierre de la fractura se determina a partir del punto donde la presión y la derivada primera se desvían de la pendiente unitaria y se separan entre sí.
7. El flujo de trabajo anterior considera un coeficiente de almacenamiento constante. En los casos en que el almacenamiento variable sea evidente (p. ej., *leak-off* no ideales durante el cierre de la fractura), el efecto podría incorporarse en las curvas tipo y ecuaciones (Craig, 2014).

EJEMPLOS DE APLICACIÓN EN DIFERENTES RESERVORIOS

En esta sección, se presentan dos ejemplos de aplicación a pozos de reservorios convencionales y no convencionales y su comparación con el método clásico de análisis (enfoque holístico). En la siguiente sección se presenta una discusión detallada sobre qué tan bien se compararon ambas metodologías para cada parámetro, agregando más pozos al análisis.

El pozo A es un pozo vertical en un reservorio convencional donde se bombeó un DFIT y se observó un rápido ingreso a régimen pseudoradial. La Figura 11 agrupa el conjunto de gráficos que normalmente se utilizan para la interpretación holística de DFIT. En el gráfico ACA se aprecia el desarrollo de flujo pseudoradial; por lo tanto, la presión inicial y la transmisibilidad del reservorio se puede estimar con confianza utilizando la técnica tradicional y comparar los valores con el método de curva tipo.

La Figura 12 muestra el ajuste con una curva tipo utilizando la metodología de Craig y la tabla 1 resume los resultados de la interpretación por ambos métodos.

La estimación de la presión poral es consistente entre los métodos, al igual que la transmisibilidad siendo esta última ligeramente mayor para el análisis por curva tipo. Con respecto a la presión de cierre, la técnica de la línea tangente (enfoque holístico), arroja un cierre claro donde se puede apreciar con facilidad el máximo en la derivada y nos permite una correcta comparación del valor calculado por el método de la curva tipo.

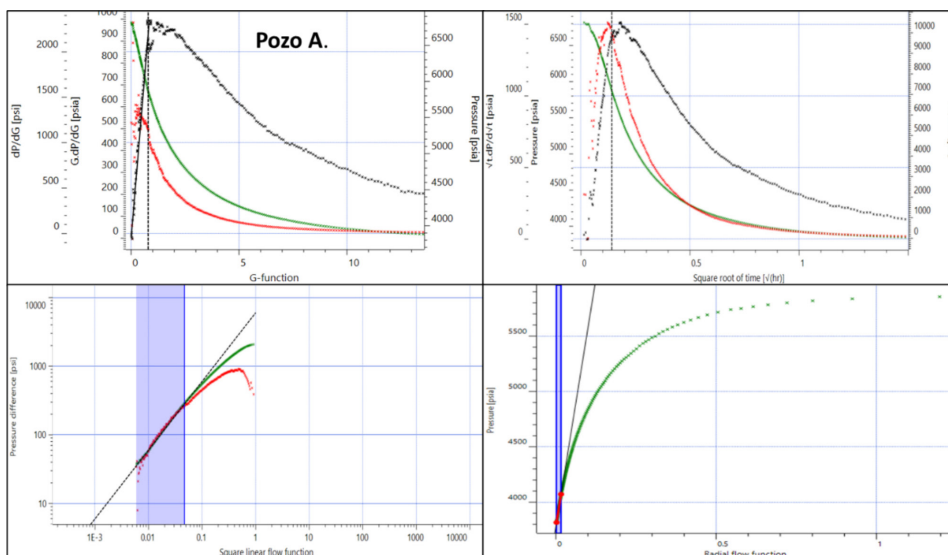


Figura 11. Análisis convencional del DFIT para el pozo A. Arriba a la izquierda grafico log-log plot, arriba a la derecha grafico función G y abajo gráficos de ACA.

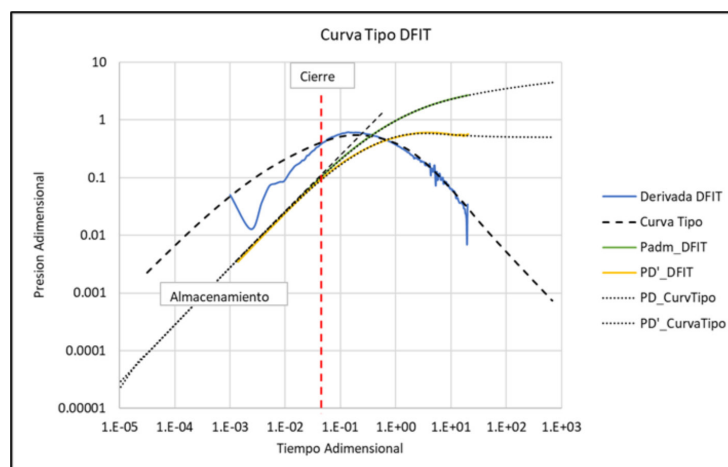


Figura 12. Análisis convencional del DFIT por curva tipo para el pozo A.

Método	Presión de Cierre [psi]	Gradiente de Cierre [psi/ft]	Presión Poral [psi]	Gradiente poral [psi/ft]	Movilidad [mD.ft/cP]
Tradicional	6040	0.7	3775	0.44	187
Curva Tipo	5967	0.7	3785	0.44	233

Tabla 1 – Resultados del análisis del DFIT para el pozo A.

El pozo B es un pozo vertical exploratorio donde se bombeó un DFIT de 3 barriles en formación Vaca Muerta y se registró una caída de presión durante 64 horas. La Figura 13 agrupa el conjunto de gráficos que normalmente se utilizan para la interpretación holística de DFIT. El gráfico ACA muestra un largo período de flujo pseudolineal; por lo tanto, la presión inicial se puede estimar con confianza utilizando la técnica tradicional y se puede comparar con el método de curva tipo. Además, se ejecutó un ensayo *pump in flowback rebound test* (PIFBRT) en el pozo B después del DFIT, lo que proporcionó una estimación alternativa de la presión de cierre para comparar.

La Figura 14 muestra el ajuste con una curva tipo utilizando la metodología de Craig y la tabla 2 resume los resultados de la interpretación por ambos métodos. La estimación de la presión poral es consistente entre los métodos, siendo ligeramente mayor (+1 %) para el análisis de curva tipo. Con respecto a la presión de cierre, la técnica de la línea tangente (enfoque holístico) no proporciona una manera fácil de determinar el cierre en este caso debido al *leakoff* del tipo tip extension (sin máximo local en la derivada dP/dG y línea tangente en GdP/dG no pasa por el origen). El valor interpretado es ligeramente inferior (-2%) a la estimación del PIFBRT pero tiene un alto grado de incertidumbre. Por el contrario, la presión de cierre de la curva tipo es ligeramente mayor (+1%). A pesar de la pequeña diferencia, el análisis de la curva tipo arrojó una estimación aceptable de la presión de cierre y es una alternativa simple cuando el enfoque clásico es ambiguo.

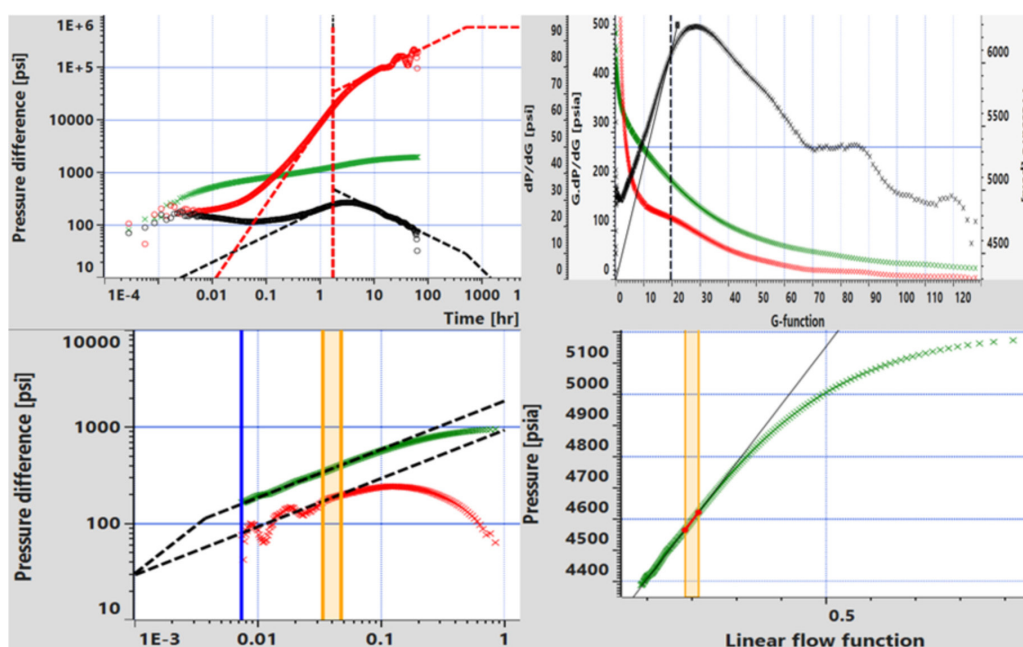


Figura 13. Análisis convencional del DFIT para el pozo B. Arriba a la izquierda gráfico log-log plot, arriba a la derecha gráfico función G y abajo gráfico de ACA.

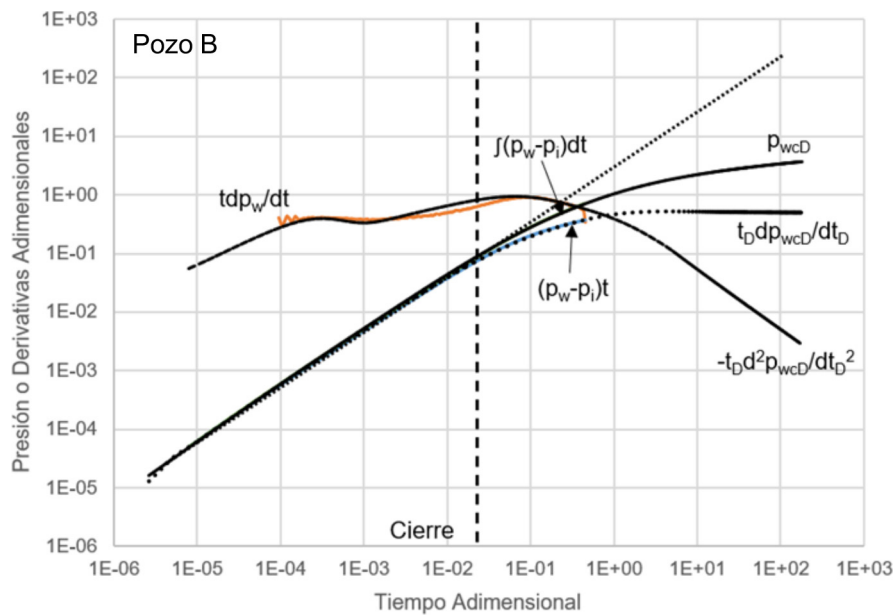


Figura 14. Análisis convencional del DFIT por curva tipo para el pozo B.

Método	Presión de Cierre [psi]	Gradiente de Cierre [psi/ft]	Presión Poral [psi]	Gradiente poral [psi/ft]	Movilidad [mD.ft/cP]
Tradicional	9118	0.978	8258	0.887	-
Curva Tipo	9378	1.006	8348	0.895	1.4
PIFBRT	9278	0.995	-	-	-

Tabla 2. Resultados del análisis del DFIT y PIFBRT para el pozo B.

VALIDACIÓN DEL MÉTODO

La metodología de curva tipo DFIT se validó comparándola con los resultados del método holístico antes de su aplicación masiva. Para esto, se seleccionaron DFIT con regímenes de flujo pseudolineales o pseudoradiales claros, de modo de tener resultados confiables para la validación. La comparación se dividió considerando los principales parámetros de interpretación de los DFIT: presión inicial, transmisibilidad y presión de cierre.

Presión inicial

Las estimaciones de presión inicial de 79 DFIT con flujo pseudolineal y 19 con flujo pseudo-radial se compararon y graficaron en la Fig. 15. Como puede verse, la regresión lineal da prácticamente una pendiente unitaria y $R^2=0.99$, lo que indica que ambos métodos estiman valores casi idénticos.

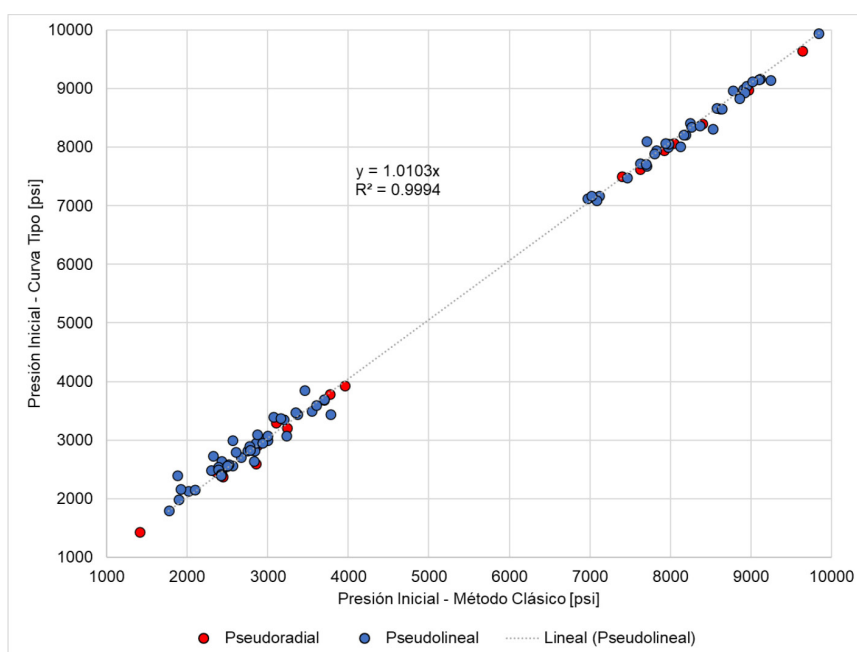


Figura 15. Crossplot de presión inicial calculada a partir del ACA (método holístico) vs. curvas tipo.

Transmisibilidad

Debido a las pocas pruebas con flujo pseudoradial en Vaca Muerta (7), la mayoría de los DFIT analizados pertenecen a reservorios convencionales (16). La Figura 16 muestra el gráfico de dispersión y la regresión lineal entre variables. El R^2 es 0.98 y la pendiente de la línea es alrededor de 0.96. En general, las transmisibilidades de la curva de tipo son ligeramente

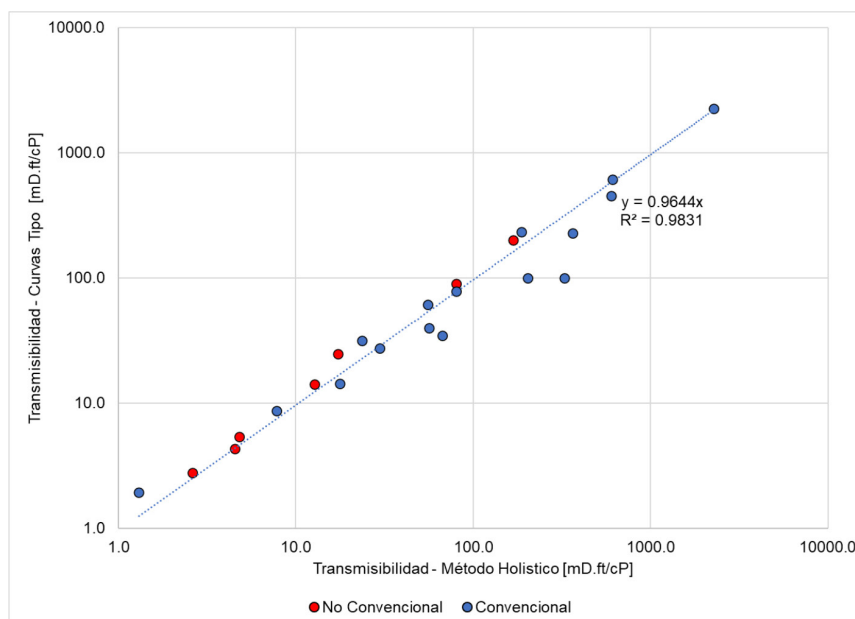


Figura 16. Crossplot de transmisibilidad calculada a partir de flujo radial vs. curva tipo.

menores que las holísticas. De cualquier forma, están muy cerca ya que los datos prácticamente se encuentran en la línea de 45° y considerando la incertidumbre en este parámetro, estas diferencias son totalmente aceptables para uso de ingeniería.

Presión de cierre

Las estimaciones de presión de cierre con ambos métodos en 189 DFIT se trazan en la Fig. 17. El R^2 es 0.99 y la pendiente de la línea es de alrededor de 1.006, lo que indica que los valores de las curvas tipo son prácticamente coincidentes.

La estimación de la presión de cierre a partir de DFIT ha generado mucho debate en la industria desde que McClure *et al.* (2016) presentaron el método de “*fracture-compliance*”. Esta técnica da como resultado presiones de cierre significativamente mayores (500 psi o más en algunos casos) que la técnica de línea tangente (enfoque holístico).

Los resultados de la Fig. 17 indicarían preliminarmente valores cercanos al método de la línea tangente ya que las diferencias son pequeñas. Sin embargo, se debería realizar la aplicación del método de “*fracture-compliance*” a este conjunto de datos para comparar correctamente entre todos estos métodos. Sería deseable la comparación con otras técnicas como PIFBRT, siempre que esté disponible.

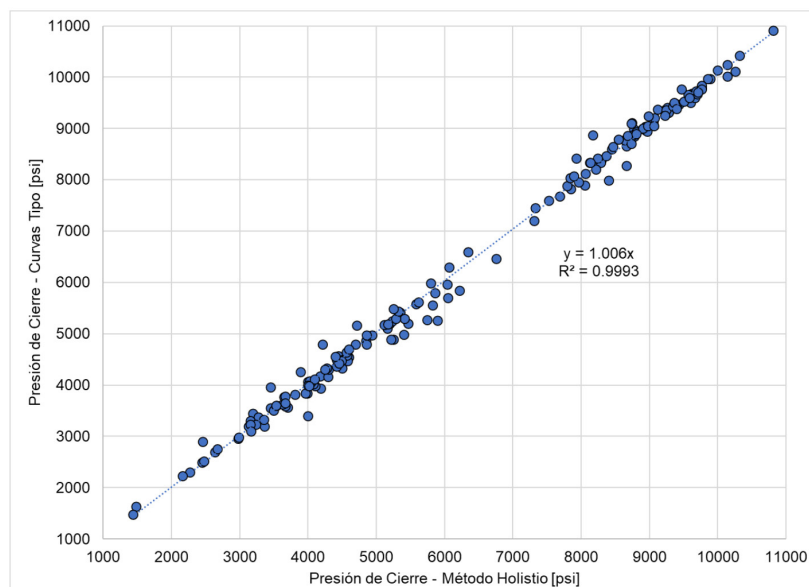


Figura 17. Crossplot de presión de cierre calculado a partir del método de la tangente (holístico) vs curva tipo.

SENSIBILIDAD DEL MÉTODO

En la interpretación de ensayos de pozos, el ajuste con curvas tipo generalmente no es unívoco (es decir, los datos pueden coincidir con varias curvas tipo). Esto también aplica para las curvas

tipo DFIT, por lo tanto, se evaluó el impacto de la selección de la curva en la estimación de la presión y la transmisibilidad.

Para demostrar el impacto que tiene la selección de distintas curvas tipo en un mismo DFIT, se seleccionaron 2 casos. El primero es un DFIT que tiene el régimen de flujo claro y bien definido (Fig. 18) y para el segundo caso se seleccionó un DFIT con un régimen de flujo posterior al cierre no completamente desarrollado (Fig. 19) para evaluar un caso de alta incertidumbre.

Para el primer ejemplo se presenta el mismo DFIT analizado por 3 curvas tipo diferentes, en cada una se fue ajustando con menor coeficiente de almacenamiento adimensional, lo que implica que el almacenamiento producto del pozo y el cierre de la fractura es de menor duración. Los coeficientes de 0.09 y 0.07 representan casos más realistas donde el DFIT estaría transicionando rápido a un flujo pseudoradial claro (nótese el excelente ajuste en la derivativa del DFIT), en cambio, el de 0.02 implicaría un desarrollo más lento de este régimen de flujo. El análisis empleando la metodología clásica dio resultados similares a los casos de mayor coeficiente de almacenamiento adimensional. K^*h/u por metodología clásica 55.4 mD.ft/cp.

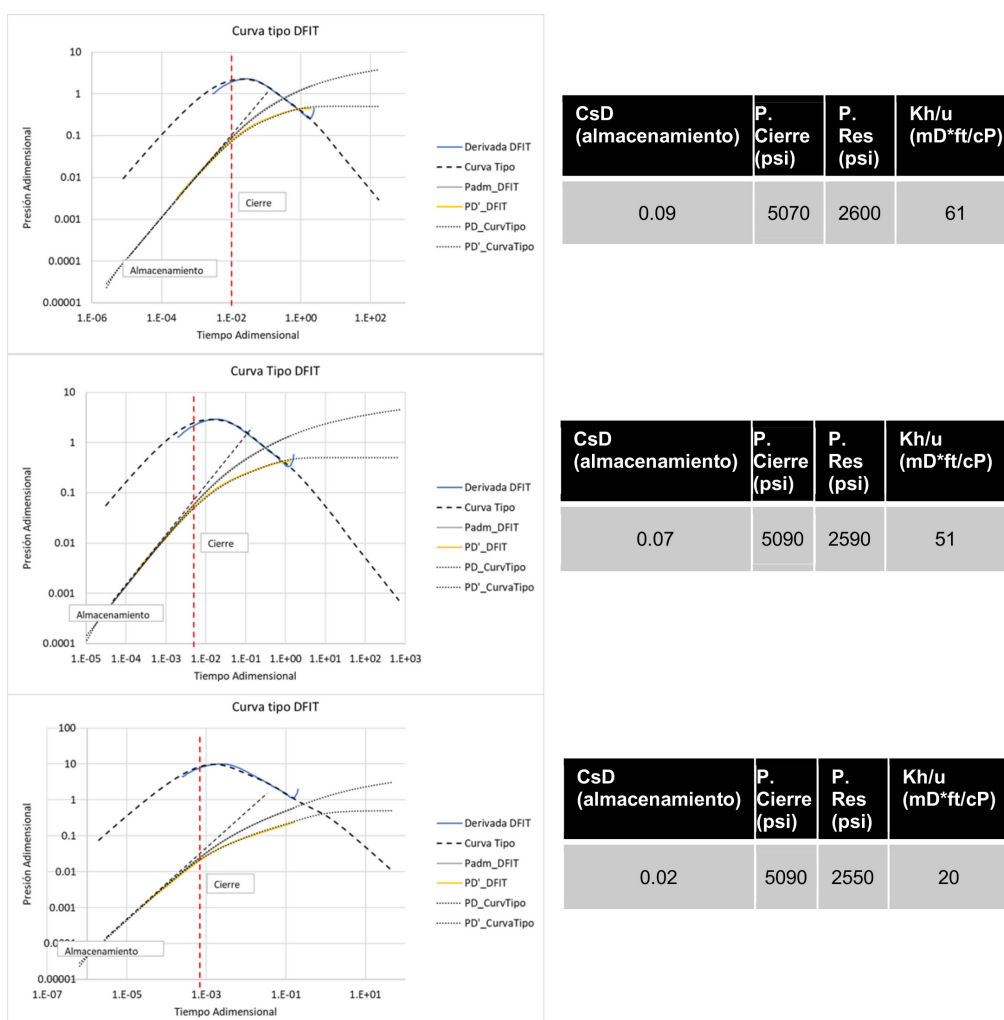
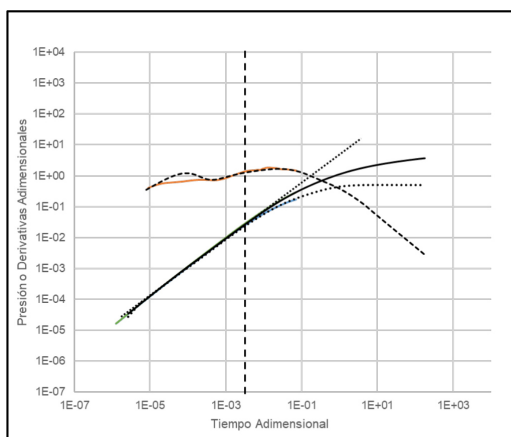


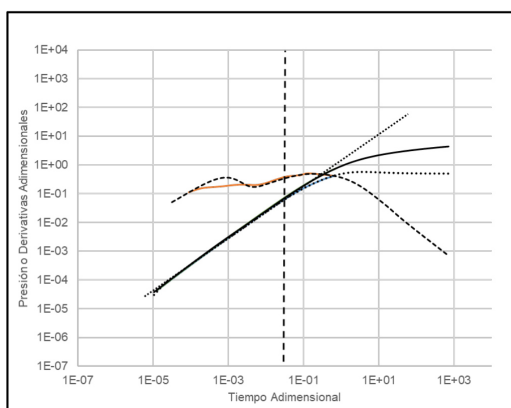
Figura 18. Análisis de un DFIT con flujo post-cierre claro utilizando 3 curvas tipo diferentes.

En el segundo ejemplo la identificación del régimen de flujo después del cierre de la fractura muestra una pendiente de -0,15 en derivada semilogarítmica después de 80 horas que podría interpretarse como una transición lenta hacia un flujo pseudolineal.

Se seleccionaron dos curvas tipo extremas para probar la sensibilidad. El coeficiente de almacenamiento adimensional de 0.09 implica la transición a un régimen de flujo pseudolineal largo (caso realista) y el coeficiente de almacenamiento adimensional de 0.36 significa un flujo pseudolineal corto seguido de un flujo pseudoradial (caso improbable). En ambos casos, se puede realizar un ajuste aceptable.



CsD (almacenamiento)	P. Cierre (psi)	P. Res (psi)	Kh/u (mD*ft/cP)
0.09	8339	7474	1.22



CsD (almacenamiento)	P. Cierre (psi)	P. Res (psi)	Kh/u (mD*ft/cP)
0.36	8339	7489	3.38

Figura 19. Análisis de un DFIT sin flujo post-cierre claro utilizando 2 curvas tipo diferentes.

Las Tablas resumen los resultados de las interpretaciones. La presión de cierre y la presión inicial son independientes del tipo de curva seleccionada para el análisis ya que las estimaciones son muy similares. Esto demuestra que la metodología de curva tipo es una excelente herramienta para la estimación de presiones iniciales y de cierre.

La estimación de la transmisibilidad, por el contrario, depende de qué curva se utilice. Para estos ejemplos se obtuvo un factor máximo de 3 entre los casos. Esta sensibilidad puede verse como una debilidad del método, pero se debe considerar que no existen muchas otras alternativas para

estimar la transmisibilidad en los DFIT, especialmente en yacimientos no convencionales donde el flujo pseudoradial es extremadamente raro. En cualquier caso, las estimaciones de transmisibilidad de diferentes tipos de curvas darán como resultado el mismo orden de magnitud.

RESULTADOS

La fig. 20 muestra la mejora en el porcentaje de DFIT con estimaciones válidas para diferentes parámetros después de aplicar la metodología de curva tipo.

Los porcentajes de presión de cierre mejoraron ligeramente de 92% a 95%. Las curvas tipo permitieron reinterpretar algunas pruebas donde el cierre no era claro o era imposible de estimar con el método de la línea tangente.

Antes de la aplicación de la curva tipo, solo la mitad de las pruebas tenían una estimación de la presión de reservorio. Las curvas de tipo elevaron el porcentaje a 85%.

Dado que la transmisibilidad solo se puede calcular en flujo pseudoradial utilizando el enfoque tradicional, el porcentaje de prueba era demasiado bajo (aproximadamente 1 de 10) antes de la implementación de las curvas tipo. Ese número mejoró a 7 de 10 debido a la metodología de curvas tipo.

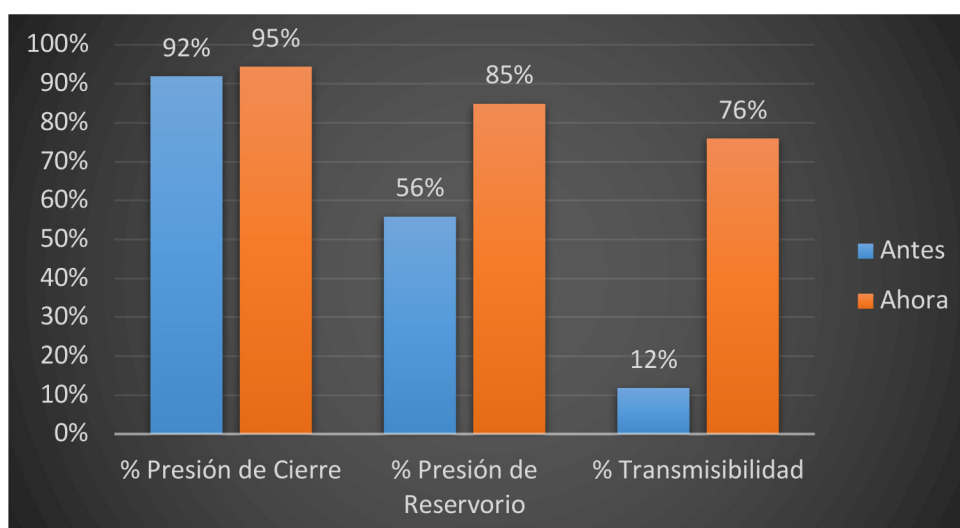


Figura 20. Comparación de resultados de análisis de DFITs con las metodologías clásicas y de curva tipo.

CONCLUSIONES

Luego de evaluar el método en diferentes cuencas y corroborar su factibilidad podemos concluir en los siguientes puntos:

- La metodología de curvas tipo es un método confiable que permite poner en valor aquellos DFITs que con la metodología tradicional no pueden ser evaluados. YPF mejoró la eficiencia de interpretación de DFITs haciendo uso de esta metodología, mejorando así la caracterización de sus reservorios.
- La metodología de curvas tipo fue validada mediante comparación de resultados con el método clásico en aquellos DFIT que se tenía una interpretación clara.
- Las estimaciones de presión inicial y presión de cierre son prácticamente independientes de la curva tipo seleccionada. Esto pone al método de curvas tipo como uno de los mejores para estimar presión poral en reservorios de muy baja permeabilidad.
- El método de curvas tipo provee una herramienta alternativa para estimar la presión de cierre, lo que es particularmente útil en zonas estructuralmente complejas y pozos horizontales donde suelen aparecer comportamiento de presión difíciles de analizar.
- La estimación de transmisibilidad depende de la curva tipo que se utilice. Las diferentes interpretaciones pueden diferir en factores de 3-4x. Para el caso de reservorios no convencionales este rango de incertidumbre del método puede considerarse aceptable ya que es prácticamente imposible alcanzar flujo pseudoradial. Mientras que para los convencionales nos sirve para estimar la transmisibilidad en orden de magnitud donde por cuestiones operativas no se alcance flujo pseudoradial.

REFERENCIAS

- Barree, Robert David, Barree, Valencia L., and David Craig. "Holistic Fracture Diagnostics." Paper presented at the Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, Colorado, U.S.A., April 2007. doi: <https://doi.org/10.2118/107877-MS>
- Craig, David P. "New Type Curve Analysis Removes Limitations of Conventional After-Closure Analysis of DFIT Data." Paper presented at the SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, Texas, USA, April 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/168988-MS>
- Craig, David P., and Thomas Alwin Blasingame. "Application of a New Fracture-Injection/Falloff Model Accounting for Propagating, Dilated, and Closing Hydraulic Fractures." Paper presented at the SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, May 2006. doi: <https://doi.org/10.2118/100578-MS>
- Craig, David P., and Robert A. Jackson. "Calculating the Volume of Reservoir Investigated During a Fracture-Injection/Falloff Test DFIT." Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, January 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/184820-MS>
- McClure, Mark W., Jung, Hojung, Cramer, Dave D., and Mukul M. Sharma. "The Fracture-Compliance Method for Picking Closure Pressure From Diagnostic Fracture-Injection Tests." SPE J. 21 (2016): 1321–1339. doi: <https://doi.org/10.2118/179725-PA>

- Nolte, Kenneth G., and Michael B. Smith. "Interpretation of Fracturing Pressures." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1979. doi: <https://doi.org/10.2118/8297-MS>
- Nolte, Kenneth G. "Determination Of Fracture Parameters From Fracturing Pressure Decline." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 1979. doi: <https://doi.org/10.2118/8341-MS>
- Nolte, Kenneth G.. "Fracturing-Pressure Analysis for Nonideal Behavior." *J Pet Technol* 43 (1991): 210–218. doi: <https://doi.org/10.2118/20704-PA>
- Nolte, K.G., Mack, M.G., and W.L. Lie. "A Systematic Method for Applying Fracturing Pressure Decline: Part I." Paper presented at the Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, April 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/25845-MS>
- Nolte, K.G., Maniere, J.L., and K.A. Owens. "After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 1997. doi: <https://doi.org/10.2118/38676-MS>
- Peres, A. M. M., Onur, M., and A. C. Reynolds. "A New General Pressure Analysis Procedure for Slug Tests." Paper presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, April 1989. doi: <https://doi.org/10.2118/18801-MS>
- Talley, G.R., Swindell, T.M., Waters, G.A., and K.G. Nolte. "Field Application of After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests." Paper presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999. doi: <https://doi.org/10.2118/52220-MS>

