NIVEL I

FUNDAMENTOS Y OPERACIÓN DFIT

Módulo I — Fundamentos del DFIT

Versión 1.1

Material de capacitación técnica

© Ricardo Delgado — Todos los derechos reservados. Material de capacitación técnica. No se autoriza su reproducción, distribución o modificación sin autorización del autor.

dfit.ar

Nota al lector

Un ensayo puede ejecutarse correctamente y producir una gran cantidad de datos. Pero obtener datos no significa necesariamente comprender qué ocurrió.

Esa diferencia es el punto de partida de este material.

En una operación intervienen personas con funciones y experiencias diferentes. Un operador observa presiones, caudales y maniobras; un supervisor necesita entender la secuencia completa; un ingeniero busca relacionar esos registros con el comportamiento de la formación; mientras que desde áreas comerciales o de gestión interesa comprender qué información aporta el ensayo y por qué puede resultar valiosa para una operación o un desarrollo.

Este módulo busca construir un lenguaje común entre esas miradas.

Los contenidos avanzan desde los fundamentos hacia la operación y los datos. Algunos conceptos vuelven a aparecer cuando es necesario relacionarlos con una nueva etapa del ensayo. La intención es que términos, curvas y valores dejen de verse como elementos aislados y comiencen a formar parte de una misma historia: qué hicimos, qué ocurrió en el pozo, qué medimos y qué podemos aprender de ello.

El recorrido tampoco fue pensado únicamente para ser leído. Algunos conceptos podrán explorarse mediante simuladores y otros recursos interactivos desarrollados para complementar el material, experimentar con variables y observar de otra manera fenómenos que sobre una página permanecen estáticos.

Al finalizar este módulo, la expectativa es que una operación DFIT pueda observarse con otra perspectiva: comprender mejor lo que sucede, hacer mejores preguntas frente a los datos y reconocer el valor que esa información puede tener en las decisiones posteriores.

Porque comprender el ensayo es el primer paso.

Lo siguiente es aprender a transformar sus datos en información de ingeniería.

Alcance técnico

Este módulo aborda el DFIT desde una perspectiva física y operacional, relacionando lo que ocurre en el pozo con las variables que pueden observarse y registrarse durante el ensayo.

Los conceptos se desarrollan a partir de la secuencia real de una operación: preparación del pozo, presurización e inyección, ruptura y propagación de la fractura, shut-in y posterior registro del falloff. El objetivo es comprender no sólo qué se hace en cada etapa, sino también qué está ocurriendo en la formación y qué información queda reflejada en los datos adquiridos.

A lo largo del documento se utilizan valores de presión, caudal, volumen, tiempo, adquisición e instrumentación provenientes de configuraciones operacionales utilizadas como referencia. Estos valores aportan contexto y permiten trabajar con órdenes de magnitud representativos de campo. No constituyen parámetros universales ni una receta para diseñar o ejecutar un DFIT.

Cada ensayo responde a condiciones particulares: características del pozo y de la formación, objetivo del DFIT, configuración de completación, equipamiento disponible, instrumentación y procedimientos operacionales y de seguridad aplicables.

A partir de esta base será posible avanzar hacia una etapa diferente: utilizar los datos adquiridos para validar el ensayo, analizarlos y obtener información de ingeniería con un nivel creciente de profundidad.

Aviso de uso

Este documento fue desarrollado como material de formación y consulta técnica. Los conceptos, ejemplos y referencias incluidos tienen como finalidad facilitar la comprensión del ensayo DFIT y de los fenómenos asociados a su ejecución.

Su contenido no reemplaza programas operativos, procedimientos de compañía, especificaciones de fabricantes, evaluaciones de riesgo, normas aplicables ni criterios de ingeniería definidos para una operación.

Las condiciones de cada ensayo deben evaluarse de acuerdo con las características particulares del pozo y de la formación, los objetivos establecidos, el equipamiento disponible y los procedimientos operacionales y de seguridad vigentes.

Las publicaciones, metodologías, marcas y materiales de terceros mencionados se utilizan como referencias técnicas y bibliográficas y conservan los derechos correspondientes a sus respectivos titulares.

La aplicación de los contenidos de este material a situaciones reales requiere el análisis y la validación técnica correspondiente.

Objetivo del módulo

Comprender qué problema resuelve un DFIT, qué ocurre físicamente durante el ensayo, qué variables se miden, qué información puede obtenerse de ellas y por qué la calidad de la operación condiciona directamente la calidad de la interpretación posterior.

Al finalizar este módulo, el participante debería poder observar una curva básica de presión y caudal y reconstruir conceptualmente qué hizo la operación, qué ocurrió en la formación, qué registraron los sensores y qué información puede intentar obtenerse posteriormente.

Índice

1. ¿Qué es un DFIT?

2. ¿Qué queremos conocer?

3. ¿Qué ocurre antes del DFIT?

4. Inicio del ensayo: presurización e inyección

5. Ruptura — Breakdown

6. Propagación de la fractura y leakoff

7. ¿Por qué utilizar poco volumen?

8. Fin del bombeo — Shut-in

9. ISIP

10. Falloff

11. Cierre y contacto de fractura

12. ¿Por qué seguimos registrando después del cierre?

13. ¿Qué mide realmente un DFIT?

14. Primera visión completa del ensayo

15. Cómo leer una curva DFIT

16. Conceptos que no debemos confundir

17. Presión de reservorio y permeabilidad

18. Calidad de datos: medir no alcanza

19. Errores operacionales y su impacto en los datos

20. Autoevaluación operacional

21. ¿Qué valor aporta un DFIT?

Cierre del Módulo I
Continuidad del recorrido
Explorá el DFIT
Glosario técnico y unidades
22. Referencias y fuentes técnicas
Anexo — Del DFIT a la decisión

1. ¿Qué es un DFIT?

DFIT significa Diagnostic Fracture Injection Test.

Es un ensayo en el cual se inyecta una cantidad controlada de fluido dentro de una formación para crear una fractura hidráulica pequeña. Luego se detiene la inyección y se registra cómo evoluciona la presión con el tiempo.

Programas operativos utilizados en Vaca Muerta lo describen como el bombeo de un volumen mínimo de fluido a bajo caudal para crear una pequeña fractura en formación virgen y estudiar posteriormente el comportamiento del declino de presión.

INYECTAR

↓

GENERAR UNA PEQUEÑA FRACTURA

↓

DETENER LA INYECCIÓN

↓

REGISTRAR LA RESPUESTA DE PRESIÓN

↓

INTERPRETAR

1.1. Un ensayo diagnóstico

Acá aparece la primera diferencia importante. El DFIT genera una fractura, pero no la genera con el mismo objetivo que una etapa de estimulación.

En una fractura hidráulica productiva buscamos conductividad y una gran superficie de contacto entre el pozo y el reservorio. En el DFIT hacemos algo distinto: generamos una fractura pequeña, controlada, y después observamos cómo responde.

Dicho de otra manera: no estamos fracturando para producir; estamos fracturando para obtener información. Esta diferencia explica buena parte de la operación que veremos después.

De allí el término Diagnostic.

1.2. La fractura como herramienta de diagnóstico

Para realizar un DFIT necesitamos alcanzar condiciones que permitan iniciar y propagar una fractura. No observamos directamente esa fractura a miles de metros de profundidad.

Observamos principalmente presión, caudal, volumen y tiempo, y utilizamos esas variables para reconstruir qué ocurrió.

Cuando más adelante miremos una curva DFIT, conviene no verla como una línea que simplemente sube y baja. Detrás de cada cambio hay una operación y una respuesta física del sistema.

1.3. Alcance de este módulo: DFIT convencional y otras modalidades

En este módulo, cuando hablamos de DFIT, nos referimos principalmente a la configuración convencional utilizada como referencia: preparación de un intervalo específico, inyección de un volumen controlado, shut-in y registro posterior del falloff durante un período prolongado.

Existen otras modalidades, entre ellas Rapid DFIT y DFIT-FBA, que comparten determinados objetivos de caracterización, pero utilizan secuencias operacionales y formas de adquisición diferentes. Por lo tanto, no deben considerarse denominaciones equivalentes ni variantes intercambiables de una misma operación.

El Nivel I desarrolla los fundamentos físicos y operacionales del DFIT convencional. El simulador incorpora además una comparación conceptual con Rapid DFIT para quienes ya conocen esa modalidad. El desarrollo del Rapid DFIT y del DFIT-FBA corresponde al Nivel II.

2. ¿Qué queremos conocer?

Para ordenar el problema, conviene separar dos preguntas: qué podemos aprender de la fractura y qué podemos aprender del reservorio.

2.1. Comportamiento de la fractura

Nos interesan fenómenos relacionados con ruptura, propagación, ISIP, leakoff y contacto/cierre. Esa información puede utilizarse posteriormente para estimar parámetros geomecánicos, especialmente el esfuerzo principal mínimo, Shmin.

2.2. Comportamiento del reservorio

Después del cierre, el comportamiento de presión puede contener información relacionada con presión de reservorio, movilidad/transmisibilidad y permeabilidad.

Un DFIT no garantiza que puedan determinarse todos esos parámetros.

La interpretación depende de la calidad y duración del registro y de que aparezcan comportamientos diagnósticos suficientes. Si el dato no sostiene una estimación con confianza, no debe forzarse un resultado.

2.3. Medir no es lo mismo que interpretar

Acá conviene hacer una distinción que después nos va a evitar varias confusiones.

Etapa	**Qué ocurre**
Sensor	Mide presión y, según la instrumentación, otras variables.
Adquisición	Registra presión, caudal, volumen, tiempo y eventualmente temperatura.
Procesamiento	Organiza y prepara las mediciones.

Interpretación	Infiere fenómenos y estima propiedades a partir de los datos.

El sensor mide; el análisis procesa esos datos y la interpretación intenta explicar qué ocurrió en la fractura y en la formación.

Por eso el DFIT no mide directamente permeabilidad ni Shmin. Esas propiedades se estiman posteriormente a partir del comportamiento registrado y de información adicional.

3. ¿Qué ocurre antes del DFIT?

Antes de hablar de presión, caudal o curvas, necesitamos ubicarnos dentro del pozo.

¿Dónde vamos a realizar el DFIT? ¿Cómo llega el fluido desde el casing hasta la formación? ¿Qué queda por debajo de la zona que queremos ensayar? ¿Y por qué aparece un tapón antes del punzado?

Entender esto evita una confusión bastante común: tapón, Poor Boy y punzado cumplen funciones diferentes dentro de la completación.

3.1. ¿Cómo se comunica el casing con la formación?

En esta etapa del pozo tenemos un casing cementado. Para inyectar fluido hacia la formación necesitamos establecer una comunicación hidráulica entre ambos.

En la configuración que estamos tomando como referencia existen dos conceptos que debemos diferenciar desde el comienzo: el Poor Boy y los punzados.

El Poor Boy forma parte de la completación y está ubicado hacia el extremo inferior de la rama.

Poor Boy: denominación de uso habitual en estas operaciones para la camisa iniciadora ubicada hacia el extremo inferior de la completación. No debe confundirse con el término poor boy separator utilizado en perforación para otro tipo de equipo.

Dependiendo del diseño y de la operación, el Poor Boy puede proporcionar una comunicación hidráulica inicial entre el casing y la formación.

El punzado establece esa comunicación de otra manera: mediante disparos que atraviesan el casing y el cemento y alcanzan la formación.

Por lo tanto, aunque ambos conceptos están relacionados con la comunicación casing-formación, no son lo mismo.

3.2. ¿Qué función cumple el tapón?

Ahora pensemos en nuestro DFIT convencional.

Queremos realizar el ensayo sobre un intervalo determinado de la formación. Para que la respuesta que registremos corresponda a ese intervalo, necesitamos controlar por dónde puede circular el fluido.

Si por debajo existe otra comunicación hidráulica con la formación -por ejemplo, a través del Poor Boy- esa comunicación no debe participar del ensayo.

Ahí aparece el tapón.

El tapón se fija dentro del casing y genera una barrera hidráulica. Su función, en este caso, es aislar la zona inferior del pozo.

La diferencia fundamental es sencilla: el tapón aísla; el punzado comunica.

En la configuración operacional utilizada como referencia se especifica un tapón ciego permanente, sin bola y no soluble, capaz de mantener aislado el Poor Boy durante todo el período de registro del DFIT.

No necesitamos entrar todavía en los distintos tipos y mecanismos de tapones. Lo importante es entender qué función está cumpliendo en esta operación.

3.3. ¿Qué es el punzado de sacrificio?

Una vez aislada la zona inferior necesitamos establecer una nueva comunicación entre el casing y la formación sobre la cual queremos realizar el DFIT.

Para eso se realiza el punzado de sacrificio, también denominado en la operación punzado de DFIT.

En una configuración operacional utilizada como referencia se punza un intervalo de aproximadamente 3 m, con una configuración de 6 TPP y fase 60°.

TPP significa tiros por pie: indica cuántos disparos se realizan por cada pie de longitud punzada.

Se denomina de sacrificio porque ese intervalo se prepara específicamente para realizar el ensayo diagnóstico dentro de esta secuencia de completación.

No debemos confundirlo con el conjunto de punzados de las etapas de fractura que se ejecutarán después.

3.4. ¿Dónde queda entonces el DFIT?

Si lo miramos conceptualmente desde el extremo inferior de la rama hacia superficie:

POOR BOY
↓
TAPÓN CIEGO
↓
PUNZADO DE SACRIFICIO / PUNZADO DFIT
↓
CASING HACIA SUPERFICIE

El tapón deja aislado lo que está por debajo. El punzado de sacrificio queda por encima del tapón y establece la comunicación con la formación que queremos ensayar.

Cuando posteriormente bombeamos el DFIT, el camino hidráulico que nos interesa es: superficie → casing → punzado de sacrificio → formación.

No colocamos un tapón simplemente porque el procedimiento lo pide. Lo colocamos porque necesitamos aislar hidráulicamente la zona inferior y definir qué intervalo de formación va a responder durante el ensayo.



3.5. ¿El tapón ya viene colocado?

No. La posición donde deberá quedar está definida por el diseño y el programa de completación, pero el tapón debe ser llevado hasta esa profundidad y fijado durante la operación correspondiente.

Esto ayuda a diferenciarlo del Poor Boy: el Poor Boy forma parte de la completación existente; el tapón se instala posteriormente para generar el aislamiento requerido por la operación.

3.6. ¿Por qué importan las operaciones previas?

Queremos observar la respuesta de una formación cuya condición inicial conozcamos lo mejor posible.

Si antes del DFIT realizamos bombeos, admisiones u otras operaciones que introduzcan fluido en la formación, podemos modificar temporalmente las condiciones que después pretendemos estudiar.

Por eso el programa de referencia establece realizar el DFIT inmediatamente después del punzado y evitar bombeos innecesarios antes del ensayo.

La lógica previa al DFIT queda entonces clara: preparamos el intervalo → aislamos lo que no queremos que participe → realizamos el punzado de DFIT → evitamos perturbaciones innecesarias → comenzamos el ensayo.

4. Inicio del ensayo: presurización e inyección

Ya tenemos preparado el pozo, aislada la zona inferior y realizado el punzado de sacrificio. Ahora comienza el DFIT.

El bombeador inicia la inyección de fluido y, a medida que aumenta el caudal, comienza a aumentar la presión.

En la configuración operacional utilizada como referencia, el bombeo comienza aproximadamente a 3 bpm. Si no se observa evidencia de ruptura, el caudal puede incrementarse progresivamente hasta un máximo de 12 bpm, respetando el volumen máximo establecido para el ensayo.

¿Por qué aumenta la presión? Porque estamos intentando introducir fluido en una formación que inicialmente no tiene una fractura hidráulica abierta que pueda recibirlo libremente.

4.1. ¿Dónde medimos la presión?

Durante el DFIT registramos la presión mediante sensores instalados en superficie.

En la configuración que utilizamos como referencia, disponemos de memory gauges instaladas en boca de pozo, conectadas hidráulicamente al cabezal/stack. También contamos con la medición de presión del sistema de bombeo, tomada desde otro punto de la instalación.

La utilización de memory gauges en superficie es una de las configuraciones posibles. En este módulo la utilizamos como modelo de referencia porque corresponde a la configuración operacional estudiada.

Por eso podemos tener más de un registro de presión durante el mismo ensayo.

La pregunta que debemos acostumbrarnos a hacer es: ¿qué presión estamos mirando y dónde está conectado el sensor que la está midiendo?

El sensor registra la presión existente en su punto de conexión. No mide directamente la presión dentro de la fractura.

Durante el bombeo, entre el punto de medición en superficie y la formación tenemos la columna de fluido y pérdidas de presión asociadas al flujo. Por eso decir “tenemos 8.000 psi” no es suficiente: necesitamos saber dónde se midieron y en qué condición operacional se encontraba el pozo.

4.2. Presión y caudal deben leerse juntos

Mientras bombeamos no deberíamos mirar solamente la presión. También necesitamos saber qué estamos haciendo con el caudal.

Si la presión cambia al mismo tiempo que modificamos el caudal o realizamos una maniobra, necesitamos conocer ese evento para entender correctamente la respuesta.

Presión, caudal y tiempo forman una misma historia operacional.

5. Ruptura — Breakdown

Continuamos bombeando.

A medida que inyectamos fluido, aumenta la presión hasta alcanzar las condiciones necesarias para iniciar una fractura hidráulica en la formación.

A este evento lo denominamos breakdown o ruptura.

¿Qué podemos observar en superficie? Un cambio en el comportamiento de la presión. Puede alcanzar un máximo, cambiar su tendencia o disminuir mientras continuamos bombeando.

Pero debemos tener un cuidado: una caída de presión no significa automáticamente que ocurrió el breakdown.

Para entender lo que estamos viendo necesitamos relacionar la presión con el caudal y con las maniobras realizadas durante el bombeo.

5.1. ¿Qué ocurrió físicamente?

Hasta este punto estuvimos aumentando la presión sobre el intervalo punzado.

Al alcanzar las condiciones necesarias, la roca comienza a fracturarse y el fluido empieza a ingresar en esa fractura.

El ensayo todavía no terminó. Continuamos bombeando una cantidad controlada de fluido para desarrollar esa pequeña fractura.

La pregunta siguiente es: ¿qué ocurre con la fractura y con el fluido mientras seguimos bombeando?

6. Propagación de la fractura y leakoff

Ya alcanzamos la presión necesaria para iniciar la fractura. Ocurrió el breakdown.

¿Qué pasa si continuamos bombeando?

La fractura comienza a aceptar fluido y continúa desarrollándose dentro de la formación.

Pero no todo el fluido que inyectamos queda dentro de la fractura. Mientras la fractura contiene fluido a presión, parte de ese fluido se transfiere hacia la formación que la rodea.

A este fenómeno lo denominamos leakoff.

Leakoff es la transferencia de fluido desde la fractura hacia la formación.

6.1. ¿El leakoff comienza cuando detenemos las bombas?

No. El leakoff ya ocurre mientras estamos bombeando y la fractura se está desarrollando.

Durante la inyección, una parte del fluido contribuye al desarrollo de la fractura y otra parte se transfiere desde la fractura hacia la formación.

Cuando posteriormente detengamos las bombas, dejaremos de aportar fluido desde superficie, pero el leakoff continuará. Esto será importante para entender por qué la presión comienza a disminuir durante el falloff.

6.2. ¿Por qué nos interesa?

Porque la forma en que el fluido se transfiere hacia la formación influye en la evolución de la presión que registramos.

Por ahora no necesitamos calcular cuánto leakoff ocurre ni analizar modelos. Alcanza con entender que la fractura se está desarrollando, el leakoff ya está ocurriendo y ambos procesos forman parte de la respuesta que estamos registrando.

7. ¿Por qué utilizar poco volumen?

En campo es habitual escuchar que para realizar un DFIT se utiliza “poco volumen”. Como primera explicación está bien. Pero aparece inmediatamente una pregunta: ¿cuánto es poco?

En la configuración de DFIT utilizada como referencia se establece un volumen máximo de 15 bbl.

7.1. Los 15 bbl puestos en escala

Un barril equivale aproximadamente a 159 litros. Por lo tanto, 15 bbl ≈ 2.385 litros ≈ 2,38 m^3.

Ahora tenemos un número, pero todavía nos falta contexto.

Tomemos una operación real de fractura hidráulica de Vaca Muerta. En el diseño utilizado como referencia encontramos aproximadamente 1.410 m^3 de fluido por etapa.

Comparemos: DFIT, hasta 2,38 m^3; una etapa de fractura, aproximadamente 1.410 m^3.

La etapa de fractura utiliza, en este ejemplo, un volumen del orden de 600 veces mayor. Ahí la expresión “poco volumen” empieza a tener sentido.

El objetivo del DFIT no es realizar una estimulación productiva del pozo. Necesitamos generar una fractura pequeña y controlada para observar posteriormente cómo responde la formación.

7.2. ¿Y el caudal?

En la configuración operacional de referencia, el DFIT comienza aproximadamente a 3 bpm y, si no se observa la ruptura, el caudal puede incrementarse progresivamente hasta 12 bpm, respetando siempre el volumen máximo establecido.

Como referencia: 3 bpm ≈ 477 L/min; 12 bpm ≈ 1.908 L/min.

En una operación real de fractura podemos encontrar caudales del orden de 60 bpm, aproximadamente 9.540 L/min.

Nuevamente, el número aislado dice poco. Necesitamos saber respecto de qué lo estamos comparando.

7.3. Magnitud, contexto y escala

En operaciones de pozo vamos a escuchar expresiones como alta presión, bajo caudal, poco volumen o rápida caída de presión.

Conviene acostumbrarnos a preguntar: ¿cuánto y respecto de qué?

El objetivo es entender la escala de la operación, no memorizar relaciones.

8. Fin del bombeo — Shut-in

Ya inyectamos el volumen previsto para el DFIT. Ahora detenemos las bombas.

A este momento de la operación lo denominamos shut-in.

En la configuración operacional utilizada como referencia, la detención del bombeo debe realizarse de manera abrupta. A partir de ese momento comienza una de las partes más importantes del ensayo: observar cómo evoluciona la presión sin continuar aportando fluido desde superficie.

8.1. ¿Qué ocurre cuando detenemos las bombas?

Hasta ese momento estábamos inyectando fluido y manteniendo la fractura abierta y en desarrollo.

Cuando realizamos el shut-in dejamos de aportar fluido desde superficie. Pero esto no significa que la fractura se cierre inmediatamente.

La fractura todavía contiene fluido a presión y el leakoff continúa transfiriendo parte de ese fluido hacia la formación. Como consecuencia, la presión comienza a disminuir.

Ese descenso de presión posterior al shut-in es el falloff.

8.2. Shut-in no es cierre de fractura

Shut-in es una acción operacional: detenemos el bombeo y aislamos el pozo para comenzar el período de observación.

El cierre de fractura es un proceso que ocurre posteriormente en la formación a medida que disminuye la presión.

Por lo tanto: detener las bombas no significa cerrar la fractura.

8.3. ¿Por qué el shut-in debe ser claro?

Porque necesitamos identificar con precisión el momento en que dejamos de inyectar.

Si la detención es progresiva, existen maniobras intermedias o no registramos correctamente el momento del shut-in, después resulta más difícil separar qué parte de la respuesta corresponde a la operación y qué parte corresponde al comportamiento del pozo.

Por eso, además de ejecutar correctamente la maniobra, necesitamos que quede registrada en el tiempo.

8.4. ¿Terminó el DFIT?

No. Terminó el bombeo, pero no terminó el ensayo.

Gran parte de la información que buscamos aparece precisamente después de detener las bombas. Por eso las memory continúan registrando la presión durante el período de falloff.

Y apenas realizamos el shut-in aparece un parámetro que vamos a escuchar continuamente cuando hablamos de DFIT: ISIP - Instantaneous Shut-In Pressure.

9. ISIP

Inmediatamente después del shut-in observamos una caída rápida de presión. Aparece entonces uno de los parámetros más conocidos del DFIT: ISIP, Instantaneous Shut-In Pressure.

Mientras estamos bombeando, la presión registrada incluye diferentes componentes asociados al sistema. Cuando detenemos abruptamente la inyección, Q pasa de un valor mayor que cero a cero y desaparecen componentes de presión asociados al flujo, principalmente pérdidas por fricción.

9.1. ISIP no es simplemente la presión cuando paramos

Podríamos mirar la curva y decir: “paramos a 8.000 psi, entonces el ISIP es 8.000 psi”. No necesariamente.

PRESIÓN FINAL DE BOMBEO

↓

SHUT-IN

↓

CAÍDA RÁPIDA DE PRESIÓN

↓

ISIP

Los programas operativos utilizados como referencia solicitan reportar por separado presión final, ISIP y presión a los 10 minutos. Eso muestra que representan condiciones diferentes del ensayo.

9.2. ¿Por qué hablamos de estimar el ISIP?

En una curva real el ISIP no necesariamente aparece como un punto perfectamente definido. Por eso hablamos de estimarlo a partir de la respuesta inmediatamente posterior al shut-in, y no simplemente de tomar el primer valor que aparece cuando la bomba llega a cero.

9.3. ¿Qué información nos aporta?

El ISIP es una referencia importante para caracterizar las condiciones de presión inmediatamente posteriores a la inyección.

El ISIP y la presión asociada al cierre están relacionados dentro de la misma historia de presión, pero no representan el mismo fenómeno.

En el instante correspondiente al ISIP, la fractura todavía se encuentra abierta. Después continuará el leakoff, el falloff y la pérdida progresiva de apertura hasta el contacto/cierre.

10. Falloff

Después del shut-in ya no inyectamos desde superficie, pero la presión continúa evolucionando.

A esa declinación de presión posterior al fin del bombeo la llamamos falloff.

El falloff no es simplemente “la presión bajando”. Es la respuesta temporal de un sistema que acaba de ser perturbado.

Durante esta etapa siguen ocurriendo fenómenos en fondo: leakoff, reducción de apertura de la fractura, contacto progresivo de sus superficies y, posteriormente, respuesta dominada cada vez más por el reservorio.

Que el caudal sea cero en superficie sólo nos dice que dejamos de inyectar. En fondo, el sistema sigue evolucionando.

11. Cierre y contacto de fractura

Después del shut-in la presión continúa disminuyendo y la fractura va perdiendo apertura.

El cierre no debe imaginarse como una válvula que pasa instantáneamente de abierta a cerrada. Es un proceso progresivo durante el cual las superficies de la fractura comienzan a entrar en contacto.

FRACTURA ABIERTA
↓
DISMINUCIÓN DE PRESIÓN
↓
MENOR APERTURA
↓
CONTACTO PROGRESIVO

11.1. ¿Qué vemos desde superficie?

No vemos físicamente las paredes de la fractura. Lo que registramos es la evolución de la presión con el tiempo.

El comportamiento de esta etapa puede utilizarse posteriormente para estimar parámetros relacionados con el estado de esfuerzos de la formación.

Para este módulo alcanza con entender que el cierre se interpreta a partir de la respuesta de presión: el sensor no mide directamente una “presión de cierre”.

11.2. Relación con Shmin

Shmin significa Minimum Principal Stress, esfuerzo principal mínimo. El comportamiento de cierre/contacto aporta información que posteriormente puede utilizarse para estimarlo.

El sensor no mide Shmin. Registra presión; la interpretación utiliza esa respuesta para estimar parámetros de la formación.

12. ¿Por qué seguimos registrando después del cierre?

Porque el cierre no significa que toda la información útil haya terminado.

Después del contacto/cierre, la presión puede continuar evolucionando durante horas o días. Esa región post-cierre puede contener información relacionada con el reservorio.

Programas operativos utilizados como referencia contemplan monitoreo continuo de hasta 240 h, es decir 10 días, y un mínimo de 120 h, 5 días, cuando sea necesario interrumpir el registro para continuar operaciones.

Éste es un punto muy de campo: las bombas pueden trabajar durante minutos y, sin embargo, el ensayo continuar durante días porque seguimos registrando el transiente.

El bombeo puede durar minutos. El diagnóstico puede requerir días de registro.

13. ¿Qué mide realmente un DFIT?

Directamente registramos variables como presión, caudal, volumen y tiempo, y eventualmente temperatura.

A partir de esas mediciones podemos intentar estimar información de fractura/geomecánica y del reservorio.

Directamente registrado	**Posteriormente estimado o interpretado**
Presión, caudal, volumen, tiempo, temperatura	Ruptura, ISIP, contacto/cierre, Shmin, comportamiento de leakoff
P(t), Q(t), eventos operacionales	Presión de reservorio, permeabilidad y otros parámetros cuando los datos lo permiten

El sensor mide; el análisis procesa esos datos y la interpretación intenta explicar qué ocurrió en la fractura y en la formación.

14. Primera visión completa del ensayo

FORMACIÓN EN CONDICIÓN INICIAL

↓

PUNZADO

↓

INYECCIÓN

↓

AUMENTO DE PRESIÓN

↓

RUPTURA

↓

PROPAGACIÓN

↓

FIN DE BOMBEO

↓

SHUT-IN

↓

ISIP

↓

LEAKOFF + FALLOFF

↓

PÉRDIDA DE APERTURA

↓

CONTACTO / CIERRE

↓

POST-CIERRE

↓

RESPUESTA DEL RESERVORIO

↓

INTERPRETACIÓN

Pero debemos incorporar desde ahora otra cadena:

DFIT REALIZADO

↓

DATOS DE CALIDAD

↓

INTERPRETACIÓN CONFIABLE

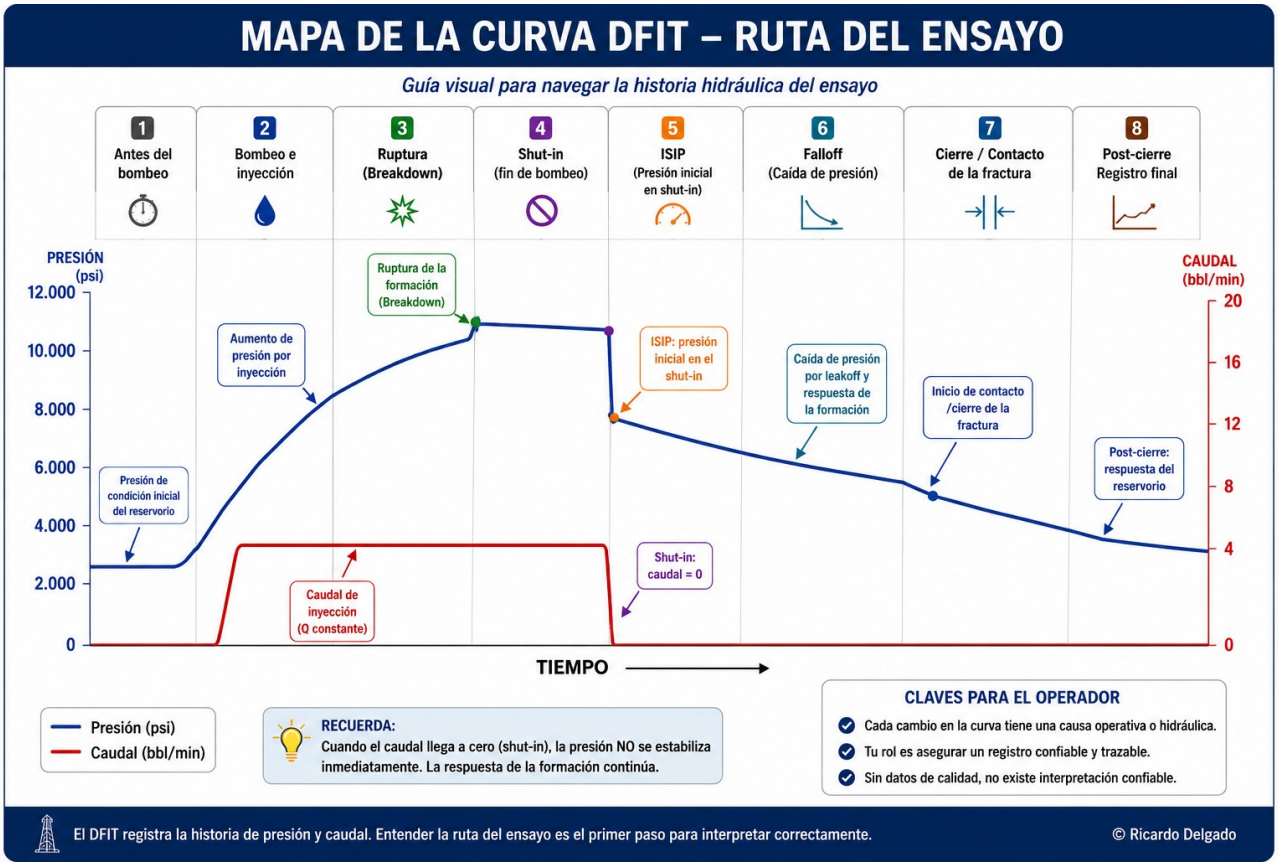
La primera no garantiza automáticamente la segunda ni la tercera.

Una buena interpretación empieza bastante antes del análisis: empieza con una operación bien ejecutada y un registro confiable.

15. Cómo leer una curva DFIT

Cuando recibimos una curva, la tentación es buscar enseguida ISIP o cierre. Conviene hacer lo contrario: primero reconstruir qué hizo la operación.

La curva se lee de izquierda a derecha, relacionando presión y caudal con los eventos operacionales.



15.1. Antes del bombeo

Tenemos Q = 0, pero la presión de superficie no necesariamente es cero. Debemos conocer qué ocurrió anteriormente.

Un bombeo previo puede haber modificado las condiciones que pretendemos estudiar. Una curva sin contexto operacional puede ser correcta como registro y, aun así, interpretarse incorrectamente.

15.2. Inicio de bombeo

Aparece Q > 0 y P aumenta. Estamos presurizando bomba, líneas, stack, casing, punzados y formación.

La primera pregunta frente a una señal de presión debería ser: ¿dónde está ubicado el sensor que genera este dato?

15.3. Ruptura

Continuamos bombeando hasta observar un cambio compatible con iniciación de fractura: breakdown. Si no es identificable con claridad, se reporta no evidente. No forzamos precisión inexistente.

15.4. Después de la ruptura

Continuamos inyectando. La fractura acepta fluido, aumenta su apertura y se propaga mientras simultáneamente existe leakoff.

En nuestro ejemplo operacional se puede alcanzar hasta 12 bpm, sin superar un volumen total de 15 bbl.

15.5. Presión final

Es la presión inmediatamente antes de detener la inyección. Todavía existe flujo, por lo que no debe confundirse con ISIP.

15.6. Shut-in

El caudal pasa abruptamente a cero. Es una acción operacional y debe poder identificarse con claridad en la historia del ensayo.

15.7. Caída inmediata de presión

Al desaparecer el flujo desaparecen rápidamente componentes dinámicos de presión. Esa transición es parte de la región utilizada para estimar el ISIP.

15.8. Después del ISIP

La fractura todavía está abierta. Continúa el leakoff, disminuye la presión y se reduce progresivamente la apertura.

15.9. Falloff

Seguimos la evolución de P(t). En algún momento se desarrolla el contacto/cierre y posteriormente puede aparecer una respuesta útil del reservorio.

15.10. Lectura completa desde la mirada del operador

El operador debería poder recorrer la curva y relacionar cada cambio importante con una condición operacional conocida.

1. ¿Cuándo comenzó el bombeo?
2. ¿Qué caudal se utilizó?
3. ¿Dónde aparece la ruptura o por qué se reportó no evidente?
4. ¿Cuál fue el volumen total?
5. ¿Cuál fue la presión final?
6. ¿Dónde ocurrió el shut-in?
7. ¿La transición fue abrupta?
8. ¿Qué sensores estaban registrando?
9. ¿Hubo maniobras, pérdidas de señal, fugas o eventos que deban quedar documentados?

Antes de interpretar la formación, debemos reconstruir la operación.

16. Conceptos que no debemos confundir

A esta altura ya recorrimos prácticamente todo el ensayo. Bombeamos, generamos una pequeña fractura, realizamos el shut-in y observamos cómo evoluciona la presión durante el falloff.

Antes de avanzar conviene ordenar algunos conceptos que, en campo, pueden confundirse.

16.1. Shut-in, ISIP y cierre de fractura

Los tres ocurren después del bombeo, pero no significan lo mismo.

Shut-in es la maniobra operacional: detenemos el bombeo y dejamos de aportar fluido desde superficie.

ISIP es la presión asociada al instante inmediatamente posterior al shut-in.

Cierre de fractura ocurre después, mientras la presión continúa disminuyendo y la fractura va perdiendo apertura.

La secuencia conceptual es: bombeo → shut-in → ISIP → falloff → cierre.

Por eso no debemos utilizar estos términos como si fueran equivalentes. Detener las bombas no significa que la fractura se haya cerrado.

16.2. Caudal cero en superficie no significa que todo se detuvo

Después del shut-in, el caudal de bombeo llega a cero. Pero dentro de la formación todavía tenemos fluido a presión y el leakoff continúa.

Por eso la presión sigue evolucionando aunque ya no estemos bombeando.

Q = 0 en superficie no significa que el sistema esté hidráulicamente estático. La bomba se detuvo. La respuesta de la formación continúa.

16.3. Una caída rápida de presión no tiene una única explicación

Cuando comparamos dos ensayos podemos encontrar que una presión disminuye más rápidamente que otra. Eso es una observación.

Lo que no debemos hacer es convertir inmediatamente esa observación en una conclusión sobre la formación.

La evolución de presión depende de varios factores: la fractura creada, el fluido, la formación y las condiciones del ensayo.

Observar un comportamiento no es lo mismo que explicar su causa.

En este módulo buscamos aprender a reconocer qué ocurrió durante la operación y obtener un registro confiable. La interpretación detallada vendrá después.

17. Presión de reservorio y permeabilidad

Hasta ahora hablamos principalmente de lo que ocurre durante el DFIT. Pero el objetivo del ensayo no termina en reconocer el breakdown, el ISIP o el cierre de la fractura.

La evolución de presión que registramos también contiene información sobre la formación. Dos conceptos que vamos a encontrar frecuentemente son presión de reservorio y permeabilidad.

En este módulo no buscamos aprender a calcularlas. Solamente necesitamos entender qué representan.

17.1. ¿Qué es la presión de reservorio?

La formación contiene fluidos dentro de sus poros y esos fluidos se encuentran sometidos a presión. A esa condición de presión propia del reservorio la denominamos, en términos generales, presión de reservorio.

Pero aparece nuevamente una pregunta que ya conocemos: ¿presión dónde?

No debemos confundir la presión que registra una memory en superficie con la presión existente en la formación. Entre ambos puntos tenemos el pozo y una columna de fluido.

Por eso una presión siempre necesita contexto. Decir “Tenemos 5.000 psi” es información incompleta. Necesitamos saber dónde fue medida y en qué momento de la operación.

17.2. ¿Qué es la permeabilidad?

Una roca puede contener fluidos en sus poros y, al mismo tiempo, ofrecer mucha resistencia a que esos fluidos se desplacen.

La permeabilidad expresa la capacidad de la roca para permitir el movimiento de fluidos a través de ella.

En formaciones no convencionales como Vaca Muerta esa capacidad puede ser muy baja. Esto ayuda a entender por qué, después de un bombeo relativamente corto, podemos necesitar registrar la evolución de presión durante muchas horas.

El bombeo terminó. La respuesta de la formación todavía continúa.

17.3. ¿El DFIT mide directamente estos parámetros?

No.

Las memory registran principalmente presión en función del tiempo y, según el instrumento, también temperatura.

A partir de esa historia de presión, junto con la información del ensayo y modelos de interpretación, posteriormente pueden estimarse propiedades de la formación.

Para el operador, la responsabilidad principal es anterior a ese análisis: que el ensayo se ejecute correctamente, que los sensores registren, que los tiempos sean confiables y que las maniobras queden documentadas.

Si la historia hidráulica está incompleta o es incorrecta, la interpretación posterior también estará condicionada.

18. Calidad de datos: medir no alcanza

En un DFIT no vemos directamente lo que ocurre dentro de la fractura. Lo que tenemos son mediciones de presión, caudal, volumen y tiempo y, según la instrumentación disponible, temperatura.

Una operación puede ejecutarse correctamente y, sin embargo, producir un DFIT de escaso valor si los datos son deficientes. La adquisición de datos forma parte del ensayo.

18.1. Qué significa un dato de calidad

Supongamos que tenemos registrado P = 7.253 psi. El número parece preciso. Pero todavía necesitamos saber dónde fue medido, con qué sensor, a qué hora, qué caudal había, si el instrumento estaba dentro de rango, si estábamos bombeando o en shut-in y si el reloj estaba sincronizado.

Un número con muchos decimales puede parecer muy preciso y, aun así, ser un dato pobre si no sabemos dónde, cuándo y cómo fue medido.

Para un DFIT necesitamos medición, tiempo, ubicación, contexto y trazabilidad.

18.2. Rango y resolución

Rango indica hasta qué valores puede medir el instrumento. Resolución indica qué variación mínima puede distinguir.

Los programas operativos de referencia especifican resoluciones del orden de 0,1 psi a 0,01 psi.

Rango evita que el instrumento quede fuera de capacidad. Resolución permite observar el detalle de la señal.

18.3. Frecuencia de adquisición

Los programas operativos de referencia requieren registros del orden de 1 dato por segundo, es decir 1 Hz.

Intervalo	**Cantidad de datos a 1 Hz**
1 minuto	60
1 hora	3.600
1 día	86.400
10 días	864.000 por variable continua

Algunos eventos ocurren rápidamente: inicio de bombeo, cambio de caudal, ruptura, shut-in y caída inmediatamente posterior.

Primero adquirimos con suficiente detalle. Lo que nunca fue registrado no puede recuperarse después.

18.4. Sincronización

Supongamos que el sensor de presión mide correctamente y el sistema de caudal también, pero el reloj de uno está desplazado 40 segundos. Al superponerlos podríamos asociar un cambio de presión al evento de caudal equivocado.

Podemos tener una presión correcta y un caudal correcto y, aun así, reconstruir mal la operación si los relojes no coinciden.

La regla operacional es simple: sincronizar antes y verificar después mediante eventos reconocibles.

18.5. Timestamp

Timestamp es la fecha y hora asociadas a una medición. En un DFIT no analizamos simplemente P; analizamos P(t), presión en función del tiempo. Lo mismo ocurre con Q(t).

Un error de reloj puede ser tan perjudicial como un error de presión.

18.6. Redundancia

Si al recuperar un instrumento descubrimos que dejó de registrar durante el segundo día de un ensayo de varios días, no podemos regresar en el tiempo y repetir ese período.

Por eso los programas operativos contemplan sensores principales y de respaldo, incluyendo memory gauges.

La redundancia tiene sentido porque ese tramo del ensayo no puede repetirse después. Si el registro se pierde, la historia también.

18.7. Ubicación del sensor

Decir “tenemos presión” no alcanza. Necesitamos preguntar dónde fue medida.

Dos sensores ubicados en lugares diferentes pueden registrar valores diferentes sin que ninguno esté necesariamente funcionando mal.

La ubicación forma parte de la identificación del dato.

18.8. Continuidad

Debemos distinguir pérdida de visualización o transmisión de pérdida de adquisición.

Una interrupción de telemetría puede impedir temporalmente visualizar un dato mientras una memory continúa almacenándolo internamente.

Frente a una pérdida de señal, la pregunta es: ¿se dejó de transmitir o se dejó de registrar?

18.9. Trazabilidad

Al finalizar el ensayo deberíamos poder reconstruir de dónde proviene cada registro.

SENSOR

↓

IDENTIFICACIÓN

↓

VARIABLE

↓

UBICACIÓN

↓

RANGO / RESOLUCIÓN

↓

FECHA Y HORA

↓

FRECUENCIA

↓

ARCHIVO

Identificar correctamente un dato también forma parte de medir correctamente.

18.10. Los eventos operacionales también son datos

Si durante el registro alguien abre una válvula, realiza una purga o modifica una alineación, la presión puede responder. El sensor registra perfectamente esa variación.

Si la maniobra no fue documentada, horas o días después alguien puede interpretar esa variación como una respuesta de la formación.

Éste es un punto crítico: una maniobra de superficie que no quedó documentada puede aparecer después en la curva como si fuera una respuesta del reservorio.

Para reconstruir un DFIT necesitamos P(t) + Q(t) + EVENTOS(t).

18.11. Preservación del dato original

Durante el análisis los datos podrán convertirse, organizarse, filtrarse, remuestrearse, graficarse o utilizarse en cálculos. Pero el dato original se conserva.

Trabajamos sobre copias. El objetivo no es producir la curva más bonita, sino conservar la representación más fiel posible de lo que ocurrió durante el ensayo.

18.12. Qué debe llevarse el operador

No necesitamos que el operador procese cientos de miles de puntos ni calcule derivadas. Sí necesitamos que comprenda que el sensor, la resolución, la frecuencia, el reloj, la ubicación, la redundancia, los eventos y la identificación del archivo importan.

OPERACIÓN

↓

MEDICIÓN

↓

REGISTRO

↓

DATO

↓

INTERPRETACIÓN

En un DFIT no alcanza con medir presión. Hay que saber qué se midió, dónde, cuándo y qué estaba ocurriendo mientras se medía.

19. Errores operacionales y su impacto en los datos

Durante un DFIT existen situaciones de campo capaces de modificar la señal que posteriormente será analizada.

LO QUE OCURRE EN CAMPO

↓

MODIFICA EL SISTEMA

↓

EL SENSOR REGISTRA UNA RESPUESTA

↓

ESA RESPUESTA APARECE EN LA CURVA

↓

ALGUIEN DEBERÁ INTERPRETARLA

El problema no es que el campo deje marcas en la curva; eso es inevitable. El problema es que esas marcas lleguen al analista sin contexto.

19.1. Bombeos previos

Si antes del DFIT se realiza un bombeo no previsto, ingresó fluido a la formación antes del ensayo que queremos analizar. La condición inicial alrededor del pozo puede haberse modificado.

Si se bombeó, se registra y se informa. No documentar una operación no hace que esa operación deje de haber ocurrido.

19.2. Aire o gas atrapado

Los programas requieren que las líneas estén correctamente llenas de líquido y libres de aire o gas antes de determinadas pruebas.

El gas es considerablemente más compresible que el líquido. Si queda atrapado puede almacenar energía y modificar la respuesta hidráulica.

Una buena purga no es solamente una condición de seguridad. También ayuda a que el sistema responda como esperamos.

19.3. Fugas

Después del shut-in esperamos Q superficie = 0 mientras observamos P disminuyendo. Pero una fuga también puede provocar caída de presión.

La señal puede contener simultáneamente respuesta fractura-formación y efecto de la fuga.

El sensor va a registrar la caída de presión, pero no sabe si la produjo la formación, una fuga o una maniobra. Ese contexto lo aporta la operación.

19.4. Shut-in escalonado

Si en lugar de pasar abruptamente a cero reducimos 12 → 10 → 8 → 6 → 4 → 2 → 0 bpm, cada modificación puede producir su propia respuesta de presión.

La transición entre inyección y falloff queda menos definida.

Un shut-in limpio genera una condición inicial más clara para el falloff.

19.5. Presión y caudal desincronizados

P y Q pueden ser individualmente correctos y, sin embargo, contar una historia incorrecta si sus relojes están desplazados.

Podemos tener una presión correcta y un caudal correcto y, aun así, reconstruir mal la operación si los relojes no coinciden.

19.6. Pérdida de adquisición

Supongamos un registro de 120 h con un hueco de 18 h. No alcanza con decir que conservamos la mayor parte del archivo.

La pregunta importante es qué ocurrió durante las horas que faltan. Podríamos haber perdido precisamente una región relevante.

El valor de un dato depende también del momento en que fue registrado.

19.7. Sensor fuera de rango

Si la presión supera el rango del instrumento, el sensor puede saturarse o dejar de representar correctamente la presión real.

Señal estable no significa necesariamente presión estable si el instrumento alcanzó su límite.

19.8. Resolución insuficiente

Un instrumento puede soportar perfectamente la presión máxima y, sin embargo, no distinguir pequeñas variaciones relevantes.

Rango adecuado no implica resolución adecuada.

19.9. Maniobra no registrada

Una apertura de válvula, una purga o un cambio de alineación durante el falloff puede producir una anomalía en P(t). Si no se documenta, puede ser interpretada como un fenómeno de subsuelo.

Una maniobra de superficie no documentada puede terminar pareciendo un fenómeno de subsuelo.

19.10. Diferencias entre sensores

Si un sensor muestra 7.200 psi y otro 7.350 psi, la primera reacción no debería ser descartar uno.

Primero debemos preguntar si están en el mismo punto, si miden la misma variable, si están sincronizados, si utilizan la misma referencia y si existía flujo.

Una diferencia entre sensores es primero una observación. Después determinamos si constituye un error.

19.11. Error de unidades

Presión = 8.000 es un dato incompleto. Necesitamos saber si son psi, bar, kPa u otra unidad.

Lo mismo ocurre con las demás variables: un volumen puede expresarse, por ejemplo, en bbl o m^3; un caudal, en bpm, L/min o m^3/h.

Las unidades forman parte del dato. Un número sin unidad es un dato incompleto.

19.12. Error de identificación y trazabilidad

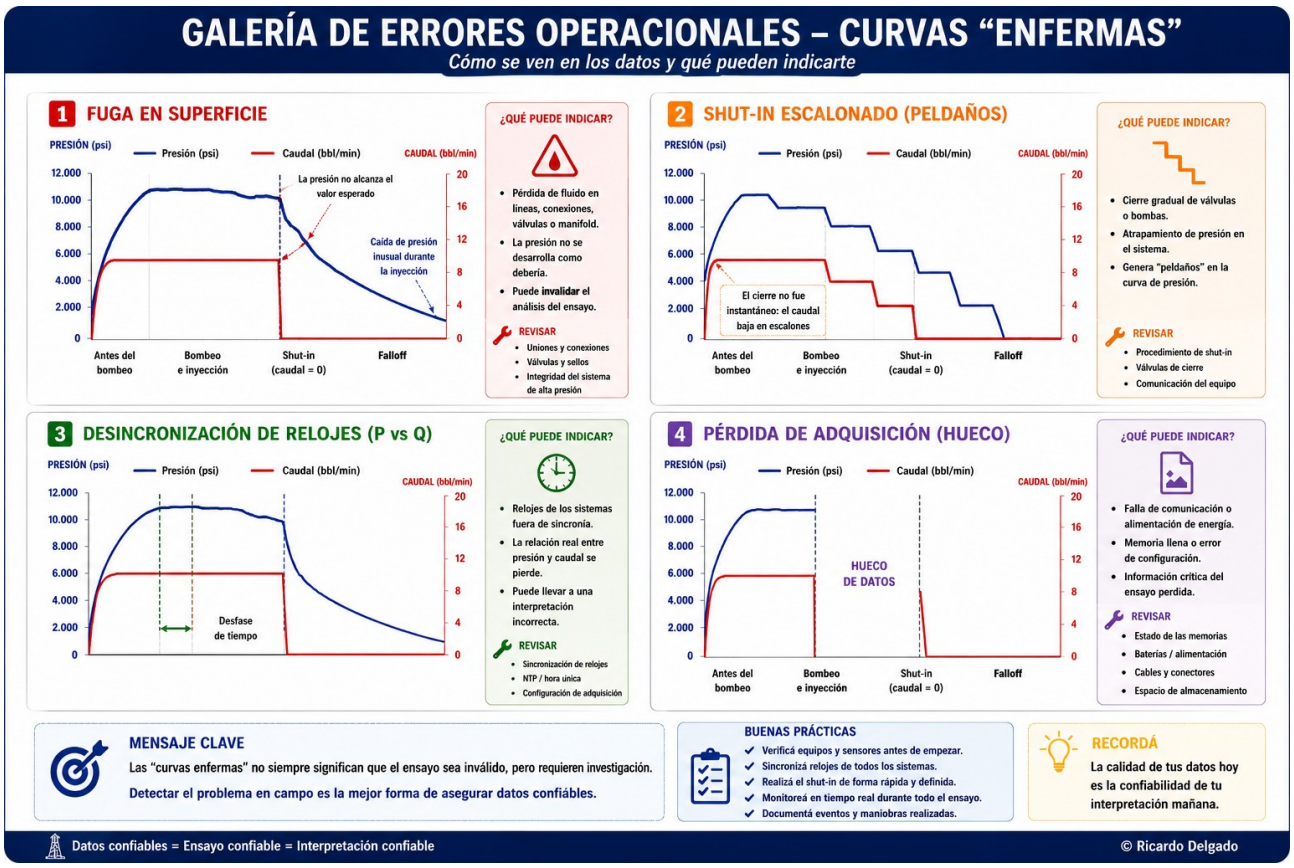
Archivos llamados presion_1.csv, presion_2.csv o final.csv pueden contener números correctos y aun así perder gran parte de su valor si no sabemos qué sensor los generó, dónde estaba instalado o cuál era principal y cuál respaldo.

Un archivo sin trazabilidad puede contener datos correctos y, aun así, ser difícil o imposible de utilizar correctamente.

19.13. El error más difícil: el dato que parece correcto

Algunos errores son evidentes. Los más difíciles son los que producen valores razonables: reloj desplazado, sensor con offset, unidad incorrecta, ubicación mal identificada, pequeña fuga o maniobra no informada.

La pregunta no debe ser solamente “¿la curva se ve bien?”, sino “¿la curva es consistente con lo que realmente ocurrió durante la operación?”



19.14. Matriz causa–dato–consecuencia

Situación de campo	Qué ocurre con el dato	Riesgo posterior
Bombeo previo no documentado	Condición inicial modificada	Analizar como no perturbada una formación ya perturbada
Aire/gas atrapado	Respuesta hidráulica alterada	Señal no representativa y riesgo operacional
Fuga	Caída adicional de presión	Confundir pérdida del sistema con respuesta de formación
Shut-in escalonado	Múltiples respuestas P/Q	Dificultar identificación del inicio del falloff
Relojes desincronizados	P y Q desplazados	Asociar respuesta al evento equivocado
Pérdida de adquisición	Hueco en P(t)	Perder una región relevante
Sensor fuera de rango	Saturación	Registrar incorrectamente la presión
Resolución insuficiente	Pérdida de detalle	No observar pequeñas variaciones
Maniobra no registrada	Anomalía sin contexto	Interpretar superficie como

		subsuelo
Sensores diferentes	Señales aparentemente contradictorias	Descartar un dato válido sin analizar causa
Unidad incorrecta	Magnitud mal interpretada	Error de cálculo o interpretación
Archivo mal identificado	Pérdida de trazabilidad	Utilizar el registro equivocado

19.15. Responsabilidad del operador

No esperamos que el operador determine en campo Shmin, presión de reservorio o permeabilidad. Pero sí controla una parte decisiva del proceso que permitirá o impedirá estimarlas posteriormente.

CONDICIONES CORRECTAS

↓

OPERACIÓN CONTROLADA

↓

INSTRUMENTACIÓN ADECUADA

↓

ADQUISICIÓN CONTINUA

↓

EVENTOS DOCUMENTADOS

↓

TRAZABILIDAD

↓

DATO CONFIABLE

↓

PROCESAMIENTO

↓

ANÁLISIS

↓

INTERPRETACIÓN

↓

DECISIÓN DE INGENIERÍA

Al final, el valor del trabajo de campo no está solamente en haber completado la maniobra. También está en entregar una historia hidráulica que otro profesional pueda reconstruir y utilizar con confianza.

Esa historia debe permitir que alguien que no estuvo en el pozo pueda reconstruir con suficiente confianza qué se hizo, cuándo se hizo y qué respondió el sistema.

20. Autoevaluación operacional

Esta autoevaluación propone una instancia de repaso y comprobación personal de los contenidos desarrollados en el módulo. Las situaciones planteadas y sus respuestas forman parte del propio material de estudio, por lo que su resolución permite revisar conceptos y reconocer aspectos que requieren mayor profundización, pero no constituye una evaluación formal ni acredita la aprobación de una capacitación.

Como complemento del módulo, el sitio asociado podrá ampliar este recorrido mediante nuevos contenidos, ejercicios aplicados y otras instancias de evaluación orientadas a profundizar y poner en práctica los conocimientos adquiridos.

Situación 1

Terminó el bombeo y el caudal llegó a cero. ¿Significa que la fractura ya cerró?

Respuesta: No. Se realizó el shut-in, pero la fractura todavía puede permanecer abierta mientras continúa el falloff y el leakoff.

Situación 2

Durante el bombeo observamos una caída repentina de presión. ¿Podemos afirmar inmediatamente que ocurrió el breakdown?

Respuesta: No. Primero debemos relacionar ese cambio con el caudal y con las maniobras realizadas en ese momento.

Situación 3

La pantalla indica 8.000 psi. ¿Es suficiente información?

Respuesta: No. Necesitamos saber dónde se está midiendo esa presión, qué sensor la registra y en qué condición se encuentra la operación.

Situación 4

Tenemos dos memory de superficie y sus registros presentan una pequeña diferencia. ¿Significa necesariamente que una está fallando?

Respuesta: No. Primero debemos verificar ubicación, configuración, sincronización y condición de los sensores antes de concluir que existe una falla.

Situación 5

Una curva presenta una caída de presión más rápida que otra. ¿Podemos concluir directamente que esa formación tiene mayor permeabilidad?

Respuesta: No. Es una observación sobre la respuesta de presión. Determinar su causa requiere una interpretación posterior.

Situación 6

El bombeo del DFIT duró pocos minutos, pero el programa establece continuar registrando durante muchas horas. ¿Tiene sentido seguir registrando si las bombas ya están detenidas?

Respuesta: Sí. Una parte importante de la información del DFIT aparece precisamente durante la evolución de presión posterior al shut-in.

Situación 7

Presión y caudal fueron registrados correctamente, pero los relojes de los sistemas tienen una diferencia de 40 segundos. ¿Es un problema importante?

Respuesta: Sí. Si presión y caudal no pueden relacionarse correctamente en el tiempo, podemos reconstruir de manera incorrecta la historia hidráulica del ensayo.

Situación 8

Durante el DFIT se realizó una maniobra operacional que produjo un cambio de presión, pero no quedó registrada. ¿Puede afectar el análisis posterior?

Respuesta: Sí. Quien interprete posteriormente la curva podría atribuir a la formación un comportamiento que en realidad fue provocado por la operación.

Situación 9

El operador observa una curva aparentemente correcta y dispone de registros completos. ¿Debe calcular en campo la presión de reservorio o la permeabilidad?

Respuesta: No necesariamente. En el alcance de este módulo, su responsabilidad principal es asegurar una operación controlada y una adquisición confiable, trazable y correctamente documentada.

Situación 10

Terminó el registro y debemos entregar los datos. ¿Alcanza con entregar solamente el archivo de presión?

Respuesta: No. El registro necesita contexto: tiempos, caudal, sensores utilizados, unidades, eventos y maniobras relevantes de la operación.

Cierre de la autoevaluación

Si entendemos el razonamiento detrás de estas diez situaciones, alcanzamos uno de los objetivos principales del Módulo I: no solamente observar números, sino entender qué estaba ocurriendo en el pozo cuando esos números fueron registrados.

21. ¿Qué valor aporta un DFIT?

A lo largo de este módulo analizamos qué ocurre durante un DFIT, cómo se ejecuta, qué variables registramos y qué información podemos obtener a partir del ensayo.

Llegados a este punto aparece una pregunta diferente:

¿Qué valor tiene toda esa información?

El valor de un DFIT no está solamente en realizar el ensayo ni en obtener una curva de presión. Está en transformar esa medición en conocimiento que permita tomar mejores decisiones.

La información obtenida puede incorporarse posteriormente al diseño y evaluación de la estimulación. El resultado no necesariamente será utilizar menos recursos: puede significar reducirlos, distribuirlos de otra manera, incrementarlos cuando esté técnicamente justificado o evitar una decisión incorrecta.

Optimizar no significa simplemente gastar menos.

Significa tomar una decisión mejor sustentada.

21.1 Del dato a la decisión

La relación entre DFIT y diseño de fractura no es solamente conceptual. Existen casos publicados donde la información obtenida durante el ensayo permitió identificar condiciones con consecuencias directas sobre el tratamiento posterior.

En uno de ellos, Liu y Ehlig-Economides identificaron mediante el análisis de un DFIT pérdidas cercanas a 2.500 psi asociadas a tortuosidad near-wellbore. Una condición de esta magnitud puede incrementar el riesgo de screenout prematuro y debe ser considerada al evaluar el tratamiento posterior. Este caso se amplía en el Caso 1 del Anexo.

medir → interpretar → identificar una condición → revisar el diseño.

Pero existe también el caso contrario.

Wallace, Kabir y Cipolla analizaron las consecuencias de utilizar una interpretación demasiado optimista de determinados parámetros derivados de un DFIT. Al trasladar esos resultados al pronóstico de producción, la estimación de EUR podía alcanzar hasta aproximadamente 2,3 veces la obtenida mediante una estimación técnica integrada con otras fuentes de información. Este caso se amplía en el Caso 2 del Anexo.

El valor no está solamente en encontrar una oportunidad de optimización. También puede estar en evitar una decisión sustentada en una interpretación incorrecta.

21.2 ¿Qué ocurre cuando llevamos una decisión a escala?

En una operación de fractura, una sola etapa puede requerir cientos de toneladas de propante y más de mil metros cúbicos de fluido.

Cuando ese diseño se repite a lo largo de decenas o cientos de etapas, las magnitudes cambian rápidamente: hablamos de decenas de miles de toneladas de propante y cientos de miles de metros cúbicos de fluido.

Detrás de esos volúmenes existe además una cadena logística: provisión de materiales, transporte, acondicionamiento, almacenamiento, transferencia, equipos, combustible, personal y tiempo operativo.

Pensemos entonces en una hipótesis sencilla:

¿Qué podría representar una mejora del 5 % cuando una decisión se repite a escala de desarrollo?

El 5 % no es un resultado atribuible al DFIT ni una reducción esperada de fluido o propante. Es simplemente un ejercicio para comprender que, en operaciones de esta escala, una variación porcentual relativamente pequeña puede adquirir una dimensión técnica, logística y económica significativa.

Determinar si esa oportunidad realmente existe, cuál es su magnitud y si resulta conveniente requiere integrar los resultados del DFIT con el resto de la información disponible y realizar el análisis de ingeniería correspondiente.

También puede ocurrir lo contrario: el análisis puede indicar que conviene aumentar determinados recursos porque el beneficio técnico o productivo esperado lo justifica.

Por eso, nuevamente, optimizar no significa necesariamente reducir.

21.3 El valor puede continuar después del ensayo

Un DFIT aporta información sobre las condiciones observadas en un determinado pozo.

Pero cuando diferentes ensayos se adquieren, documentan y analizan de manera consistente, esa información puede utilizarse para comparar pozos, sectores y campañas, reconocer tendencias y revisar los supuestos utilizados en futuros diseños.

De esta manera, el valor del dato puede extenderse más allá del ensayo donde fue adquirido.

Una pequeña mejora puede parecer poco significativa cuando se observa una sola etapa. Cuando una decisión se repite decenas o cientos de veces, su dimensión cambia.

Por eso, quizá la pregunta no sea solamente cuánto cuesta realizar un DFIT.

¿Cuánto puede valer una mejor decisión cuando después debemos repetirla en decenas de etapas y pozos?

Una medición puede convertirse en información.
La información puede convertirse en conocimiento.
Y ese conocimiento puede convertirse en una mejor decisión.

Allí aparece el verdadero valor del DFIT.

Cierre del Módulo I

Comenzamos este recorrido intentando comprender qué ocurre durante un DFIT.

Vimos el pozo, el bombeo, la ruptura, la propagación de la fractura, el shut-in y el falloff. Aprendimos también que medir presión no alcanza: importa dónde se mide, cómo se adquiere el dato y qué estaba ocurriendo cuando fue registrado.

A lo largo del módulo fuimos relacionando esas mediciones con el comportamiento del pozo y de la formación. Y finalmente vimos que la información obtenida puede trascender al propio ensayo y contribuir a mejores decisiones de ingeniería, operación y desarrollo.

A partir de ahora, frente a una curva DFIT, la pregunta ya no debería ser solamente:

¿Qué presión tenemos?

Deberíamos empezar a preguntarnos:

¿Qué nos están diciendo estos datos?

Ahí termina el ensayo.

Pero comienza el análisis.

Continuidad del recorrido

Este módulo abordó los fundamentos y aspectos operativos necesarios para comprender el desarrollo de un ensayo DFIT, desde su preparación y ejecución hasta el reconocimiento de los principales elementos presentes en el registro de presión.

A partir de esta base, el estudio del DFIT puede profundizarse hacia aspectos de diseño, análisis e interpretación, incorporando progresivamente herramientas y criterios que exceden el alcance propuesto para este nivel.

Explorá el DFIT

Llevá los conceptos de este módulo a una experiencia interactiva.

Modificá variables, observá la respuesta del ensayo y explorá cómo cambia la curva.

Escaneá el QR para acceder.

dfit.ar

Simulador didáctico DFIT.

Glosario técnico y unidades

Término	Definición
bbl — barrel	Barril. Unidad de volumen. 1 bbl ≈ 159 L ≈ 0,159 m^3.
bpm — barrels per minute	Barriles por minuto. Unidad de caudal. 1 bpm ≈ 159 L/min.
L — litro	Unidad de volumen. 1.000 L = 1 m^3.
L/min — litros por minuto	Unidad de caudal volumétrico.
m^3 — metro cúbico	Unidad de volumen. 1 m^3 = 1.000 L ≈ 6,29 bbl.
m^3/h — metros cúbicos por hora	Unidad de caudal volumétrico.
BHP — Bottomhole Pressure	Presión de fondo.
Breakdown	Ruptura o iniciación de la fractura hidráulica.
DFIT — Diagnostic Fracture Injection Test	Ensayo diagnóstico de inyección de fractura.
Falloff	Declinación/evolución de presión posterior al shut-in.
Hz — Hertz	Frecuencia. En adquisición, 1 Hz equivale a una medición por segundo.
ISIP — Instantaneous Shut-In Pressure	Presión instantánea de shut-in estimada a partir de la respuesta inmediatamente posterior a detener la inyección.
Leakoff	Transferencia de fluido desde la fractura hacia la formación.
Memory gauge	Registrador electrónico de presión y/o temperatura. En la configuración de referencia de este módulo se utiliza en superficie, conectado en boca de pozo.
mD — millidarcy	Unidad de permeabilidad. 1 D = 1.000 mD.
µD — microdarcy	Unidad de permeabilidad. 1 mD = 1.000 µD.
nD — nanodarcy	Unidad de permeabilidad. 1 µD = 1.000 nD.
P(t)	Presión en función del tiempo.
Pr	Presión de reservorio.
psi — pounds per square inch	Libras por pulgada cuadrada. Unidad de presión.
psia	Presión absoluta expresada en psi.

psig	Presión manométrica expresada en psi.
Q	Símbolo utilizado habitualmente para representar caudal.
Q(t)	Caudal en función del tiempo.
Shmin — Minimum Principal Stress	Esfuerzo principal mínimo.
Shut-in	Detención de la inyección y aislamiento del pozo para observar la evolución posterior de presión.
Timestamp	Fecha y hora asociadas a una medición.
TPP — Tiros Por Pie	Densidad de disparos de un punzado.
Transiente de presión	Evolución temporal de la presión provocada por un cambio en las condiciones del sistema.
WHP — Wellhead Pressure	Presión medida en boca de pozo.
Poor Boy	Denominación de uso habitual en estas operaciones para la camisa iniciadora ubicada hacia el extremo inferior de la completación. No debe confundirse con poor boy separator.
Tapón ciego	Elemento de aislamiento hidráulico. En el DFIT convencional de referencia se utiliza para aislar la zona inferior y el Poor Boy durante el ensayo.
Punzado de sacrificio	Intervalo punzado específicamente para establecer comunicación casing-formación y realizar el DFIT convencional de referencia.

22. Referencias y fuentes técnicas

Este módulo fue desarrollado a partir de bibliografía técnica especializada, publicaciones académicas, documentación de instrumentación y referencias operacionales de Vaca Muerta.

Las siguientes fuentes permiten identificar el origen de los principales conceptos y referencias utilizados en el desarrollo del material, así como orientar al lector que desee profundizar en ellos.

22.1. Referencias operacionales — Vaca Muerta

Para complementar las referencias técnicas se consultaron programas y procedimientos operacionales de DFIT, Pre-Fractura y fractura correspondientes a operaciones de Vaca Muerta.

Estas fuentes fueron utilizadas para aportar contexto de campo, secuencias operacionales y órdenes de magnitud representativos de las operaciones analizadas.

22.2. Referencias principales — DFIT

McClure, M.; Bammidi, V.; Cipolla, C.; Cramer, D.; Martin, L.; Savitski, A.; Sobernheim, D.; Voller, K. (2019).

A Collaborative Study on DFIT Interpretation: Integrating Modeling, Field Data, and Analytical Techniques.

SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), Denver, Colorado, USA. URTeC-2019-123. DOI: 10.15530/urtec-2019-123.

Referencia metodológica para conceptos de interpretación DFIT, contacto/cierre de fractura, presión, permeabilidad y fundamentos del Compliance Method. Su desarrollo detallado corresponde a niveles posteriores de esta capacitación.

McClure, M.; Ratcliff, D.; Singh, A.; Ponners, C.; Fowler, G. (2024).

Practical Guidelines for DFIT Interpretation Using the 'Compliance Method' Procedure from URTeC-2019-123.

EarthArXiv, preprint, octubre de 2024. DOI: 10.31223/X5970M.

Referencia conceptual para shut-in, effective ISIP, falloff, contacto/cierre y criterios generales de interpretación. El documento profundiza en comportamientos de cierre y post-cierre que exceden el alcance introductorio de este módulo.

22.3. Referencias técnicas de Vaca Muerta

González, C. F.; Sewalt, E.; Ferrara, A. V.; Fica, G. A. (2025).

DFIT-Based Methodology for Analyzing Long Post-Frac Fall-Offs in Vaca Muerta Gas Wells.

SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), Houston, Texas, USA. URTeC 4229774. DOI: 10.15530/urtec-2025-4229774.

Se utiliza como contexto técnico para mostrar la aplicación y vigencia del análisis de presión y falloff en operaciones reales de Vaca Muerta. El desarrollo matemático y la metodología específica de interpretación exceden el alcance introductorio de este Nivel I.

22.4. Instrumentación y documentación técnica

Altos Technologies — SURF GAUGE SERIES.

Memory Pressure-Temperature Sensor — For Surface Applications / Intrinsically Safe.

Documentación técnica utilizada como referencia para las características generales de instrumentación de presión y temperatura en superficie.

Anexo — Del DFIT a la decisión

Este anexo reúne casos publicados y desarrollos de finalidad didáctica que muestran cómo la información obtenida mediante DFIT puede incorporarse a decisiones posteriores de ingeniería. El objetivo no es establecer resultados universales, sino ampliar la mirada sobre el valor que los datos pueden adquirir cuando se integran con el análisis y el contexto de cada aplicación.

Caso 1 — Detectar una condición que puede modificar el tratamiento

Liu y Ehlig-Economides (2018) analizaron un caso en el que el DFIT permitió separar componentes de pérdida de presión e identificar aproximadamente 2.500 psi asociados a tortuosidad near-wellbore. Una condición de esa magnitud puede dificultar el transporte de propante e incrementar el riesgo de screenout prematuro. Los autores discuten modificaciones del tratamiento para considerar esa condición.

Resultado demostrado: el ensayo permitió cuantificar una condición relevante para el diseño posterior. El trabajo no establece un porcentaje de ahorro económico atribuible al DFIT.

Caso 2 — El costo de una interpretación incorrecta

Wallace, Kabir y Cipolla estudiaron las consecuencias de utilizar parámetros DFIT interpretados de manera demasiado optimista. Al trasladarlos a un pronóstico de producción, el EUR podía alcanzar hasta aproximadamente 2,3 veces la mejor estimación técnica integrada con otras fuentes de información.

Resultado demostrado: una interpretación incorrecta puede propagarse hacia modelos posteriores y alterar significativamente las expectativas sobre el pozo.

Caso 3 — Del DFIT a la evaluación económica

El trabajo SPE-168612, Economic Optimization of Horizontal-Well Completions in Unconventional Reservoirs, plantea integrar propiedades del reservorio obtenidas mediante mediciones directas —preferentemente DFIT para determinados parámetros— con modelos de producción, costos y NPV para comparar alternativas de completación.

Resultado: el DFIT forma parte de una cadena de decisión más amplia: caracterización → alternativas de diseño → producción esperada → costo → valor económico. No implica que el ensayo produzca automáticamente una reducción determinada de recursos.

Caso 4 — Heterogeneidad a lo largo del lateral

Un mismo lateral no necesariamente presenta condiciones uniformes entre toe, sectores intermedios y heel. Si parámetros relevantes varían a lo largo del pozo, esa heterogeneidad puede adquirir importancia al evaluar presiones, volúmenes y decisiones posteriores de tratamiento.

Resultado: repetir un mismo diseño no significa que las condiciones encontradas a lo largo del lateral sean necesariamente idénticas.

Caso 5 — Vaca Muerta: caracterizar para aprender

Cuando distintos DFIT se adquieren y analizan de manera consistente, la información puede dejar de observarse únicamente como resultado de un ensayo individual y comenzar a utilizarse para comparar comportamientos, reconocer tendencias y revisar supuestos utilizados en análisis posteriores.

Caso 6 — Vaca Muerta: curvas tipo y análisis sistemático

González y Arhancet presentaron en URTeC 2022 Improvement in the Characterization of Vaca Muerta with DFIT Type Curves Analysis. Trabajos posteriores avanzaron en herramientas computacionales para sistematizar el análisis. El concepto es pasar del ensayo individual a la comparación de múltiples ensayos y a una caracterización más consistente.

Caso 7 — Datos existentes, nuevas preguntas

González, Sewalt, Ferrara y Fica (URTeC 2025) aplicaron herramientas derivadas del análisis DFIT a falloffs prolongados posteriores a fractura en Vaca Muerta. El trabajo amplió la información disponible para caracterizar presión, esfuerzo y permeabilidad a partir de registros que ya existían.

Resultado: adquirir datos y generar conocimiento no son la misma cosa. Datos históricos pueden adquirir nuevo valor cuando aparecen nuevas preguntas, metodologías o herramientas de análisis.

Lectura conjunta de los casos

Los casos no respaldan una regla del tipo “DFIT = X % menos de fluido o propante”. Muestran caminos diferentes mediante los cuales la información puede generar valor: detectar, corregir, comparar, evitar, optimizar y aprender.

El ejercicio del 5 % utilizado en el Capítulo 21 debe entenderse como una hipótesis de sensibilidad para dimensionar escala, no como un beneficio atribuible directamente al DFIT.

El valor del DFIT no consiste en producir una respuesta. Consiste en reducir la cantidad de decisiones que debemos tomar únicamente sobre supuestos.

Versión del documento: 1.1 — Septiembre 2026

Consulte dfit.ar para verificar la versión más reciente disponible.

© Ricardo Delgado — Todos los derechos reservados. Material de capacitación técnica. No se autoriza su reproducción, distribución o modificación sin autorización del autor.