

Evaluación de la integridad de la roca sello en el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>

Yuri Margarita Arias Celis

Andrés Felipe Rojas Luna

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Diego Armando Vargas Silva

Doctor en Ingeniería Química

Javier Enrique Sanmiguel Torres

Magister en Ciencias en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímica

Escuela de Petróleos

Bucaramanga

2026

### **Dedicatoria**

Dedicamos este trabajo, en primer lugar, a Dios, por guiarnos, fortalecernos y acompañarnos en cada etapa de este camino, brindándonos la sabiduría y la perseverancia necesarias para alcanzar este objetivo. A nuestras familias, por su amor incondicional, su apoyo constante y la confianza que siempre depositaron en nosotros; gracias por ser nuestro motor, por alentarnos en los momentos difíciles y por motivarnos a seguir adelante. También nos dedicamos este logro a nosotros mismos, por mantenernos firmes, creer en nuestras capacidades y luchar día a día por nuestros sueños, pues este trabajo representa la constancia, el esfuerzo y la pasión que sentimos por nuestra profesión.

### **Agradecimientos**

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a nuestro director y codirectores de tesis por su acompañamiento, orientación y constante disposición durante el desarrollo de este trabajo; su experiencia, compromiso y apoyo fueron fundamentales para fortalecer nuestros conocimientos y guiarnos en cada etapa del proceso investigativo. Extendemos también nuestro agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander por brindarnos una formación integral, espacios académicos de calidad y las herramientas necesarias para nuestro crecimiento profesional y personal. Reconocemos, igualmente, el valioso aporte de los docentes y del personal académico que, con su dedicación y vocación, contribuyeron a nuestra formación y al logro de este objetivo. Agradecemos, además, a nuestras familias y a todas las personas que, directa o indirectamente, nos acompañaron, motivaron y respaldaron durante este proceso, haciendo posible la culminación de este importante proyecto.

**TABLA DE CONTENIDO**

Introducción .....	11
Objetivos.....	13
Objetivo General.....	13
Objetivos Específicos.....	13
1. Capítulo 1.....	14
1.1 Metodologías para Evaluar la Integridad de la Roca Sello.....	14
1.1.1 Leak off test (Lot). .....	15
1.1.2 Extended leak off test (XLOT). .....	18
1.1.3 Minifrac.....	21
1.1.4 Análisis de Presión Transitoria (PTA).....	27
2. Capítulo 2.....	32
2.1 Comparación de pruebas.....	32
2.1.1 Precisión y confiabilidad.....	32
2.1.2 Limitaciones operativas ambientales. ....	33
2.1.3 Costos de implementación. ....	34
2.1.4 Evaluación general.....	34
2.2 Selección de la metodología adecuada. ....	36
3. Capítulo 3.....	38
3.1 Análisis de la técnica Mini-frac. ....	38
3.1.1. Pruebas y preparación previa al mini-frac .....	39
3.1.2. Mini-frac en la zona tratada .....	40
3.2. Caso estudio.....	40
3.2.1. Registro de la prueba mini frac.....	41
3.2.2. Formacion juli fou.....	42

4.Capítulo 4.....	58
4.1 Metodología para aplicar a la evaluación de la roca sello. ....	58
4.1.1 Alcance de la metodología.....	59
4.1.2. Principio conceptual de la metodología.....	59
4.2. Etapas de la metodología propuesta.....	60
4.2.1. Selección y acondicionamiento del intervalo de roca sello .....	60
4.2.2. Ejecución de la prueba mini-frac .....	60
4.2.3. Análisis de presión transitoria (PTA) después del cierre de la fractura.....	61
4.2.4. Resultado de la metodología.....	62
4.3. Zona propuesta para la aplicación de esta metodología en Colombia. ....	63
5.Conclusiones .....	66
6.Recomendaciones .....	67
Referencias bibliográficas.....	68

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 <i>Puntos de prueba</i> .....	19
Tabla 2 <i>Presiones resultantes</i> .....	56
Tabla 3 <i>Presión Máxima de Operación con cada método</i> .....	57
Tabla 4 <i>Formaciones propuestas para posibles roca sello</i> .....	65

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1 <i>Diagrama esquemático de una prueba de fuga (LOT)</i> .....	16
Figura 2 <i>Presiones registradas durante la prueba de fugas extendida</i> .....	18
Figura 3 <i>Prueba mini-frac de la formación Juli Fou</i> .....	22
Figura 4 <i>Función G de la formación Juli Fou</i> .....	24
Figura 5 <i>Raíz cuadrada del tiempo de la formación Juli Fou</i> .....	25
Figura 6 <i>Presión vs tiempo de la formación Juli Fou</i> .....	26
Figura 7 <i>Comparación de métodos de análisis para minifrac</i> .....	36
Figura 8 <i>Metodología para el análisis de la prueba mini-frac</i> .....	39
Figura 9 <i>Encabezado de los registros</i> .....	41
Figura 10 <i>Registros eléctricos del caso estudio (Formación JULI FOU)</i> .....	42
Figura 11 <i>Prueba mini-frac de la formación Juli Fou</i> .....	43
Figura 12 <i>Prueba 3-2 P vs Ti</i> .....	44
Figura 13 <i>Prueba 3-2 Función G</i> .....	44
Figura 14 <i>Prueba 3-2 Raíz de t</i> .....	45
Figura 15 <i>Prueba 4 P vs Ti</i> .....	46
Figura 16 <i>Prueba 4 Función G</i> .....	46
Figura 17 <i>Prueba 4 Raíz de t</i> .....	47
Figura 18 <i>Prueba 5 P vs Ti</i> .....	48
Figura 19 <i>Prueba 5 Función G</i> .....	48

Figura 20 <i>Prueba 5 Raíz de t</i> .....	49
Figura 21 <i>Prueba 6 P vs Ti</i> .....	50
Figura 22 <i>Prueba 6 Función G</i> .....	50
Figura 23 <i>Prueba 6 Raíz de t</i> .....	51
Figura 24 <i>Prueba 7 P vs Ti</i> .....	52
Figura 25 <i>Prueba 7 Función G</i> .....	52
Figura 26 <i>Prueba 7 Raíz de t</i> .....	53
Figura 27 <i>Prueba 8 P vs Ti</i> .....	54
Figura 28 <i>Prueba 8 Función G</i> .....	54
Figura 29 <i>Prueba 8 Raíz de t</i> .....	55
Figura 30 <i>Metodología para evaluar la integridad de la roca sello en el almacenamiento geológico de CO2.</i> .....	58
Figura 31 <i>Columna estratigráfica de la cuenca del valle medio de magdalena</i> .....	64

### Resumen

**Título:** Evaluación de la integridad de la roca sello en el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>\*

**Autor:** Yuri Margarita Arias Celis, Andrés Felipe Rojas Luna\*\*

**Palabras Clave:** Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>; roca sello; Mini-Frac (DFIT); análisis de presión transitoria (PTA); presión de fractura; tensión horizontal mínima (Shmin); integridad del sello; seguridad del almacenamiento.

El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es una estrategia importante para mitigar el cambio climático, cuyo éxito depende de la integridad de la roca sello, encargada de evitar la migración del CO<sub>2</sub> hacia capas superiores o la superficie. Por esta razón, es fundamental caracterizar sus propiedades geomecánicas e hidráulicas, especialmente para determinar la presión máxima segura de inyección.

Para lograrlo, se emplean pruebas de campo comunes en la industria petrolera como LOT, XLOT, Mini-Frac (DFIT) y el análisis de presión transitoria (PTA). Las pruebas LOT y XLOT permiten estimar la presión de fractura y brindan una idea inicial del estado de esfuerzos de la formación; sin embargo, sus resultados pueden verse afectados por factores como el tipo de fluido de perforación, la permeabilidad y condiciones operacionales, lo que introduce incertidumbre. En este contexto, el Mini-Frac se considera el método más confiable, ya que permite determinar con mayor precisión la presión de cierre de la fractura (Shmin), un parámetro clave para definir límites seguros de inyección de CO<sub>2</sub>. Su análisis se apoya en herramientas como gráficos de presión vs. tiempo, la raíz del tiempo y la función G, que facilitan la identificación del cierre de la fractura y los regímenes de flujo.

Finalmente, la integración del Mini-Frac con el análisis PTA permite una caracterización más completa del comportamiento mecánico y dinámico de la roca sello, incluso estimando esfuerzos como el horizontal máximo. Esto reduce la incertidumbre y aumenta la confiabilidad y viabilidad del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> a largo plazo.

\*Trabajo de grado.

\*\*Facultad de ingeniería fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Emiliano Ariza León, PhD en química. Directores: Diego Armando Vargas, PhD en ingeniería química y Javier Sanmiguel torres, MsC en ciencias de ingeniería química.

**Abstract**

**Title:** Evaluation of Caprock Integrity in Geological CO<sub>2</sub> Storage\*

**Author:** Yuri Margarita Arias Celis, Andrés Felipe Rojas Luna\*\*

**Key Words:** Geological CO<sub>2</sub> storage; caprock; Mini-Frac (DFIT); pressure transient analysis (PTA); fracture pressure; minimum horizontal stress (Shmin); seal integrity; storage safety.

ducing uncertainty and consequently increasing the long-term viability of geological CO<sub>2</sub> storage.

Geological storage of CO<sub>2</sub> is an important strategy for mitigating climate change, the success of which depends on the integrity of the seal rock, which is responsible for preventing the migration of CO<sub>2</sub> to upper layers or the surface. For this reason, it is essential to characterize their geomechanical and hydraulic properties, especially to determine the maximum safe injection pressure.

To achieve this, common field tests in the petroleum industry such as LOT, XLOT, Mini-Frac (DFIT) and transient pressure analysis (PTA) are employed. The LOT and XLOT tests allow estimating the fracture pressure and provide an initial idea of the stress state of the formation; however, its results may be affected by factors such as the type of drilling fluid, permeability and operating conditions, which introduces uncertainty. In this context, the Mini-Frac is considered the most reliable method, as it allows to determine more accurately the fracture closure pressure (Shmin), a key parameter to define safe limits of CO<sub>2</sub> injection. Their analysis is supported by tools such as pressure vs. time graphs, time root and G function, which facilitate the identification of fracture closure and flow regimes.

Finally, the integration of the Mini-Frac with the PTA analysis allows a more complete characterization of the mechanical and dynamic behavior of the seal rock, even estimating stresses as the maximum horizontal. This reduces uncertainty and increases the reliability and viability of long-term geological CO<sub>2</sub> storage.

\*Degree Project

\*\*Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Emiliano Ariza León, PhD in chemical engineering. Co-directors: Diego Armando Vargas, PhD in chemical engineering and Javier Sanmiguel Torres, MSc in science in chemical engineering.

## Introducción

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) se rige como una estrategia crucial en la mitigación del cambio climático, ofreciendo una vía segura para la captura y retención de este gas en formaciones geológicas profundas (Ajayi et al., 2019). La efectividad de este proceso depende significativamente de la integridad de la roca sello, la cual actúa como una barrera impermeable que previene la migración del CO<sub>2</sub> hacia capas superiores y, en última instancia, a la atmósfera (Nathan et al., 2024). Sin embargo, la evaluación de la capacidad del sello de estas formaciones presenta desafíos técnicos considerables, ya que demanda un conocimiento exhaustivo de sus propiedades geomecánicas de las mismas (Bröker & Ma, 2022).

Este estudio se enfoca en el análisis de la integridad de la roca sello mediante la aplicación de diversas metodologías, incluyendo pruebas de minifracturamiento (mini-frac), pruebas de fuga (Leak Off Test y Extended Leak Off Test) (Addis et al., 1998), y análisis las presiones obtenidas en la prueba mini-frac implementado la técnica de presión transitoria (PTA). La implementación de estos métodos permitirá obtener una caracterización comprensiva de la roca, en particular la determinación de la presión de fractura y de la presión de cierre de la misma, facilitando la identificación de posibles riesgos y la determinación de los límites de almacenamiento seguros (R. Bachman et al).

El desarrollo de esta investigación contribuirá a reforzar los criterios de selección de sitios idóneos para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, proporcionando herramientas metodológicas que ayuden a minimizar las probabilidades de fugas, maximizar la capacidad de almacenamiento manteniendo la integridad del proyecto y la eficiencia de almacenamiento de CO<sub>2</sub> y otros fluidos (Nathan et al., 2024). Esto, a su vez, permitirá asegurar la viabilidad a largo plazo del almacenamiento geológico como un mecanismo eficaz para la mitigación de gases de efecto invernadero, apoyando los esfuerzos globales en la reducción de emisiones y la lucha contra el cambio climático (Fan et al., 2021).

Este análisis se centra en la identificación y aplicación de técnicas para evaluar la presión de fractura en la roca sello, dentro del contexto del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. En particular, se realizará una revisión del estado del arte de diversas metodologías, abordando:

- La identificación de las técnicas más relevantes para la evaluación de la integridad de la roca sello.
- La selección del método más adecuado en función de variables, restricciones y condiciones de campo específicas.
- Un estudio detallado del método de minifracturamiento (mini-frac), cuyo objetivo principal es determinar la presión de cierre de la formación. Este dato es esencial para calcular el gradiente de presión de fractura y, consecuentemente, la presión máxima de almacenamiento segura (Jatykov & Bimuratkyzy, 2022; Sun et al., s. f.).

Los beneficios de este trabajo trascienden el ámbito puramente técnico, contribuyendo significativamente a la formulación de políticas y prácticas que fortalezcan la confianza del público en general y de la inversión en la captura y almacenamiento de carbono como una herramienta efectiva en la lucha contra el cambio climático. En consecuencia, se promoverá un desarrollo más seguro y sostenible de proyectos de CAC (Captura y Almacenamiento de Carbono), contribuyendo a la reducción de emisiones y protegiendo tanto al medio ambiente como a las comunidades aledañas a los proyectos y la inversión (Barree et al., 2009; Eltaleb et al., 2025).

Se estructuró una metodología para la interpretación de pruebas *mini-frac*, integrando el análisis de presión transitoria (PTA) como herramienta complementaria para mejorar la confiabilidad de los resultados. Esta metodología incorpora de manera conjunta los métodos de la raíz cuadrada del tiempo, la función G y la intersección de curvas, permitiendo la estimación de un rango de presión de fractura más preciso en comparación con el uso aislado de cada técnica.

Esto resulta especialmente relevante en proyectos de inyección de CO<sub>2</sub>, donde una adecuada caracterización de las propiedades geomecánicas es fundamental para garantizar la contención segura del fluido. De este modo, la metodología propuesta contribuye a minimizar el riesgo de fuga de CO<sub>2</sub> hacia la superficie, evitando posibles impactos ambientales asociados a la liberación no controlada de presión

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Plantear una metodología para evaluar la integridad de la roca sello en el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

### **Objetivos Específicos**

1. Identificar las principales metodologías empleadas para evaluar la integridad de la roca sello en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, adicionales a los estudios de mini-frac.

2. Seleccionar la metodología más adecuada para su aplicación en campo, considerando sus variables, alcances y limitaciones.

3. Analizar la técnica mini-frac como mecanismo para determinar la presión de cierre y presión máxima de almacenamiento u operación.

4. Plantear una metodología que facilite el análisis de la integridad de la roca sello y aplicarla a una formación potencial para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

## 1. Capítulo 1

La captura y el almacenamiento de carbono (CAC) se presenta como una alternativa eficaz para el manejo de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Este proceso comprende la captura de CO<sub>2</sub> de fuentes industriales o directamente del aire, seguida de su inyección en formaciones geológicas profundas (Fan et al., 2021). A profundidades inferiores a los 800 metros, el CO<sub>2</sub> alcanza un estado supercrítico debido a que la temperatura de la roca almacén es superior a 31°C, lo que le confiere propiedades que favorecen su almacenamiento. El almacenamiento se proyecta que sea permanente, por lo tanto, es fundamental contar con rocas sello de baja permeabilidad comprendidas mínimamente entre (10<sup>-8</sup> mD y 10<sup>-5</sup> mD) que aseguren su confinamiento (García, 2015).

### 1.1 Metodologías para Evaluar la Integridad de la Roca Sello

Si se habla de una parte fundamental para analizar las formaciones geológicas para poder inyectar CO<sub>2</sub> tenemos que abordar temas como lo son los esfuerzos in situ y las propiedades hidráulicas de la roca en interés. A lo largo del tiempo la industria petrolera le da más importancia a la capacidad que tiene el yacimiento para almacenar el CO<sub>2</sub>, las condiciones del yacimiento, las propiedades de la roca almacén, pero no le dan mucha relevancia a la roca sello, uno de los parámetros más importantes de este estudio es encontrar la presión de fractura de la roca sello para determinar las condiciones de operación que hagan posible el almacenamiento seguro del CO<sub>2</sub> en el yacimiento.

Para hacer un estudio a la roca sello se decidió tomar prácticas y procedimientos conocidos y aplicados en distintas áreas de en la industria del petróleo, pero ahora enfocados en el estudio de la integridad de la roca sello como lo son las pruebas de fugas (LOT), las pruebas de fugas extendidas (XLOT), el mini-frac y las pruebas de presión transitoria (PTA) (Sun et al., 2017).

### *1.1.1 Leak off test (Lot).*

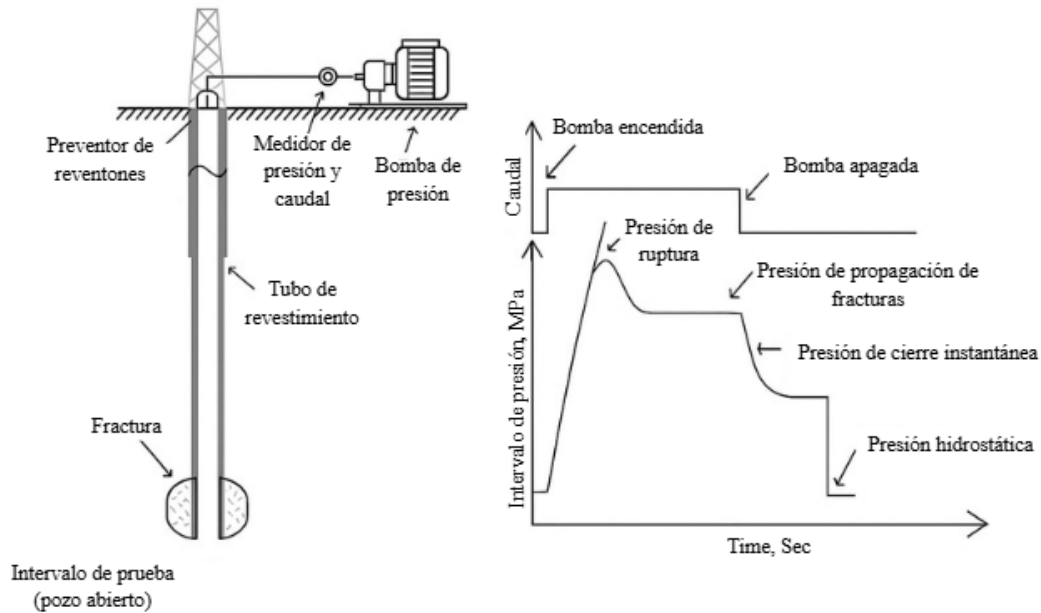
Las pruebas de fuga se originaron como pruebas que analizaban la integridad del revestimiento en los pozos petroleros como se evidencia en la figura 1, donde tenían el fin de garantizar si la formación soportaba la presión hidrostática detrás de la zapata, con el tiempo esta prueba se toma de otra manera, como una herramienta importante para poder estimar el gradiente de fractura y los esfuerzos horizontales in situ (Addis et al., 1998; R. Bachman et al; Sun et al., 2017).

El objetivo principal de esta prueba es determinar la presión mínima de fuga, definida como el valor de presión a partir del cual la formación deja de soportar el esfuerzo aplicado y se inicia la generación de fracturas. Con base en este punto, se calcula el gradiente de fractura, lo que permite establecer la presión mínima necesaria para el análisis de integridad de la formación. (Addis et al., 1998; R. Bachman et al).

Esta prueba consiste en el bombeo del fluido de perforación a un tasa constante, observándose la presión de bombeo y volumen que se está bombeando, a medida que el tiempo va transcurriendo llega un punto donde se observa una caída de presión, cuando se observa este cambio se ha encontrado el punto de ruptura o fractura por consiguiente la prueba es detenida luego de detectar este punto para no generar más fracturamiento, es necesario registrar la presión de cierre instantánea para poder determinar un primer esfuerzo mínimo horizontal aproximado (R. Bachman et al., s. f.; Makhota et al., 2014; Powless,).

**Figura 1**

*Diagrama esquemático de una prueba de fuga (LOT)*



*Nota.* El gráfico presenta el esquema del bombeo empleado en la prueba de fugas y las presiones estimadas durante la misma. Tomado de Sun et al. (2017), SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX.

Con la teoría de la elasticidad podemos definir la presión de fuga como:

$$P_{lo} = 3\sigma_h - \sigma_h + T_o - P_p \quad (1)$$

Donde:

$\sigma_h$ : Esfuerzo horizontal mínimo.

$\sigma_H$ : Esfuerzo horizontal máximo.

$T_o$ : Resistencia a la tracción (MPa).

$P_p$ : Presión de poro (MPa).

$P_{lo}$ : Esfuerzo horizontal mínimo.

Para resolver esta ecuación se debe asumir una relación entre el esfuerzo horizontal mínimo y máximo, también se asume que el  $P_{lo}$  es igual al esfuerzo horizontal mínimo (Addis et al., 1998).

Donde:

$$\sigma_h = 0.023 D + 1.8 \quad \text{Para } D \leq 3,500 \text{ m} \quad (2)$$

$$\sigma_h = 0.020 D + 0.5 \quad \text{Para } D > 3,500 \text{ m} \quad (3)$$

Dependiendo de la profundidad el esfuerzo horizontal mínimo se puede calcular como:

$$\sigma_h = 0.053 D^{1.145} + 0.46 (P_p - P_{po}) \quad \text{Para } D \leq 3,500 \text{ m} \quad (4)$$

$$\sigma_h = 0.264 D - 317 + 0.46 (P_p - P_{po}) \quad \text{Para } D > 3,500 \text{ m} \quad (5)$$

Donde:

D: Profundidad (m).

$P_p$ : Presión de poro (MPa).

$P_{po}$ : Presión de poro hidrostática (MPa).

Esta prueba genera la presión de fractura de una forma rápida y directa, pero al ser una prueba que es usada a un solo ciclo no se tiene certeza que realmente sea ese el punto en que inicia la fractura ya que se puede ver afectado por la densidad real del fluido de perforación, la compresibilidad y muchos factores más de la roca (Addis et al., 1998).

### 1.1.2 Extended leak off test (XLOT).

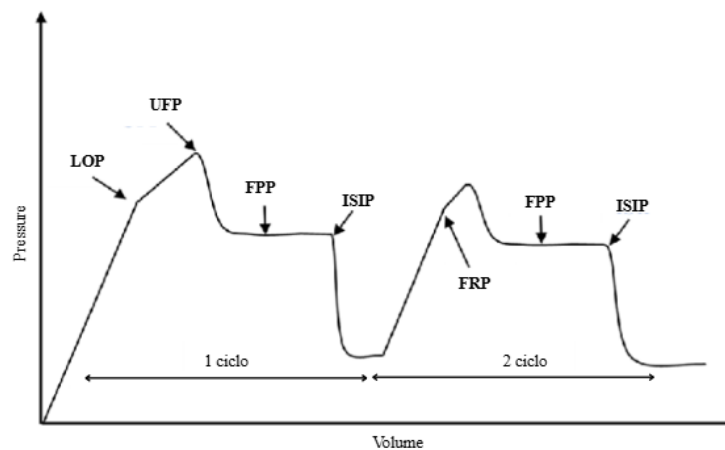
La prueba extendida de fugas nace con el principal propósito de reasegurar y confirmar los resultados obtenidos en la prueba de fuga (LOT), mediante la repetición de los ciclos como se muestra en la figura 2. Con esta prueba podemos obtener no solo la presión de fractura sino también la presión de propagación de la fracture, la presión de cierre y la reapertura de la fracture, las siglas en inglés se pueden observar en la tabla 1. (Sun et al., 2017).

Uno de los objetivos más fundamentales de esta prueba es hallar parámetros que permitan la modelación geomecánica del yacimiento, para esto la prueba define el esfuerzo horizontal mínimo y el máximo (Bale et al., 2008).

El procedimiento de esta prueba sigue el mismo procedimiento que las pruebas de fuga convencionales (LOT) a excepción de que cuando registra el punto de cierre instantáneo reanuda el bombeo nuevamente para abrir la fracture y repetir el proceso por lo menos dos o tres ciclos más (Makhota et al., 2014).

**Figura 2**

*Presiones registradas durante la prueba de fugas extendida*



*NOTA.* Durante la prueba XLOT se registran las presiones de fractura, cierre y propagación, con el fin de evaluar la resistencia y capacidad de contención de la formación. Tomado de Sun et al. (2017). Overview of Leak-Off Test and Formation Integrity Test: Test Interpretation and Pitfalls. Disponible en ResearchGate.

**Tabla 1**

*Puntos de prueba.*

<b>SIGLA</b>	<b>NOMBRE EN INGLÉS</b>	<b>NOMBRE EN ESPAÑOL</b>
LOP	Leak-Off Point	Punto de fuga
UFP	Upper Fracture Pressure	Presión de fisura.
FPP	Fracture Propagation Pressure	Presión de propagación
ISIP	Instantaneous Shut-In Pressure	Presión instantánea al cierre
FRP	Fracture Reopening Pressure	Presión de reapertura
1st / 2nd cycle	Injection and Shut-in Cycles	Ciclos de inyección y cierre

*NOTA.* En cada ciclo se debe registrar la presión de inicio de fractura (LOP), la presión de propagación de la fractura (FPP), Presión de cierre (ISIP) y la presión de la reapertura (FRP). Elaboración propia (2025).

Los esfuerzos horizontales en las pruebas de (XLOT) son tomados directamente de la presión de cierre y el esfuerzo horizontal máximo se toma de la orientación que tenga la fractura.

El esfuerzo horizontal máximo se debe tomar tanto al inicio de la fractura como en la reapertura:

Para el inicio de fractura:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + kPi + To - (2 - K)Pp$$

Para el cierre de fractura:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - kPr - (2 - k)Pp \quad (7)$$

Donde:

D: Profundidad (m).

K: Constante poro elástica (=1).

Plo: Presión de fuga (Mpa).

Pi: Presión de fractura inicial (Mpa).

Pr: Presión de reapertura de la fractura (Mpa).

Pp: Presión de poro (Mpa).

To: Resistencia a la tracción (Mpa).

Las (XLOT) proporcionan mejores caracterizaciones de los esfuerzos in situ comparadas con las (LOT), especialmente en formaciones a altas profundidades con bajas permeabilidades, donde los rangos de profundidad y permeabilidad es dado en donde quedo la zapata de las secciones del pozo (Nes et al., 2024).

En el LOT cuando bombeamos el fluido en la zona de interés, se identifica la presión de fuga LOP donde este nos indica la resistencia de la formación en la zapata, cuando vamos a hacer la prueba en la roca sello si observamos que el LOP es bajo quiere decir que la roca sello es débil es decir puede fracturarse fácilmente lo que causaría un escape del CO<sub>2</sub>, por lo contrario, si el LOP es alto la roca sello soporta mayores presiones al inyectar el CO<sub>2</sub>. En el caso de XLOT podemos hallar la presión de cierre (FCP) que

es correspondiente al mismo valor que el esfuerzo horizontal mínimo, por lo tanto, la presión de cierre es la presión máxima que soportaría la roca sello (Bale et al., 2008).

### ***1.1.3 Minifrac***

Las pruebas de mini fracturas se tratan de la inyección a tasas bajas, en el orden de litros por minuto para crear una fractura que es controlada, puede ser similar a las pruebas de LOT y XLOT, pero estas pruebas trabajan en la zapata de revestimiento del pozo, en cambio el mini-frac es ejecutado en intervalos específicos del yacimiento, por lo que es considerado el mejor método para determinar los esfuerzos in situ en varias formaciones y a grandes profundidades (Makhota et al., 2014).

El objetivo principal de esta prueba es estimar la presión de cierre que sería igual al esfuerzo horizontal mínimo, calcular la permeabilidad y presión de poro, también obtiene el coeficiente de fuga y parámetros de fractura (Rohmer).

El mini-frac se trabaja con tasas de inyección de bajo volumen hasta que la fractura se inicia, luego se detiene o se para la inyección y se registra la caída de presión, con el mini-frac podemos tener dos modalidades principales (Bröker & Ma, 2022):

1. ILF (Inyección-fuga): Es la caída de presión por la filtración del fluido hacia la formación.
2. IFB (Inyección-reflujo): Es el contra flujo (“Producción”) de una parte del fluido inyectado, lo cual provoca el cierre de la fractura de una manera más definida y rápida.

Como son dos fases, de la fase de ILF podemos analizar la presión neta, el coeficiente de fuga y la propagación inicial y la fase de IFB se interpreta como el análisis transitorio de la presión que estima la permeabilidad y presión del yacimiento (Ewens et al., 2012).

Las pruebas mini-frac se emplean de manera extensiva en la industria de los hidrocarburos con el objetivo de estimar parámetros fundamentales asociados al fracturamiento hidráulico, así como de obtener información detallada sobre el comportamiento de presión en los yacimientos. En este sentido, estas pruebas

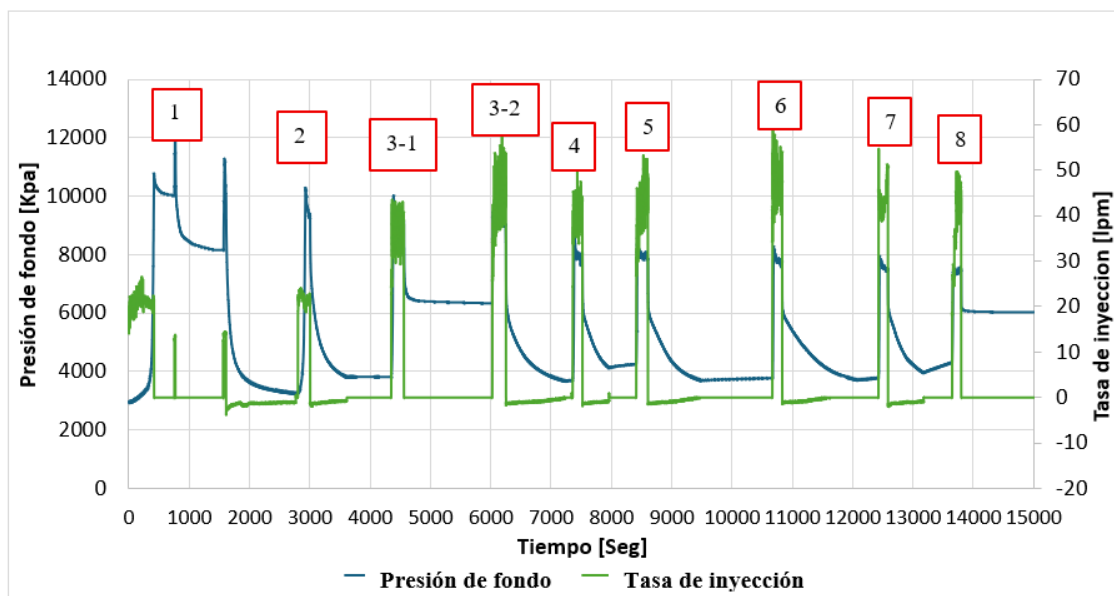
constituyen una herramienta esencial para la caracterización de las propiedades del (de los) yacimientos(s) y para sustentar análisis e interpretaciones posteriores (*Minifrac*, s. f.; Nelson et al., 2007).

Tras la ruptura inicial de la formación, la tasa de inyección se mantiene constante durante un intervalo de tiempo previamente definido (*Minifrac Pre-Closure Analysis*). Una vez finaliza el proceso de bombeo, se inicia la etapa de evaluación, en la cual se analiza la evolución de la presión con el propósito de derivar información adicional sobre las propiedades del yacimiento y los mecanismos de flujo involucrados (Ibrahim & Pieprzica, 2016).

En este contexto, la prueba DFIT representa una fase crítica dentro del proceso de adquisición de datos (Liao et al., 2022a). Concluida su ejecución se evidencia una gráfica de presión contra tasa de inyección que se representa en la figura 3, donde se procede a la integración y análisis de los distintos conjuntos de información obtenidos, con el fin de desarrollar una interpretación integral y coherente del yacimiento, roca almacén o roca sello (Ibrahim & Pieprzica, 2016).

**Figura 3**

*Prueba mini-frac de la formación Juli Fou*



*NOTA.* La gráfica muestra la presión del pozo frente al tiempo de inyección y cierre, con un punto de inflexión que indica la presión de cierre de la fractura. Elaboración propia con datos del pozo- cuenca occidental de Canadá (2025).

Para la interpretación del mini-frac se usan herramientas como la función G, la raíz cuadrada del tiempo y gráficos de presión contra tiempo. Estas técnicas no deben analizarse de manera aislada, sino de forma conjunta, con el fin de realizar una correlación entre los diferentes comportamientos observados en cada método. El uso simultáneo de estas herramientas permite validar la consistencia de los resultados y tener mayor certeza en la identificación de la presión de fractura, reduciendo la posibilidad de interpretaciones erróneas asociadas a anomalías o problemas durante la ejecución de la prueba.

- Función G: Es el método gráfico que toma los datos obtenidos en la caída de presión para identificar el punto de cierre de la fractura representado en la figura 4 debido a que es la función que identifica el cambio entre la fractura abierta y cerrada (R. C. Bachman).

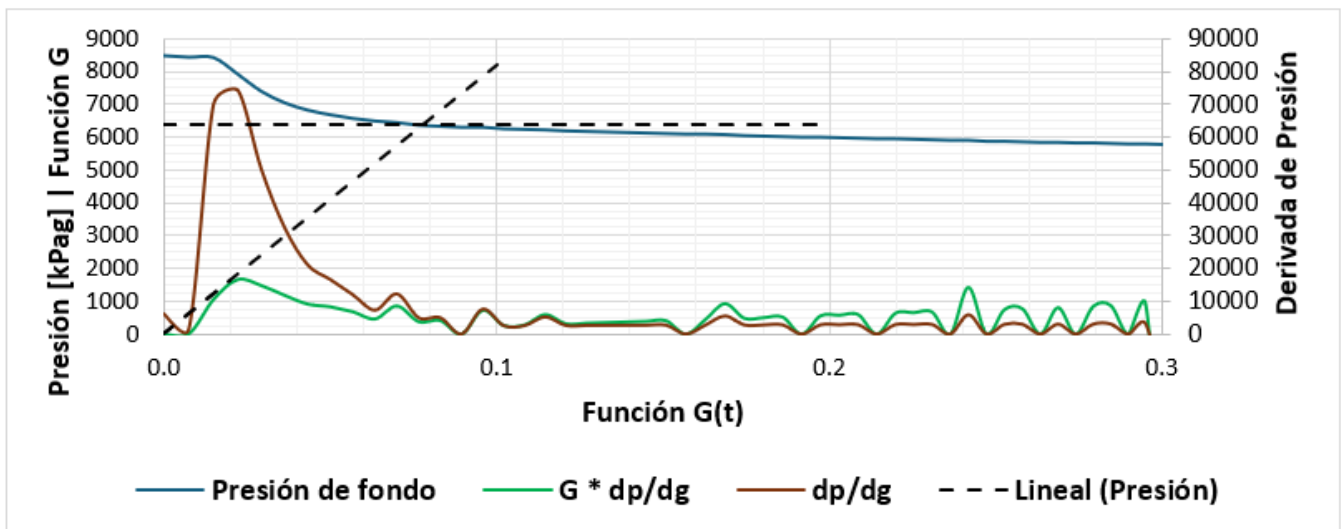
Adicionalmente, el gráfico de la función G constituye una forma especializada del diagrama de raíz cuadrada del tiempo, dado que se fundamenta en esta relación temporal, pero introduce correcciones asociadas a las diferentes edades de las zonas de fractura expuestas al proceso de fuga (Al-Shaikh & Weijermars, 2025). En particular, considera que el área próxima al pozo permanece expuesta durante un mayor periodo en comparación con las zonas cercanas a la punta de la fractura, lo cual influye directamente en el comportamiento de la pérdida de fluido (Gabry et al., 2024).

En este contexto, las curvas derivadas de la función G representan una herramienta analítica de gran relevancia, ya que permiten identificar diversas complejidades del sistema que pueden afectar la caída de presión. Entre estas se incluyen variaciones en la geometría de la fractura, cambios en las propiedades de la formación y efectos asociados a la permeabilidad (Cipolla et al., 2005). En consecuencia, su análisis

contribuye a una interpretación más precisa del proceso de cierre y favorece una estimación más confiable de la presión de cierre de las fracturas.

**Figura 4**

*Función G de la formación Juli Fou*



NOTA. Comportamiento de presión contra el tiempo G (Tiempo relacionado con la presión de cierre y presión de bombeo). Elaboración propia con datos del pozo- cuenca occidental de Canadá (2025).

Para poder hacer esta grafica es necesario primero determinar el tiempo de G el cual se determina con la siguiente ecuación

$$Funcion G = \frac{4}{3} \left( \left( 1 + \frac{dt}{TP} \right)^{\frac{3}{2}} - \left( \frac{dt}{TP} \right)^{\frac{3}{2}} - 1 \right) \quad (8)$$

Donde

dt: Diferencial de tiempo, entre tiempo de cierre y el tiempo transcurrido

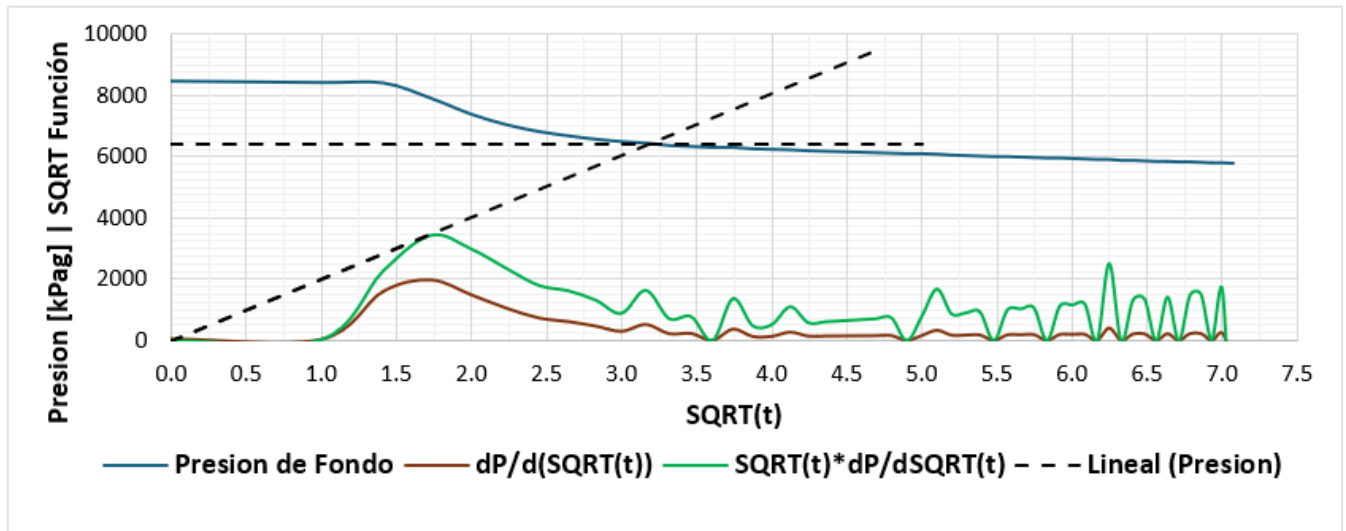
TP: Tiempo de bombeo durante la prueba

Asimismo, es necesario calcular los parámetros  $\Delta P$ ,  $\Delta G$ ,  $dP/dG$  y  $G \cdot (dP/dG)$ , con el propósito de construir las rectas correspondientes y realizar posteriormente el análisis e interpretación de los resultados.

- Raíz cuadrada del tiempo: Es la relación que hay entre la presión contra la raíz cuadrada del tiempo que transcurre luego del cierre, cuando se evidencia el cambio de la pendiente indica el momento en el que la fractura se cierra como se puede observar en la figura 5 y posteriormente vuelve a la formación está fluyendo de acuerdo con el flujo en la matriz o roca. (Kostenuk & Thiessen, 2007).

**Figura 5**

*Raíz cuadrada del tiempo de la formación Juli Fou.*



NOTA. La función de la raíz del tiempo posibilita el análisis de la disminución de presión en la prueba mini-frac con el objetivo de determinar cuándo se cierra la fractura y calcular la permeabilidad del yacimiento. Permite diferenciar el flujo radial hacia el pozo del flujo lineal de fractura. Elaboración propia con datos del pozo- cuenca occidental de Canadá (2025).

La ecuación con la que se puede empezar a determinar sería la raíz de t que está representada por:

$$raiz\ t = \sqrt{T_1 - T_0}$$

P<sub>1</sub>: Es el tiempo que transcurre luego del tiempo después del cierre (9)

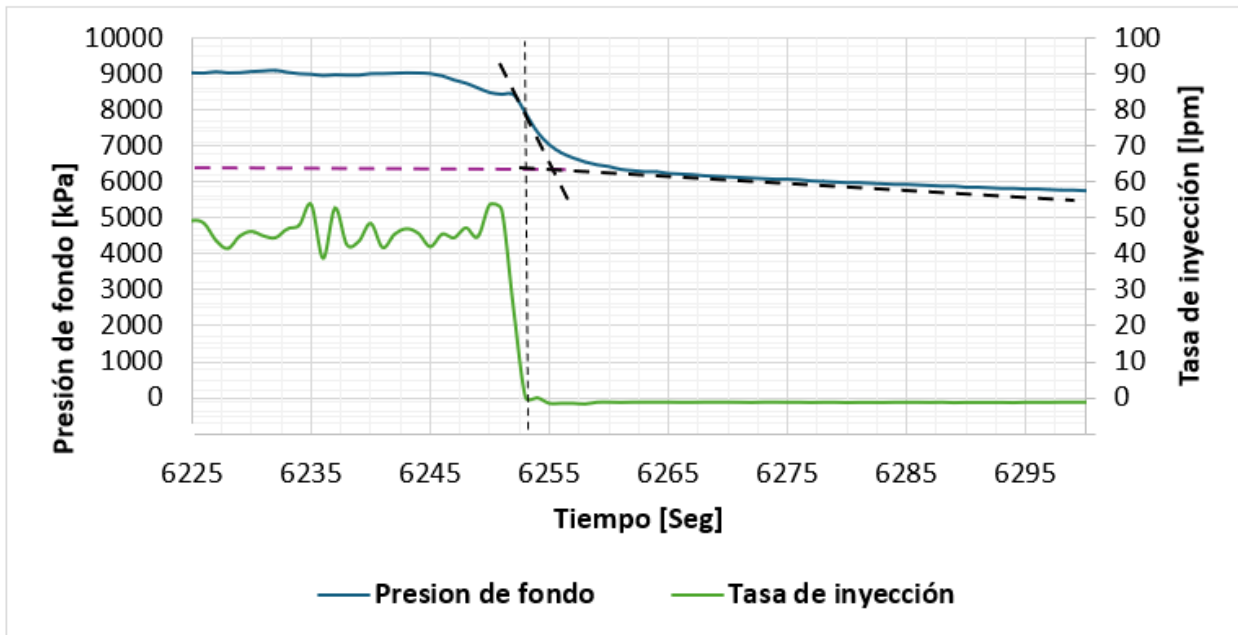
P<sub>0</sub>: Es el tiempo de cierre que se va a mantener fijo con el paso del tiempo

Luego de obtener la raíz  $t$  es necesario determinar el  $dP$ ,  $d$  raíz  $t$ , el  $dP/d$  raíz  $t$  y por último raíz  $t^*$   $dP/\text{raíz } t$

- Grafica de presión contra tiempo

**Figura 6**

*Presión vs tiempo de la formación Juli Fou*



*NOTA.* Cuando se inyecta fluido, la presión aumenta progresivamente hasta que se inicia la fractura. Al detener la inyección, la presión desciende rápidamente, fenómeno conocido como *fall off*. El cambio en la pendiente de la curva de presión permite identificar la presión de cierre, parámetro fundamental para estimar el límite seguro de inyección. Elaboración propia con datos del pozo- cuenca occidental de Canadá (2025).

El minifracturamiento (mini-frac o DFIT) constituye una de las pruebas más confiables para evaluar la integridad de la roca sello en proyectos de inyección y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. A diferencia de las pruebas convencionales después de sentar el revestimiento o camisa, el mini-frac se realiza directamente en el intervalo de la formación sello, lo que permite obtener parámetros locales y representativos (A. Gabry et al., s. f.). Mediante la inyección controlada de un volumen reducido de fluido, se induce la apertura de una fractura pequeña cuya posterior caída de presión se analiza con herramientas como la función G, la raíz

cuadrada del tiempo y los gráficos presión contra tiempo donde estos últimos se pueden observar en la figura 6.

De este modo, se determina con alto grado de certeza la presión de cierre de fractura ( $Sh_{min}$ ), el cual se usa para determinar la presión máxima de inyección, así como la presión de poro y la permeabilidad de la roca sello (Gillioz et al., 2024). Esta información resulta esencial para garantizar que el sello pueda resistir las presiones de inyección sin fracturarse y, al mismo tiempo, evitar la migración del CO<sub>2</sub> a formaciones superiores, asegurando la viabilidad a largo plazo del almacenamiento geológico (*Caprock Integrity Study in Kashagan*).

#### ***1.1.4 Análisis de Presión Transitoria (PTA)***

Para la correcta aplicación del análisis posterior al cierre en pruebas de fracturamiento, resulta fundamental la identificación de regímenes de flujo lineal y radial, ya que estos permiten una interpretación confiable del comportamiento del yacimiento (Liao et al., 2022b). En este contexto, existen diversas consideraciones técnicas que contribuyen a incrementar la probabilidad de alcanzar dichos regímenes, aunque estas no deben entenderse como criterios absolutos, sino como lineamientos susceptibles de cambios de acuerdo a las condiciones de la prueba y la evolución de la misma (Mukanov).

En primer lugar, es necesario que las condiciones de presión en el pozo favorezcan la estabilidad del sistema durante la prueba (Tavakol & Mehrabian, 2025). Idealmente, la presión del yacimiento debe ser superior a la presión hidrostática del fluido presente en el pozo, con el fin de evitar fenómenos asociados a inyección inducida por vacío, los cuales pueden afectar negativamente la validez del análisis. Asimismo, es indispensable considerar el efecto de la columna hidrostática para identificar oportunamente posibles distorsiones en los datos de presión (Bahrami et al., 2016).

Adicionalmente, el pozo debe encontrarse libre de gas antes de la ejecución de la prueba. La presencia de gas altera los valores de presión hidrostática y volumen inyectado, lo que introduce incertidumbre en la interpretación de los resultados (Zheng et al., 2020). En caso de existir gas residual, se requiere un periodo suficiente para que los efectos transitorios de cambio de presión se disipen, garantizando así condiciones estables durante la inyección de fluidos.

Por otra parte, el conocimiento previo de la presión del yacimiento constituye un elemento clave para una interpretación adecuada de los regímenes de flujo. Contar con este parámetro reduce la ambigüedad en el análisis y mejora la confiabilidad de los resultados (Talley et al., 1999). No obstante, algunos métodos convencionales de estimación pueden generar sobrestimaciones, especialmente en yacimientos de baja movilidad, por lo que deben ser aplicados con precaución.

En yacimientos profundos (>5000 m) y de alta temperatura (>298,4 F) (García & Verduzco, 2024), resulta necesario emplear instrumentos de medición en fondo de pozo, debido a que los cambios térmicos y de presión pueden provocar la expansión del fluido, modificando la presión hidrostática (*Pressure Transient Test*). Estas variaciones pueden interferir con las condiciones requeridas para el análisis y, en ciertos casos, hacen necesario el aislamiento del fondo del pozo.

Asimismo, la heterogeneidad litológica representa una limitación importante para la aplicación exitosa de esta metodología. La presencia de zonas con propiedades significativamente variables reduce la probabilidad de una comunicación uniforme de las fracturas, lo cual afecta la representatividad del análisis. Por esta razón, la técnica resulta más apropiada en intervalos relativamente homogéneos.

Cabe destacar que los regímenes de flujo lineal y radial difícilmente se desarrollan de manera simultánea durante una misma etapa de cierre (Talley et al., 1999). Generalmente, el flujo radial se manifiesta en periodos más tardíos, mientras que el flujo lineal predomina en etapas tempranas. En

consecuencia, es necesario diseñar adecuadamente los esquemas de inyección para favorecer la identificación de cada régimen de manera independiente.

Aunque el volumen de fluido inyectado tiene una influencia limitada sobre el tiempo requerido para el desarrollo del flujo radial, es fundamental garantizar una inyección mínima que permita una medición precisa del volumen efectivamente introducido en la formación. Esta condición resulta esencial, dado que los parámetros de transmisibilidad dependen directamente de la exactitud de dicha medición (Mohamed et al., 2020).

En conjunto, el cumplimiento de estas consideraciones técnicas permite mejorar la calidad del análisis post-cierre, optimizar la interpretación de los regímenes de flujo y fortalecer la toma de decisiones en el diseño y evaluación de tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Adicionalmente, el análisis de transitorios de presión (PTA, por sus siglas en inglés) ha sido ampliamente reconocido como una herramienta fundamental para la caracterización de yacimientos. Esta metodología permite evaluar la capacidad de las formaciones para producir fluidos, así como describir el comportamiento dinámico del yacimiento bajo condiciones de operación reales (*Well-Head Pressure Transient Analysis*). A diferencia de otros enfoques, el PTA se fundamenta en el análisis directo de la respuesta de presión del sistema, lo que le confiere un carácter independiente respecto a los datos geológicos y de registros eléctricos.

En el contexto de yacimientos no convencionales, el PTA adquiere una relevancia particular, ya que permite estimar el desempeño de los completamientos mediante el cálculo del volumen de roca estimulada (Stimulated Reservoir Volume, SRV) (Ibrahim et al., 2017). Este parámetro constituye un indicador clave de la efectividad del tratamiento de fracturamiento hidráulico y del grado de contacto entre la formación y el sistema de producción.

El valor del SRV se encuentra condicionado principalmente por dos factores interrelacionados (Ibrahim et al., 2017). En primer lugar, la calidad intrínseca del yacimiento, asociada a propiedades como la permeabilidad, la porosidad y la continuidad de la formación. En segundo lugar, el diseño y la ejecución del fracturamiento hidráulico, los cuales determinan la extensión, conectividad y conductividad de las fracturas inducidas.

En consecuencia, la integración del análisis post-cierre, la identificación adecuada de los regímenes de flujo y la aplicación del PTA permiten establecer una evaluación integral del comportamiento del yacimiento. Este enfoque contribuye a optimizar los diseños de completamiento, mejorar la eficiencia operativa y maximizar el potencial productivo de los pozos, especialmente en escenarios de alta complejidad geológica (Camilleri et al.).

De manera complementaria, el análisis de transitorios de presión constituye una herramienta fundamental para la estimación de parámetros críticos asociados al desempeño de pozos y yacimientos. Su aplicación permite evaluar propiedades hidráulicas del yacimiento, la eficiencia de los procesos de completamiento y el comportamiento del sistema de producción, contribuyendo así a la optimización integral de las operaciones (Fair et al., 2025).

Asimismo, esta metodología facilita la caracterización de estructuras complejas del yacimiento, incluyendo configuraciones estratificadas y sistemas de múltiples porosidades, lo que fortalece la comprensión del comportamiento dinámico del yacimiento(s) (Cobanoglu & Shukri, 2020). En este sentido, una interpretación rigurosa del PTA resulta esencial para respaldar las decisiones técnicas en el desarrollo de campos y en la gestión de la producción.

Es una metodología analítica aplicada a diferentes pruebas de presión, como pruebas de presión transitoria, pruebas de interferencia e incluso pruebas de mini-frac, utilizada para analizar el

comportamiento del yacimiento y determinar parámetros relevantes como la presión máxima de fractura (van den Hoek, 2018). A partir de este análisis es posible identificar propiedades clave del sistema, entre ellas la permeabilidad efectiva, la presión del yacimiento, el daño de formación, los regímenes de flujo presentes y la geometría de drenaje, lo que permite una mejor interpretación del comportamiento de la formación y de los resultados obtenidos durante las pruebas.

El Análisis Transitorio de Presión (PTA) es un complemento esencial para la prueba de minifracturamiento (mini-frac o DFIT), ya que posibilita una interpretación precisa de la fase de caída de presión después del cierre de la fractura. El PTA posibilita el cálculo de parámetros importantes, como la permeabilidad efectiva ( $k \cdot h$ ), la presión de poro de la formación y el daño de formación, a través del empleo de modelos de flujo transitorio y herramientas gráficas, entre las que se incluyen las curvas semilogarítmicas y la derivada log-log.

En el caso de la roca sello, el PTA es particularmente útil porque posibilita medir la capacidad hidráulica de la formación para funcionar como barrera para prevenir las fugas de CO<sub>2</sub> y otros fluidos. Este análisis puede confirmar si la roca sello tiene una permeabilidad ultra baja entre ( $10^{-18}$  mD y  $10^{-15}$  mD), lo que significa un sello eficaz para capturar geológicamente el CO<sub>2</sub> (Silva, 2026.).

## 2. Capítulo 2

### 2.1 Comparación de pruebas.

#### 2.1.1 Precisión y confiabilidad.

- Leak Off Test:

Aunque brinda una rápida estimación del esfuerzo mínimo horizontal y del gradiente de fractura, su exactitud es limitada porque se basa en un solo ciclo, y puede verse alterada por la heterogeneidad y la permeabilidad de la roca. Además, solamente se puede hacer el análisis de la formación que esta inmediatamente debajo de la zapata del revestimiento.

- Extended Leak Off Test:

La repetición de ciclos en esta prueba permite determinar no solo la presión de fractura, sino también las presiones de cierre y de reapertura, lo que la hace más confiable que la prueba LOT. En consecuencia, proporciona una caracterización más robusta de los esfuerzos in situ en la formación evaluada. Sin embargo, presenta la misma limitación que la prueba LOT: se realiza únicamente en una formación específica, la cual no necesariamente corresponde a la roca sello.

- Mini-frac:

Dado que se lleva a cabo directamente en el intervalo de interés, es el método más exacto para establecer la permeabilidad del sello, la presión de poro y el esfuerzo horizontal mínimo. Su análisis de la disminución de presión, utilizando instrumentos como la función G y gráficos log-log, asegura resultados que son representativos y confiables.

- Análisis de Presión Transitoria:

Aunque no es una prueba de campo por sí misma, es una interpretación rigurosa de los cambios de presión de fondo lo cual contribuye al mejoramiento del análisis de la prueba mini-frac, proporcionando mayor precisión en la determinación de la presión de poro y las permeabilidades ultra bajas.

### ***2.1.2 Limitaciones operativas ambientales.***

- Leak Off Test:

Si no se regulan correctamente los volúmenes inyectados, es posible que se generen fracturas indeseadas en formaciones de escasa competencia.

- Extended Leak Off Test:

Si no se regulan correctamente los volúmenes inyectados, es posible que se generen fracturas indeseadas en formaciones de escasa competencia.

- Mini-frac:

Supone la inyección de volúmenes pequeños, así que su efecto sobre el medio ambiente es mínimo; no obstante, necesita un control operacional elevado al analizar los valores de presión de fractura y el uso de equipos de alta precisión, como medidores de flujo y presión.

- Análisis de Presión Transitorias:

No produce efectos directos en la operación, pero su calidad depende de la calidad de los datos obtenidos en la prueba mini-frac y de cómo se aplican correctamente los modelos de flujo.

### ***2.1.3 Costos de implementación.***

- Leak Off Test:

Aunque es menos fiable para los estudios de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, es la prueba más rápida y económica, debido a que se hace después de la cementación, el cual nos implica costos adicionales elevados.

- Extended Leak Off Test:

Exige más recursos y tiempo que el LOT, lo que supone un costo más elevado, pero brinda datos más completos.

- Mini-frac:

Los resultados hacen que valga la pena invertir en proyectos estratégicos, aunque se necesita equipo especializado como bombas de alta precisión, medidores de flujo a bajas tasas y medidores de presión sigue siendo de bajo costo. Los beneficios en precisión de la información, repetibilidad y la posibilidad de probar varias formaciones compensa esos costos.

- Análisis de Presión Transitoria:

Dado que su costo está vinculado a la interpretación y procesamiento de datos, tiende a ser menos costoso que las pruebas de campo; sin embargo, requiere que los datos generados por la prueba sean de alta calidad para obtener los resultados más precisos.

### ***2.1.4 Evaluación general.***

- Leak Off Test:

El LOT es una prueba económica, simple y de ejecución rápida, que sirve para verificar la resistencia de la formación en la zapata y calcular un valor aproximado del gradiente de fractura. No

obstante, su precisión es limitada porque se basa en un único ciclo y está expuesta a la influencia de propiedades como la permeabilidad o compresibilidad de la roca. En investigaciones de integridad de la roca sello para almacenar CO<sub>2</sub>, es usada más como prueba preliminar que definitiva.

- Extended Leak Off Test:

El XLOT ayuda a aumentar la fiabilidad de los resultados al repetir ciclos de inyección, lo que facilita el cálculo de parámetros como la presión de fractura, la propagación, el cierre y la reapertura. Esta prueba, aunque requiere más tiempo y dinero, brinda una descripción más completa de los esfuerzos in situ en comparación con el LOT. Si no se controla con exactitud, su naturaleza invasiva puede causar fracturas adicionales, aunque es apropiada para verificar la resistencia de la roca sello.

- Mini-frac:

Las pruebas mini-frac es la técnica más exacta para determinar la presión de fractura y cierre, el esfuerzo horizontal mínimo, la presión de poro y la permeabilidad en la formación sello. Al implementarse directamente en el rango de interés, se transforma en un método confiable y representativo, particularmente en proyectos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> que necesitan un control estricto sobre la integridad del sello. Su mayor limitación estriba en los costos y en la demanda de instrumentación especializada; no obstante, estos se justifican al asegurar resultados confiables y seguros.

- Análisis de Presión Transitoria:

El PTA es una metodología de análisis interpretativo, no una prueba de campo. Se trata de un método que complementa las pruebas previas, en particular el mini-frac. Posibilita la mejora de la estimación de parámetros tales como presión de poro, skin y permeabilidad efectiva, corroborando así el escaso flujo del sello. Su implementación es fundamental para fortalecer la validez de los resultados logrados en pruebas de campo, aunque está sujeta a la calidad de los registros.

**2.2 Selección de la metodología adecuada.**

Entre las distintas pruebas analizadas anteriormente, la prueba de mini-frac, apoyada con el análisis de presión transitoria (PTA), se considera el método más efectivo para la caracterización de la roca sello. A diferencia de las pruebas de fugas, que únicamente determinan presiones límites o comportamientos iniciales de la zapata, el mini-frac nos permite analizar todo el ciclo desde la apertura, propagación y cierre de la fractura, integrando la interacción entre el fluido de inyección, la formación y la mecánica del cierre.

El respaldo del análisis PTA potencia el valor del mini-frac al proporcionar una interpretación más rigurosa y cuantitativa de los datos de presión. Este análisis permite identificar los regímenes de flujo (lineal, bilineal, radial), detectar con mayor precisión el momento de cierre de la fractura y evaluar la influencia del almacenamiento del pozo y las pérdidas de fluido. De esta manera, el PTA transforma los registros de presión del mini-frac en información detallada sobre la dinámica del sistema, lo que facilita validar las propiedades obtenidas experimentalmente y mejorar la correlación entre modelos teóricos y comportamiento real.

**Figura 7**

*Comparación de métodos de análisis para minifrac.*

Comparación	Métodos			
	Leak Off Test	Extended Leak Off Test	Mini-frac	Análisis de Presión Transitoria
<b>Precisión y confiabilidad</b>	Rápida estimación, exactitud limitada por único ciclo y el análisis es en la zapata únicamente	Varios ciclos, mayor confiabilidad y análisis en la zapata únicamente	Se analiza directamente la zona de interés, varios ciclos, confiabilidad de datos	No es una prueba de campo, es una interpretación de datos de presión mejorando, complementando las del Minifrac
<b>Limitaciones operativas ambientales</b>	Regulación indebida del volumen inyectado, genera fracturas indeseadas	Regulación indebida del volumen inyectado, genera fracturas indeseadas	Inyección de pequeños volúmenes, necesita equipos de alta precisión	No produce efectos, su calidad depende de los datos obtenidos de la prueba Minifrac
<b>Costos de implementación</b>	Es la más económica porque se hace luego de la cementación de la zapata	Se demora más que el LOT y eso implica mayor costo	Mayor costo por equipos especializados con bombas de alta precisión	Costo bajo porque va más centrado a la interpretación de la prueba con los datos de campo
<b>Evaluación general</b>	Económica, simple y rápida pero no funciona si mi zona a analizar no es la zapata	Más costosa que la LOT, pero cuenta con mayor confiabilidad, pero no funciona si mi zona a analizar no es la zapata	La que tiene mayor precisión, mayor costo, pero cuenta con la versatilidad de poderse hacer en cualquier zona de interés	Metodología de análisis interpretativo, método para complementar el análisis de las pruebas en especial de Minifrac

*Nota:* Elaboración Propia, La Figura 7. presenta la comparación entre los métodos propuestos para la determinación de la presión de fractura, incluyendo LOT, XLOT, DFIT y PTA. La evaluación se realiza considerando criterios como precisión y confiabilidad, limitaciones operativas y ambientales, costos de implementación y una valoración general de cada método.

El capítulo anterior presentó una revisión de las técnicas disponibles para evaluar la viabilidad del análisis de la roca sello, inicialmente considerando tanto el mini-frac como otros métodos complementarios que podrían aportar información adicional sobre su comportamiento geomecánico. Sin embargo, tras un análisis detallado de la literatura especializada y de las limitaciones prácticas asociadas a cada técnica, se determinó que el mini-frac constituye el método más adecuado para los objetivos de esta investigación. En consecuencia, se decidió centrar el estudio exclusivamente en esta metodología, cuyo desarrollo y aplicación se describen en profundidad en el capítulo siguiente.

### 3. Capítulo 3

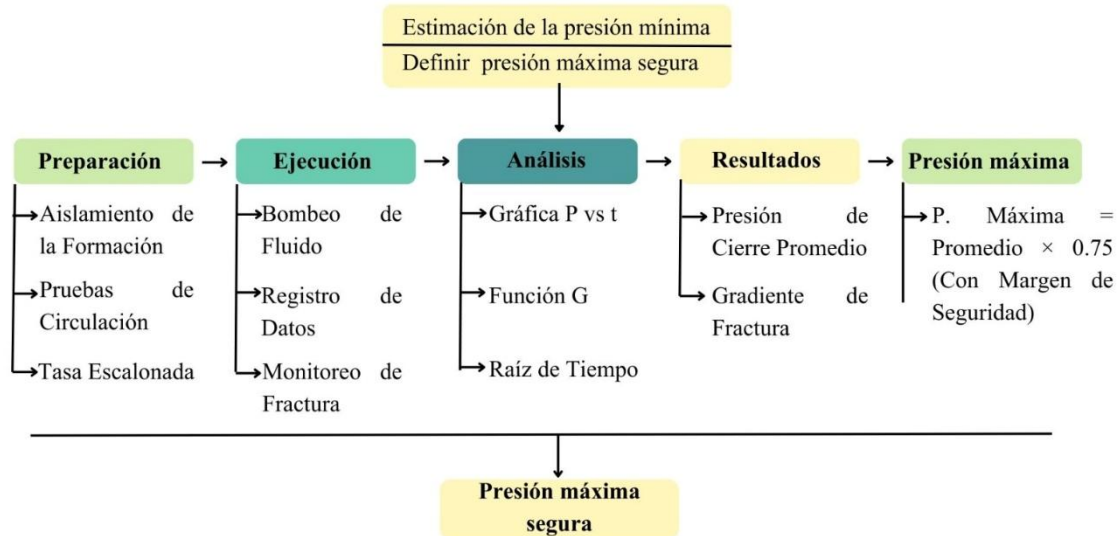
#### 3.1 Análisis de la técnica Mini-frac.

Un aspecto fundamental para evaluar la capacidad de la roca sello es conocer las tensiones que existen de manera natural en el subsuelo. La prueba de mini-frac se ha convertido en el método ampliamente utilizado porque permite estimar indirectamente, y a un bajo costo relativamente, la tensión mínima presente en la formación (Triana & Quintero, 2009). En la prueba se bombea un volumen reducido de fluido hacia el yacimiento durante un intervalo de tiempo corto, generando una fractura pequeña que atraviesa la zona afectada alrededor del pozo y se conecta con la roca («Mini-Frac / Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT)»). La Figura 7. explica la metodología empleada para el análisis de la prueba mini-frac, mostrando de manera esquemática las etapas y herramientas utilizadas para la interpretación de los datos obtenidos durante la prueba. Las fracturas hidráulicas tienden a propagarse siguiendo la ruta de menor resistencia, avanzando perpendicularmente a la tensión principal mínima de la formación a esa profundidad. Una vez que la fractura se ha formado, se detiene la inyección; como consecuencia la presión en el fondo del pozo comienza a caer mientras el fluido se filtra hacia la formación y la fractura inducida empieza a cerrarse (*Mini-frac Pre-Closure Analysis*). El análisis de los registros de presión permite identificar el punto exacto en el que la fractura se cierra, y esa presión se interpreta como un valor equivalente a la tensión mínima in situ.

Este tipo de pruebas pueden realizarse tanto en pozos abiertos como en pozos entubados. En el caso de terminaciones de pozo abierto, existe el riesgo de que la tensión originada por los empaques influya en los resultados; sin embargo, cuando el procedimiento se lleva a cabo de manera apropiada, los datos obtenidos también pueden servir como referencia para estimar la tensión horizontal máxima de la formación («Mini-Frac / Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT)»).

**Figura 8**

*Metodología para el análisis de la prueba Minifrac*



*Nota:* Elaboración Propia, Flujo metodológico para la interpretación de pruebas Mini-Frac, considerando el análisis de presión vs. tiempo, función G y raíz del tiempo, con el fin de estimar la presión de cierre, el gradiente de fractura y la presión máxima operativa segura.

### 3.1.1. Pruebas y preparación previa al mini-frac

Para hacer una prueba de mini-frac efectiva es necesario lo siguiente (Vickery et al., 2004):

- Sentar los empaques para aislar la formación de interés utilizando la herramienta crossover.
- Realizar pruebas de circulación:
  1. Circulación directa
  2. Circulación inversa
  3. Estas pruebas permiten confirmar que los empaques están haciendo sello contra el pozo y no hay fugas.
  4. Ejecutar la prueba de tasa escalonada para identificar la presión a la que la formación empieza a fracturarse.

### ***3.1.2. Minifrac en la zona tratada***

- Realizar la prueba de Minifrac bajo las condiciones verificadas previamente.
- Registrar y analizar los datos obtenidos, evaluando:
  1. comportamiento de los fluidos,
  2. cierre de la fractura,
  3. propiedades de la formación.
- Ajustar la prueba (si es necesario) según los resultados del Minifrac.
- Bombeo del fluido el cual normalmente es agua, con sistemas de filtración en superficie para asegurar la calidad del fluido.

### **3.2. Caso estudio**

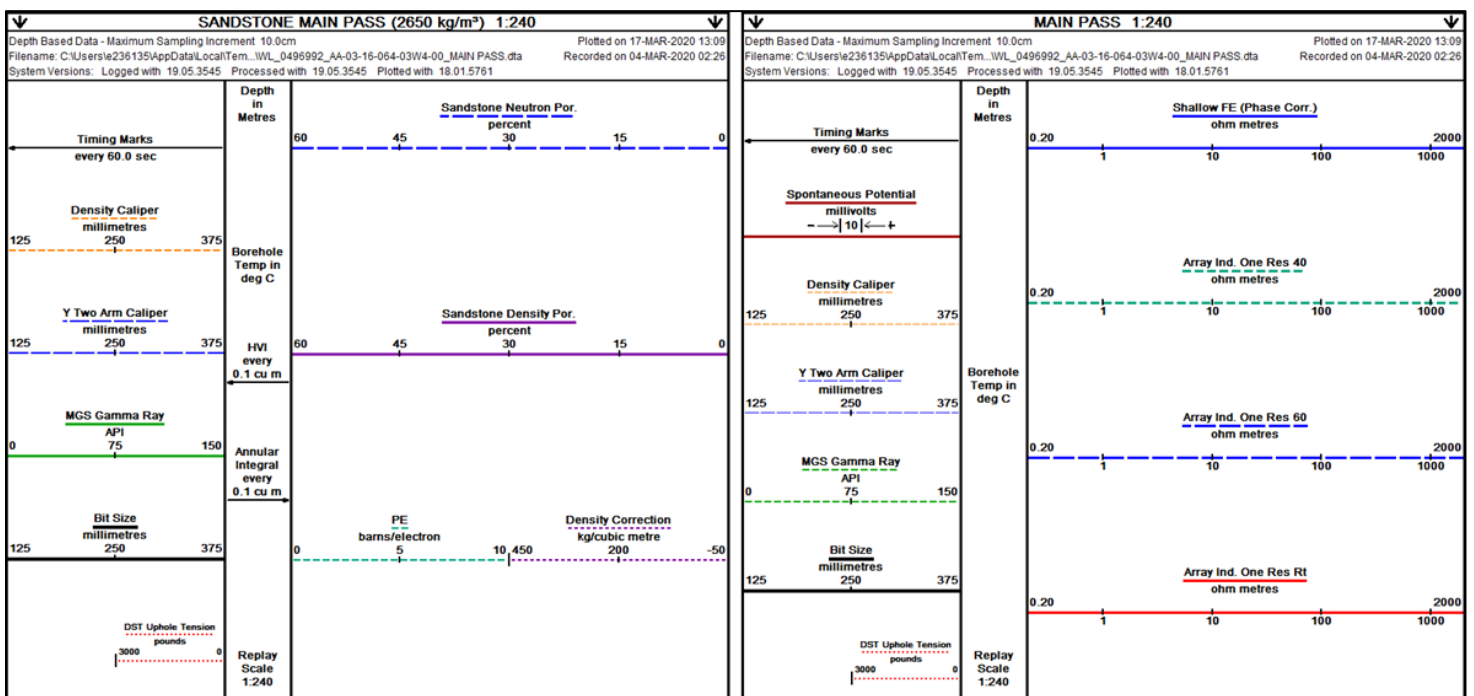
Para esta investigación tenemos un caso estudio de un pozo localizado cerca de Cold Lake Alberta, Canadá, El pozo hace parte del programa de delineamiento y caracterización de yacimiento de un proyecto. Una de las formaciones que se evaluó fue Juli Fou, la cual está a una profundidad entre 234 y 295 m de profundidad vertical verdadera (TVD por sus siglas en inglés), donde se hicieron las pruebas mini-frac ya que esta es la formación que se clasifica como la roca sello principal, el motivo por el que se hicieron estas pruebas es para poder determinar la integridad de la roca sello, De esta manera, es posible establecer la presión máxima de operación que garantice condiciones seguras, evitando la ocurrencia de fallas o eventos no deseados. Para ello, se empleará el análisis de la función G, la raíz de T y por último, pero no menos importante la más común y sencilla de aplicar que es en una gráfica de presión vs tiempo en el tiempo de cierre de la fractura tomar las pendientes de la caída de presión en función del tiempo de los regímenes de flujo, donde las pendientes se interceptan es la presión de cierre.

3.2.1. Registro de la prueba mini frac

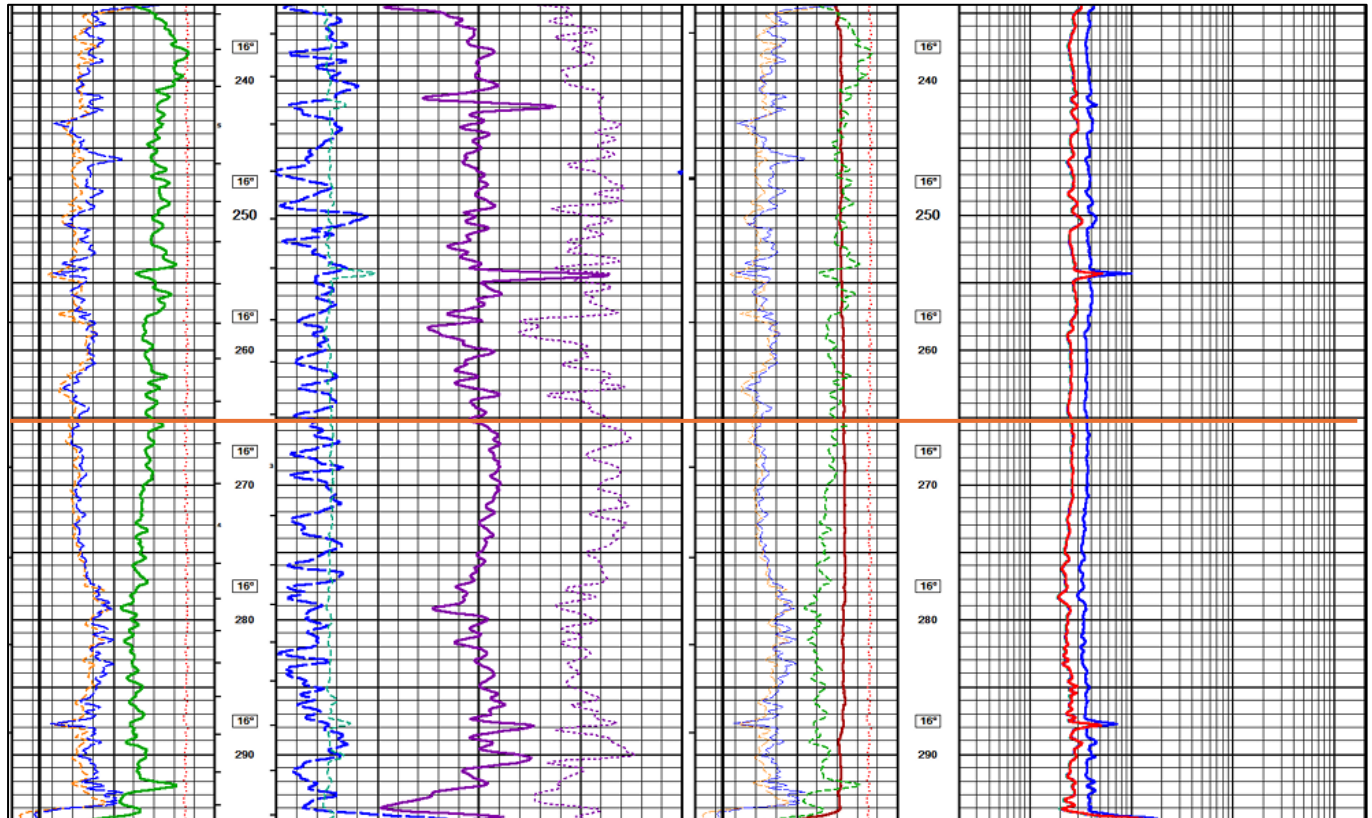
Para este caso estudio tenemos los registros eléctricos del pozo los cuales corresponden a las figuras 8 y 9 correspondientes al pozo donde se realizó la prueba mini frac como lo es el GR, resistividad, el neutrónico, el caliper, la profundidad, donde lo que está enmarcado en el cuadro rojo ese de la formación “Juli Fou” en Alberta Canadá, el cual se puede saber por el registro GR el cual me permite diferenciar las areniscas de las formaciones arcillosas y en la línea verde se encuentra la profundidad a la cual se hizo la prueba que viene siendo cercana al medio de la formación a 269mKB.

Figura 9

Encabezado de los registros



Nota: Encabezado de registros geofísicos adquiridos en la Formación Juli Fou, Alberta (Canadá), que incluye curvas como gamma ray, caliper, densidad, neutrón y resistividad, junto con sus respectivas escalas y unidades para el análisis petrofísico.

**Figura 10***Registros eléctricos del caso estudio (Formación JULI FOU)*

*Nota:* Registros eléctricos correspondientes a la Formación Juli Fou, donde se observan las respuestas petrofísicas de la formación mediante curvas de rayos gamma, resistividad y porosidad, utilizadas para la caracterización litológica y evaluación de las propiedades del reservorio.

### 3.2.2. Formación juli fou

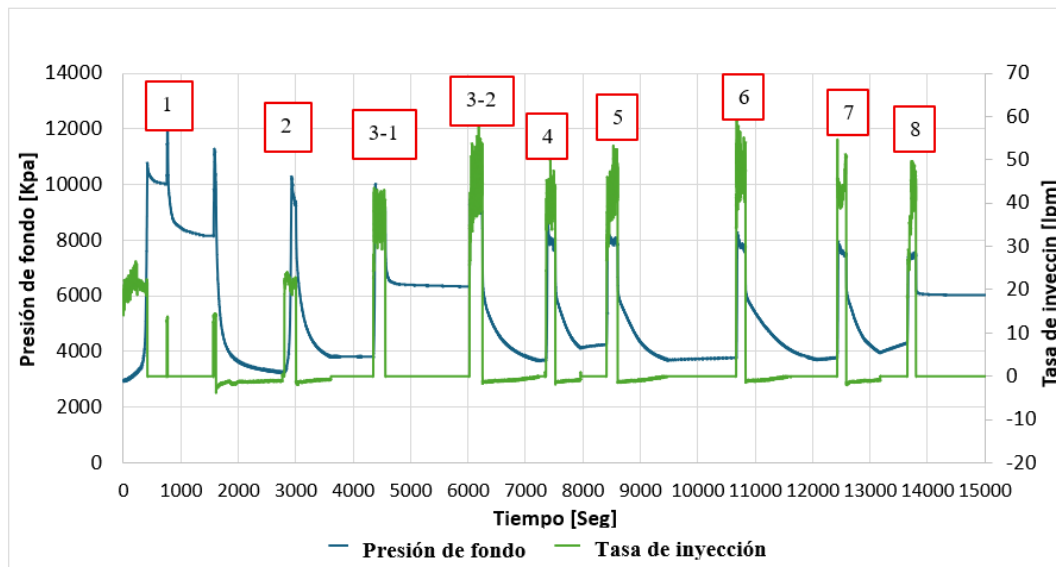
Para su análisis se inició con la técnica más sencilla que es la pendiente entre curvas de los regímenes de flujo, luego con la función G y, por último, con la raíz de tiempo. Para esta formación se tuvieron 8 pruebas diferentes, donde se descartaron las primeras tres pruebas, las cuales no se tomaron en el estudio porque no tuvieron un tiempo adecuado de prueba por lo tanto no eran confiables. Esto se confirma compararlo las pruebas con aquellas que se pudieron ejecutar correctamente.

En la figura 3. se logran ver todas las pruebas realizadas a la formación y donde las tres primeras pruebas se descartan debido a que no cumplen con las condiciones de estabilidad necesarias para un análisis

confiable. En consecuencia, se procede a evaluar las pruebas comprendidas entre la 3-2 y la 8 de manera individual, determinando en cada una la presión de cierre mediante los tres métodos establecidos. Para que el resultado sea considerado válido, la presión de cierre obtenida en cada prueba debe mantenerse dentro de un rango máximo de variación de 200 kPa. diferencia entre una y otra, de no ser así significa que en ese momento ocurrió algo, esa prueba no permite determinar la presión de cierre. Por esta razón se hacen varias pruebas en una sola formación para tener repetibilidad y poder calcular un promedio de esas presiones.

**Figura 11**

*Prueba mini-frac de la formación Juli Fou*



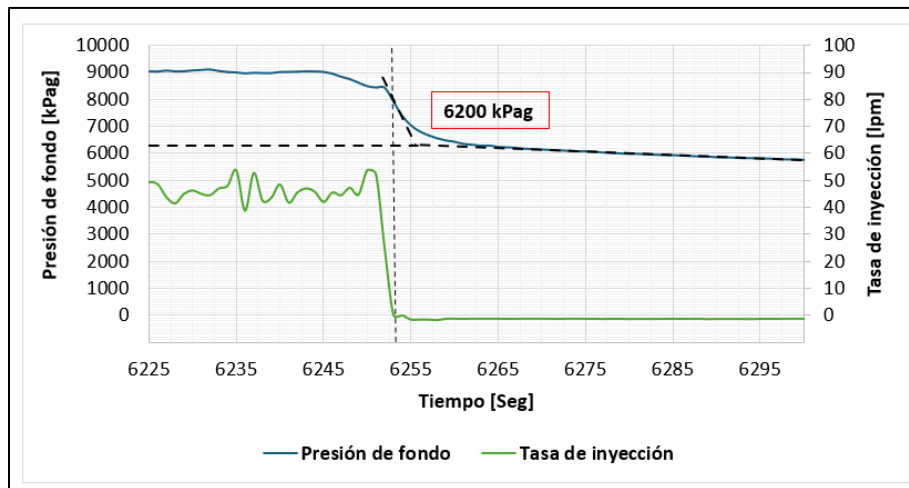
*NOTA.* La gráfica muestra la presión del pozo frente al tiempo de inyección y cierre, con un punto de inflexión que indica la presión de cierre de la fractura. Elaboración propia con datos del pozo- cuenca occidental de Canadá (2025).

En las Figuras 10 a 27 se presentan los resultados correspondientes al análisis de las pruebas mini-frac 3-2, 4, 5, 6, 7 y 8, mediante las diferentes representaciones gráficas utilizadas para su interpretación. Para cada una de las pruebas se incluye, en primer lugar, la gráfica de presión vs. tiempo, seguida de la gráfica de la función G y, finalmente, la gráfica de la raíz cuadrada del tiempo, las cuales constituyen herramientas fundamentales en la evaluación del comportamiento de cierre de la fractura. A partir del análisis conjunto de estas representaciones es posible identificar la presión de fractura asociada a cada

prueba, así como comparar los resultados obtenidos mediante los distintos métodos de interpretación, permitiendo una mayor confiabilidad en la determinación de este parámetro y una mejor comprensión del comportamiento de la formación durante la ejecución de las pruebas mini-frac.

**PRUEBA 3-2**

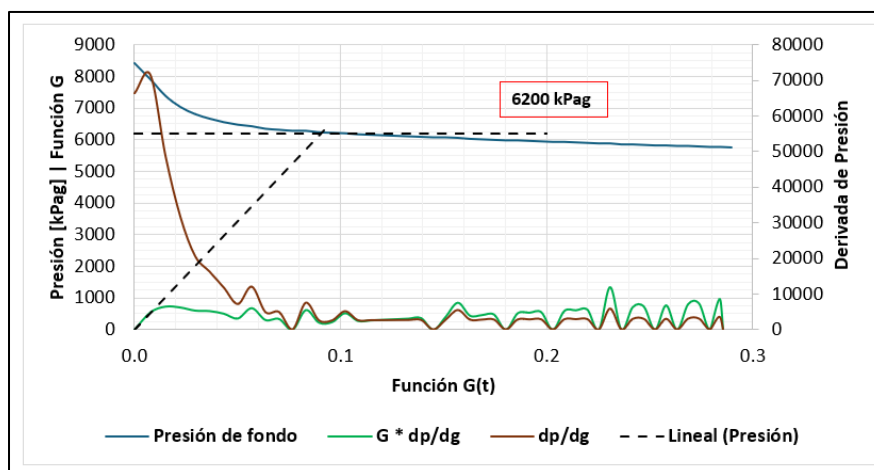
*Figura 12 Prueba 3-2 P vs Ti*



*Nota:* Elaboración propia, En la prueba 3-2 de P vs Ti, se observa que durante la etapa de inyección de fluido la tasa de bombeo disminuye desde 52 lpm hasta 0 lpm. Posteriormente, al iniciar el periodo de cierre, este ocurre a los 6253 segundos, registrándose finalmente una presión de cierre de 6200 kPag.

**Figura 13**

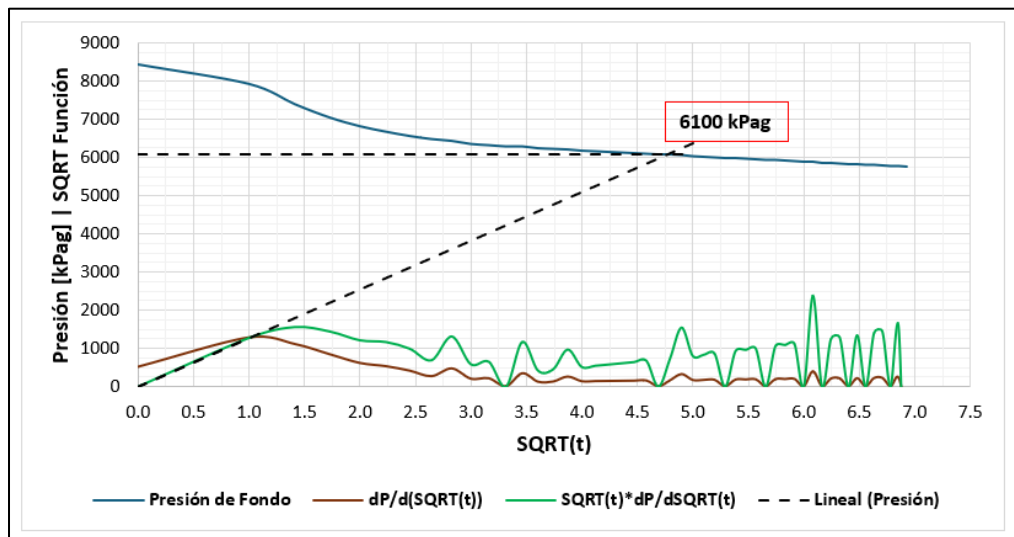
*Prueba 3-2 Función G*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 3-2, evaluada mediante el análisis de Función G, presenta la derivada de presión respecto a la Función G, así como el producto de la Función G por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 71515 kPag y 732 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6200 kPag.

**Figura 14**

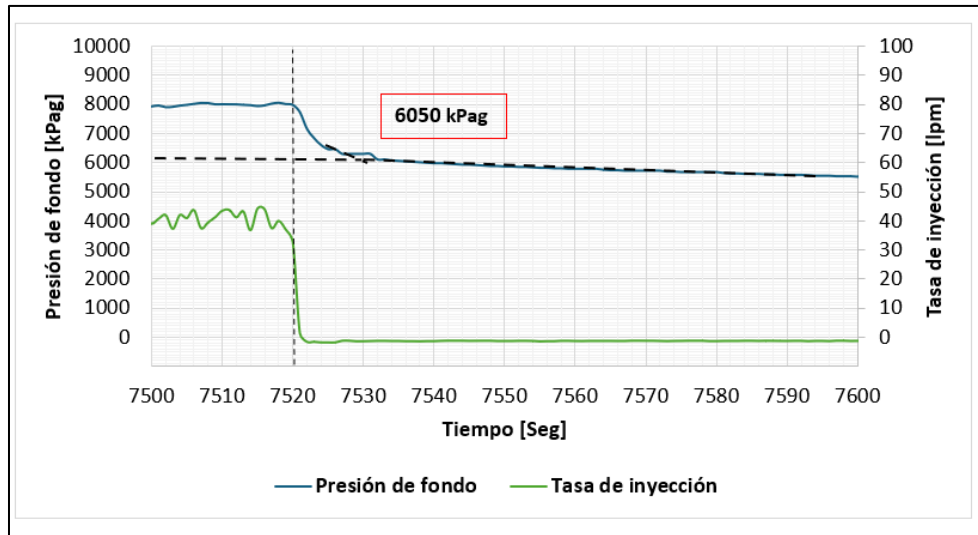
*Prueba 3-2 Raíz de t*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 3-2, evaluada mediante el análisis de raíz de t, presenta la derivada de presión respecto a la raíz de t, así como el producto de la raíz de t por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 1278 kPag y 1278 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6100 kPag.

**PRUEBA 4**

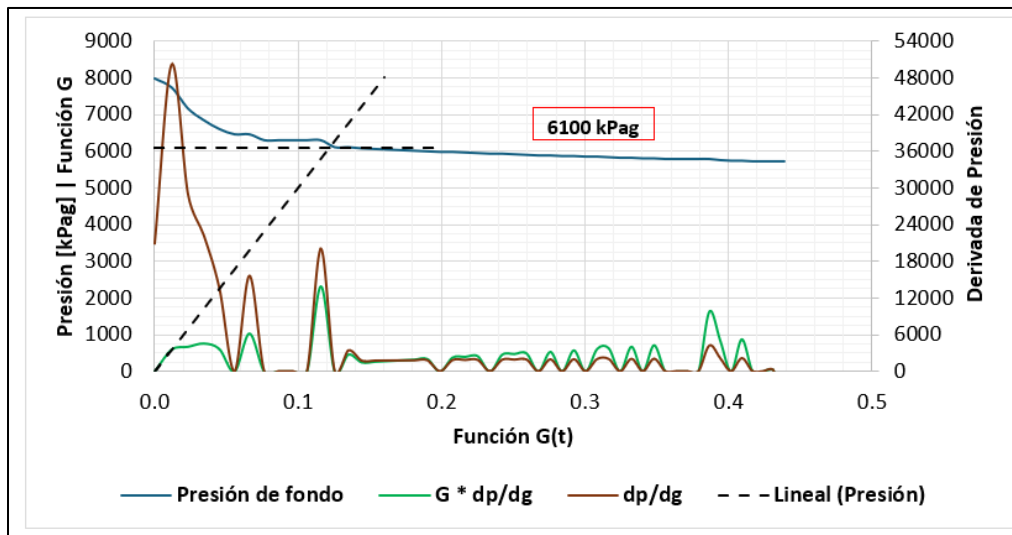
*Figura 15 Prueba 4 P vs Ti*



*Nota:* Elaboración propia, En la prueba 4 de P vs Ti, se observa que durante la etapa de inyección de fluido la tasa de bombeo disminuye desde 32 lpm hasta 0 lpm. Posteriormente, al iniciar el periodo de cierre, este ocurre a los 7521 segundos, registrándose finalmente una presión de cierre de 6050 kPag.

**Figura 16**

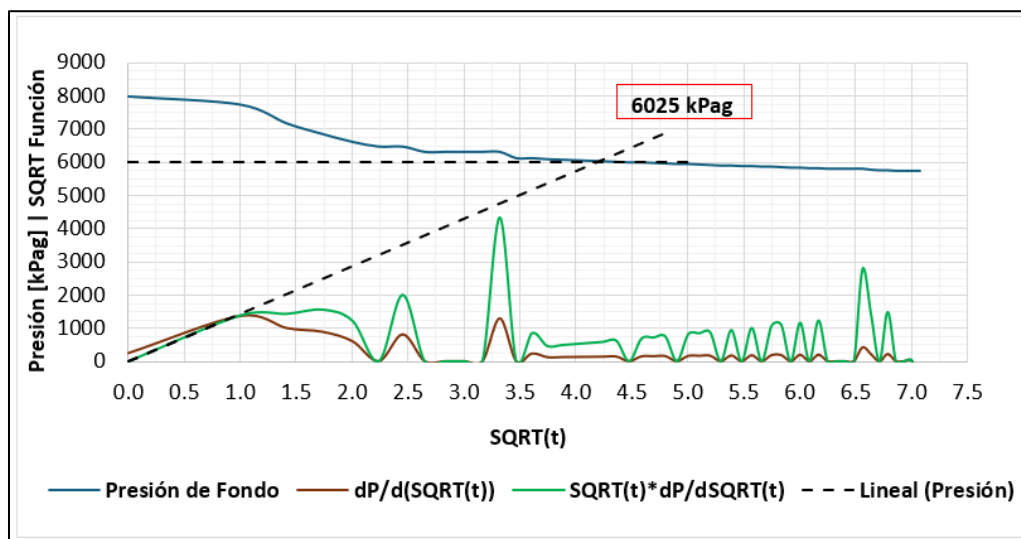
*Prueba 4 Función G*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 4, evaluada mediante el análisis de Función G, presenta la derivada de presión respecto a la Función G, así como el producto de la Función G por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 50252 kPag y 675 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6100 kPag.

**Figura 17**

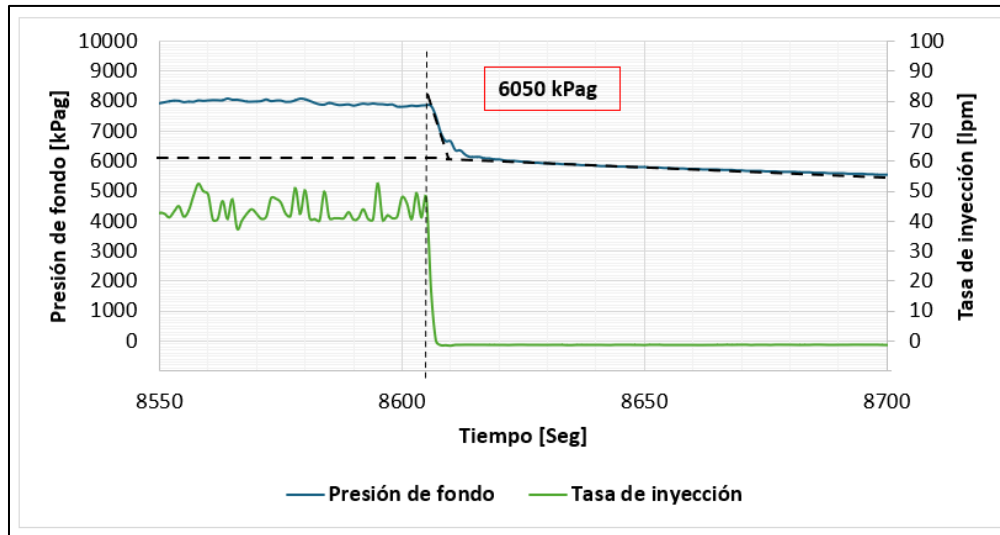
*Prueba 4 Raíz de t*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 4, evaluada mediante el análisis de raíz de t, presenta la derivada de presión respecto a la raíz de t, así como el producto de la raíz de t por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 1150 kPag y 1150 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6025 kPag.

**PRUEBA 5**

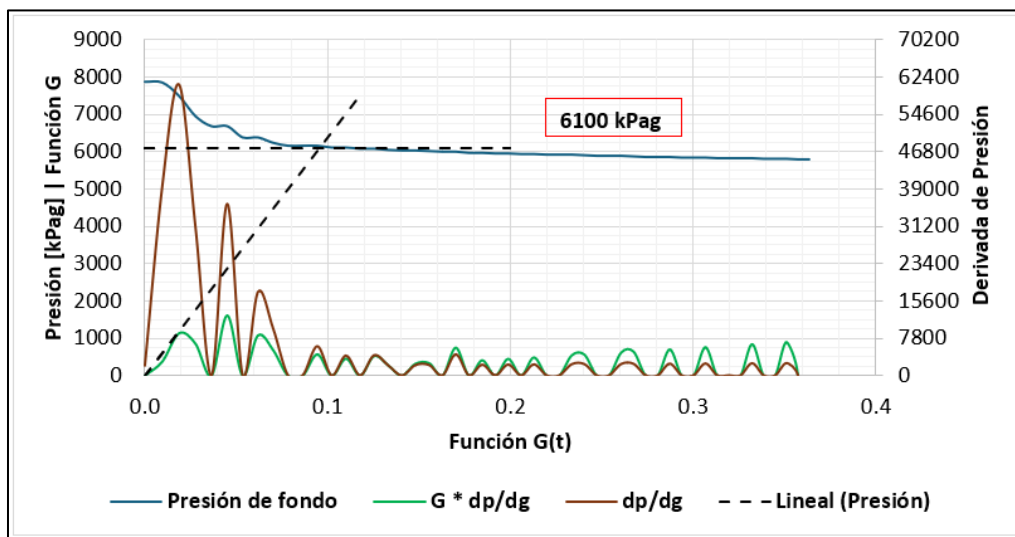
*Figura 18 Prueba 5 P vs Ti*



*Nota:* Elaboración propia, En la prueba 5 de P vs Ti, se observa que durante la etapa de inyección de fluido la tasa de bombeo disminuye desde 47 lpm hasta 0 lpm. Posteriormente, al iniciar el periodo de cierre, este ocurre a los 8606 segundos, registrándose finalmente una presión de cierre de 6050 kPag.

**Figura 19**

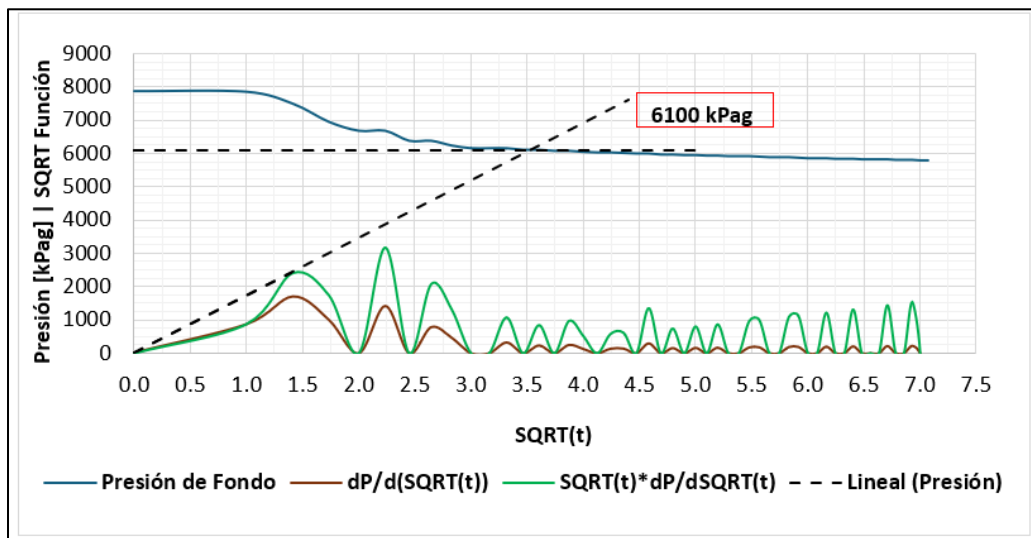
*Prueba 5 Función G*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 5, evaluada mediante el análisis de Función G, presenta la derivada de presión respecto a la Función G, así como el producto de la Función G por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 60808 kPag y 1145 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6100 kPag.

**Figura 20**

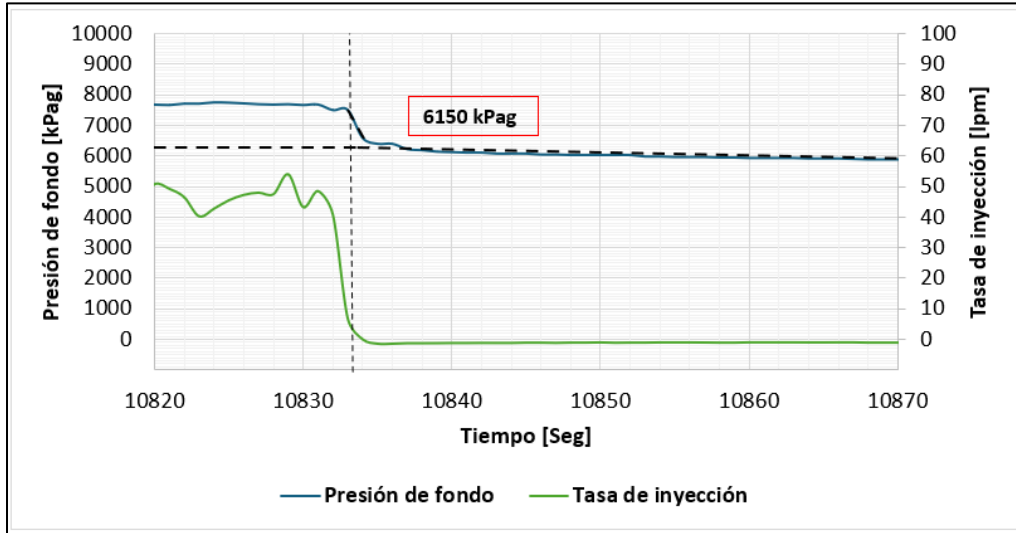
*Prueba 5 Raíz de t*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 5, evaluada mediante el análisis de raíz de t, presenta la derivada de presión respecto a la raíz de t, así como el producto de la raíz de t por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 1711 kPag y 2420 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6100 kPag.

**PRUEBA 6**

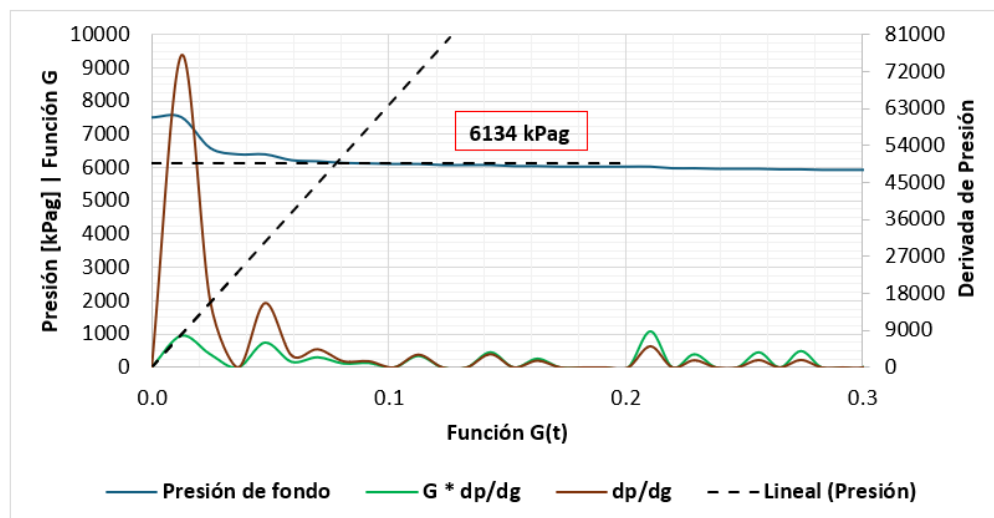
*Figura 21 Prueba 6 P vs Ti*



*Nota:* Elaboración propia, En la prueba 6 de P vs Ti, se observa que durante la etapa de inyección de fluido la tasa de bombeo disminuye desde 48 lpm hasta 0 lpm. Posteriormente, al iniciar el periodo de cierre, este ocurre a los 10833 segundos, registrándose finalmente una presión de cierre de 6150 kPag.

**Figura 22**

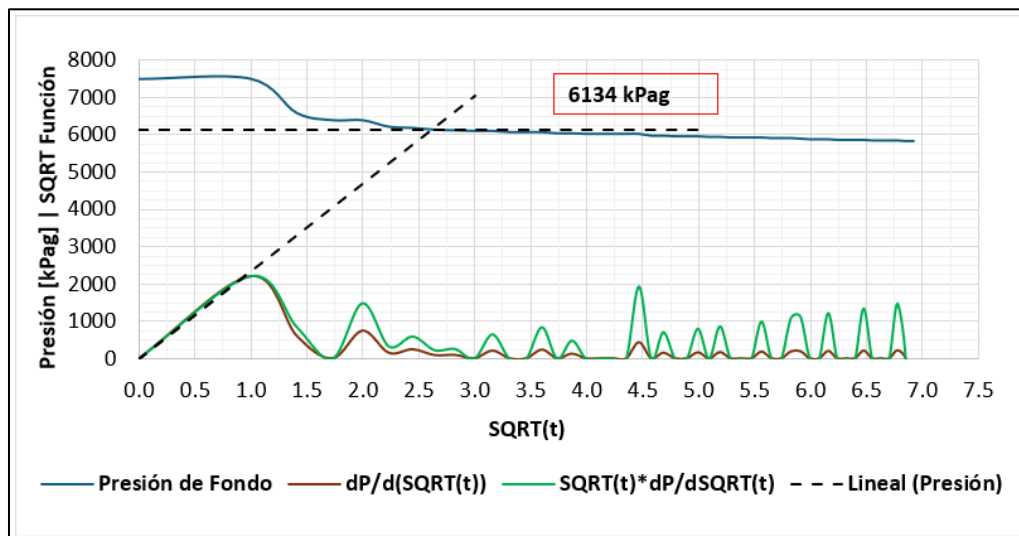
*Prueba 6 Función G*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 6, evaluada mediante el análisis de Función G, presenta la derivada de presión respecto a la Función G, así como el producto de la Función G por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 75982 kPag y 959 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6134 kPag.

**Figura 23**

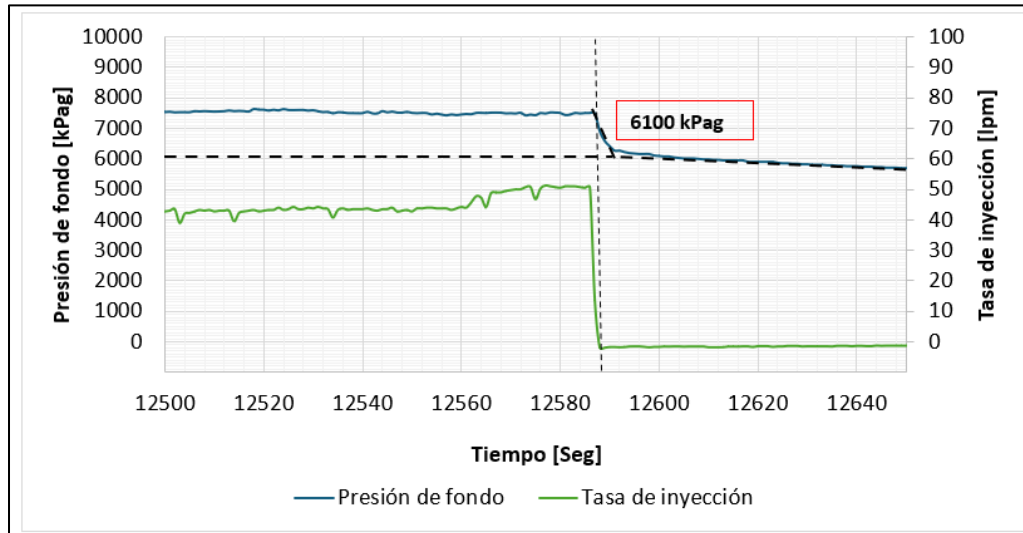
*Prueba 6 Raíz de t*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 6, evaluada mediante el análisis de raíz de t, presenta la derivada de presión respecto a la raíz de t, así como el producto de la raíz de t por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 2350 kPag y 2350 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6134 kPag.

**PRUEBA 7**

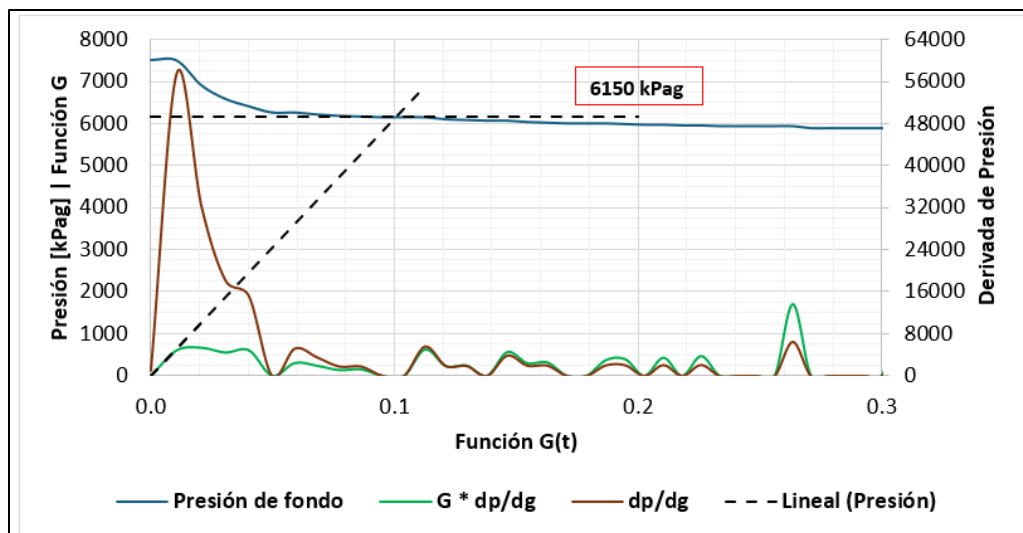
*Figura 24 Prueba 7 P vs Ti*



*Nota:* Elaboración propia, En la prueba 7 de P vs Ti, se observa que durante la etapa de inyección de fluido la tasa de bombeo disminuye desde 50 lpm hasta 0 lpm. Posteriormente, al iniciar el periodo de cierre, este ocurre a los 12587 segundos, registrándose finalmente una presión de cierre de 6100 kPag.

**Figura 25**

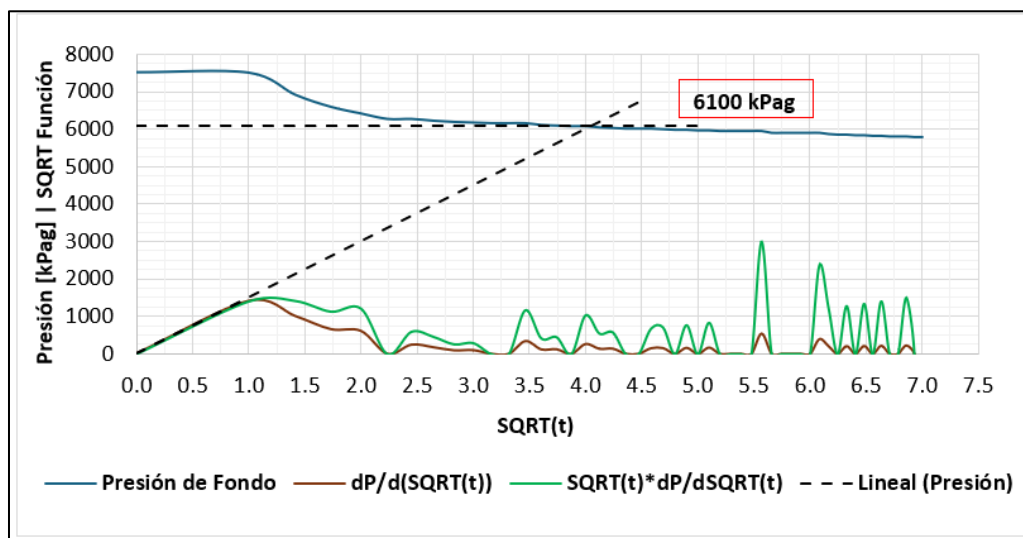
*Prueba 7 Función G*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 7, evaluada mediante el análisis de Función G, presenta la derivada de presión respecto a la Función G, así como el producto de la Función G por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 57551 kPag y 671 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6150 kPag.

**Figura 26**

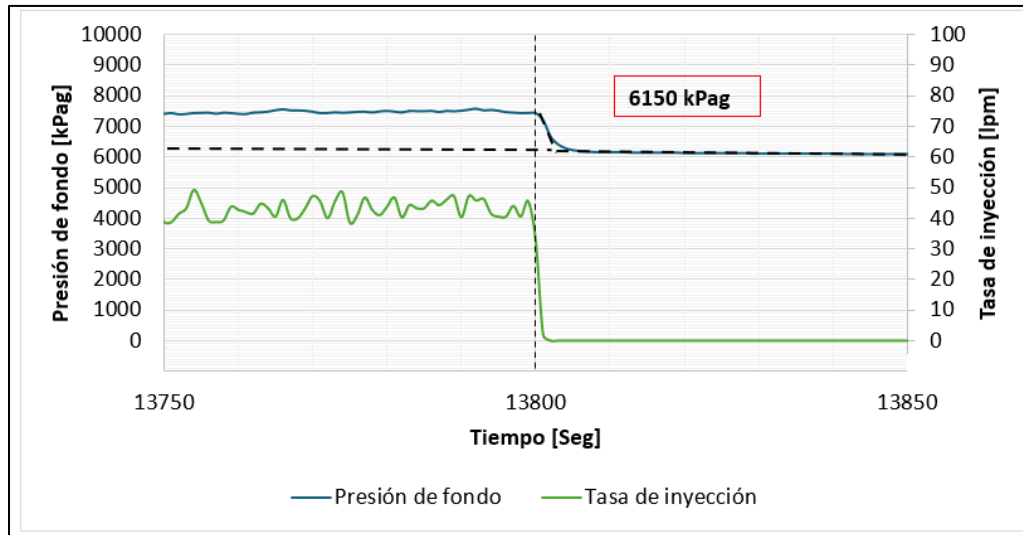
*Prueba 7 Raíz de t*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 7, evaluada mediante el análisis de raíz de t, presenta la derivada de presión respecto a la raíz de t, así como el producto de la raíz de t por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 1500 kPag y 1500 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6100 kPag.

**PRUEBA 8**

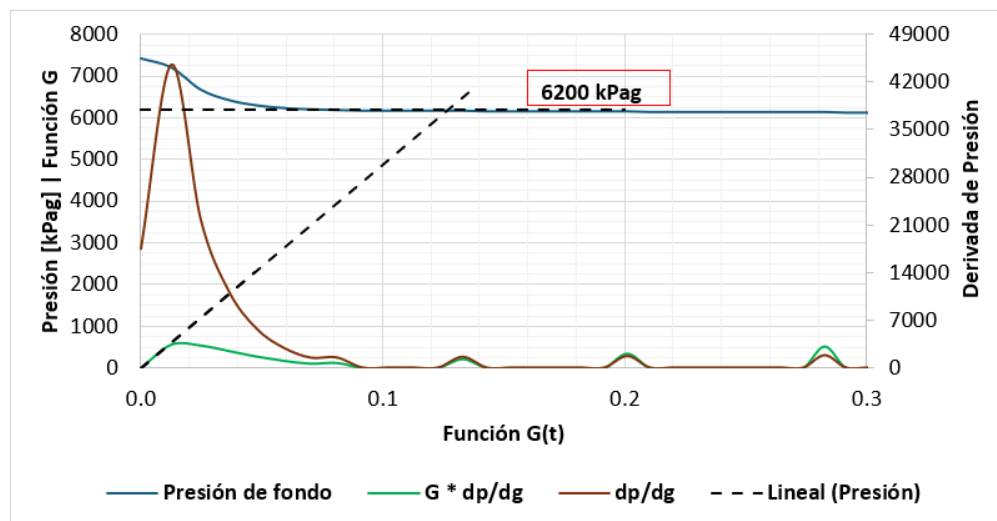
*Figura 27 Prueba 8 P vs Ti*



*Nota:* Elaboración propia, En la prueba 8 de P vs Ti, se observa que durante la etapa de inyección de fluido la tasa de bombeo disminuye desde 45 lpm hasta 0 lpm. Posteriormente, al iniciar el periodo de cierre, este ocurre a los 12801 segundos, registrándose finalmente una presión de cierre de 6150 kPag.

**Figura 28**

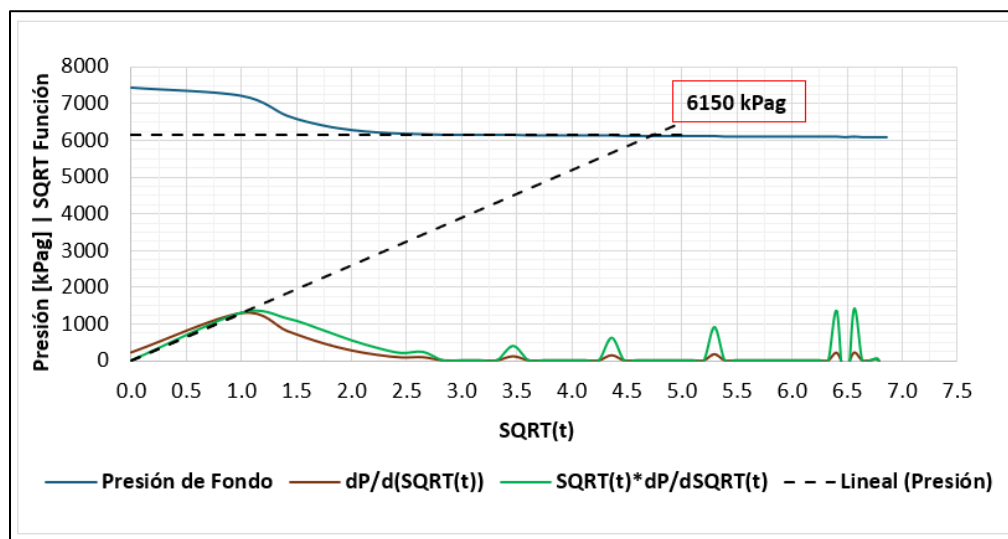
*Prueba 8 Función G*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 8, evaluada mediante el análisis de Función G, presenta la derivada de presión respecto a la Función G, así como el producto de la Función G por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 44493 kPag y 561 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6200 kPag.

**Figura 29**

*Prueba 8 Raíz de t*



*Nota:* Elaboración propia, La prueba 8, evaluada mediante el análisis de raíz de t, presenta la derivada de presión respecto a la raíz de t, así como el producto de la raíz de t por dicha derivada. A partir de estas curvas se obtuvieron valores de 1296 kPag y 1296 kPag, respectivamente; Posteriormente, utilizando la segunda curva, se trazó una línea tangente desde el punto cero hasta su intersección con la curva de presión, obteniéndose como resultado un valor de 6150 kPag.

Una vez obtenidas las presiones de fractura de cada una de las pruebas, se elaboró la tabla 2. La cual es comparativa para analizar y contrastar los resultados. Posteriormente, se calculó el valor promedio de dichas presiones y, sobre este promedio, se aplicó un margen de seguridad del 20%. De esta manera se determinó la presión de operación permisible para la formación.

**Tabla 2***Presiones resultantes.*

<b>Método</b>	<b>Presión de cierre (kPag)</b>						
	Prueba 3-2	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7	Prueba 8	Promedio
<b>P vs Ti</b>	6200	6050	6050	6150	6100	6150	6117
<b>Función G</b>	6200	6125	6100	6143	6150	6200	6153
<b>Raíz cuadrada de T</b>	6100	6025	6100	6143	6100	6150	6103

*Nota:* Elaboración propia, En la Tabla 2 se presenta la comparación de los resultados obtenidos en las cinco pruebas, analizadas mediante los tres métodos: P vs Ti (M1), Función G (fG) y Raíz de T. Como resultado, se obtuvieron presiones promedio que varían entre 6103 kPag y 6153 kPag, lo que representa una ventana de diferencia de 50 kPag. De igual manera, al comparar los valores individuales entre las pruebas, se observa un comportamiento similar; sin embargo, el rango de variación es ligeramente mayor, registrándose una presión mínima de 6025 kPag y una máxima de 6200 kPag, lo que representa una ventana de diferencia de 175 kPag .

Una vez definidos los valores promedio, se procede a calcular el gradiente de fractura, el cual se obtiene dividiendo la presión promedio entre la profundidad estos resultados fueron resumidos en la tabla 3. Para esta formación, la profundidad considerada desde el nivel de superficie es de 269 m. Finalmente, se determina el gradiente de fractura a la profundidad de la roca sello y le aplico un factor de seguridad multiplicando el resultado por 0,08, para luego multiplicarlo por la profundidad media de la roca almacén de 337 m obteniendo así la presión permisible para trabajar en esta formación, como se muestra a continuación (*Frontiers | Effects of aquifer size and formation fracture pressure on CO2 geological storage capacity*, 2024.).

**Tabla 3***Presión Máxima de Operación con cada método*

<b>Método</b>	<b>Presión de cierre [kPag]</b>	<b>Gradiente Presión de fractura [kPa/m]</b>	<b>Presión Máxima de Operación [kPag]</b>
<b>P vs t</b>	6117	18.19	6130
<b>Tiempo G</b>	6153	18.30	6167
<b>Raíz cuadrada de T</b>	6103	18.15	6117

*Nota:* Elaboración propia. En la Tabla 3 se presenta el gradiente de fractura expresado en kPa/m, observándose resultados consistentes entre las diferentes pruebas. Asimismo, se incluye la presión máxima de operación, calculada a partir de dicho gradiente, incorporando un factor de seguridad del 80 % y considerando la profundidad media de la roca almacén (337 m). Los valores obtenidos para la presión máxima de operación resultan ligeramente superiores a la presión de cierre promedio. Este comportamiento se explica por la ubicación de la roca almacén, la cual se encuentra aproximadamente 68 m por debajo de la roca sello. En consecuencia, el cálculo ya integra el factor de seguridad aplicado, garantizando condiciones operativas seguras.

Con las presiones máximas de operación obtenidas para cada una de las pruebas, se puede decir que las presiones de operación del yacimiento no deben exceder esos valores, como mecanismos para evitar que la roca sello pierda su capacidad sellante.

Si la presión supera este rango, aumenta significativamente el riesgo de inducir fracturamiento no deseado en la formación. Por este motivo se aplica un margen de seguridad del 80%, el cual permite compensar posibles variaciones debidas a cambios en la operación, cambios en la profundidad vertical verdaderas de las formaciones, cambios estratigráficos, fluctuaciones operativas o eventos naturales que podrían elevar la presión por encima del valor de diseño. Este margen asegura que, aun bajo condiciones inesperadas, la presión no alcance niveles que comprometan la integridad de la roca sello.

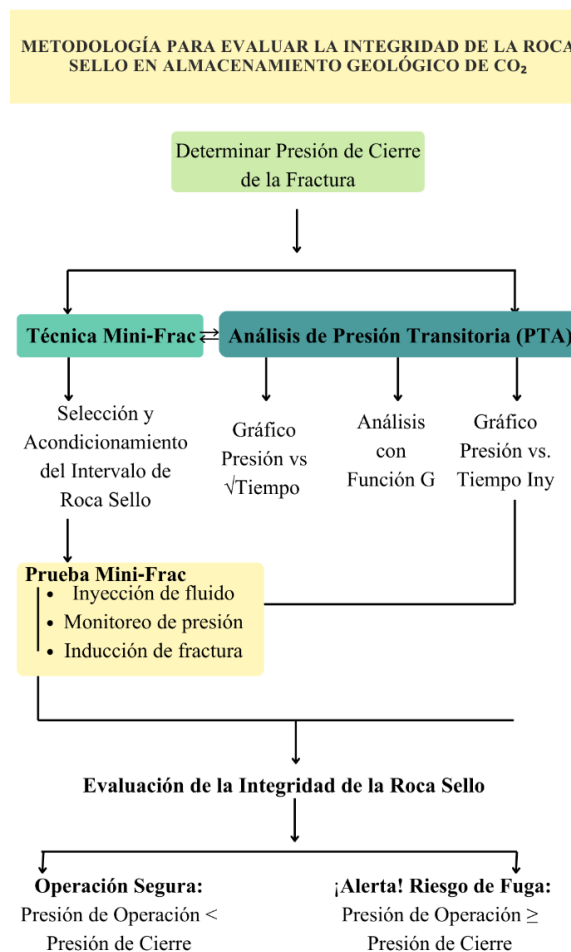
#### 4. Capítulo 4.

##### 4.1 Metodología para aplicar a la evaluación de la roca sello.

La metodología propuesta surge con el propósito de facilitar el análisis y la aplicación de pruebas mini-frac en formaciones de roca sello, como herramienta para evaluar su integridad en proyectos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. En este sentido, se busca proporcionar un enfoque estructurado que permita una mejor interpretación de los datos y una estimación más confiable de los parámetros críticos asociados al comportamiento de la formación.

**Figura 30**

*Metodología para evaluar la integridad de la roca sello en el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.*



*Nota:* Elaboración propia, La Figura 28 presenta un diagrama de flujo para la determinación de la presión de cierre de fractura. El proceso inicia con la técnica Mini Frac (DFIT), cuyos resultados son analizados mediante los métodos de Raíz de Tiempo, Función G y Presión vs. Tiempo de Inyección. Finalmente, se realiza la evaluación de integridad para definir condiciones seguras de operación. Se considera una operación segura cuando la presión de operación es menor que la presión de cierre, mientras que se clasifica como una operación riesgosa cuando ocurre lo contrario.

#### ***4.1.1 Alcance de la metodología***

La metodología propuesta en esta investigación tiene como finalidad evaluar la integridad de la roca sello en proyectos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, mediante la determinación de la presión máxima segura de operación a partir de la presión de cierre de la formación. Esta metodología se fundamenta en la técnica de mini-frac, integrada con el análisis de presión transitoria (PTA) durante el cierre de la fractura, empleando herramientas gráficas como la función G, la raíz cuadrada del tiempo y la gráfica de presión vs. tiempo.

La finalidad de esta metodología es la definición de un criterio cuantitativo de la presión de fractura de la roca sello, basado en su comportamiento geo mecánico frente a procesos de inyección.

#### ***4.1.2. Principio conceptual de la metodología***

La metodología parte del concepto que la integridad de la roca sello está directamente relacionada el esfuerzo horizontal mínimo, el cual define la presión a partir de la cual se induce fracturamiento hidráulico.

Bajo este enfoque, la presión de cierre de la fractura, obtenida a partir del mini-frac, se asume equivalente al esfuerzo horizontal mínimo. Esta presión representa el límite máximo de presión que puede soportar la roca sello sin perder su capacidad de confinamiento. La operación segura de almacenamiento de CO<sub>2</sub> debe mantenerse por debajo de este límite.

## **4.2. Etapas de la metodología propuesta**

La metodología está dividida en cuatro etapas, las cuales pueden ser aplicadas de manera sistemática en cualquier formación candidata a roca sello.

### ***4.2.1. Selección y acondicionamiento del intervalo de roca sello***

Como primera etapa, se determina la sección que corresponde a la roca sello, considerando criterios geológicos y petrofísicos que aseguren:

- Baja permeabilidad.
- Continuidad lateral.
- Baja porosidad

El intervalo debe ser aislado hidráulicamente para permitir la ejecución controlada de la prueba de mini-frac, garantizando que la respuesta de presión observada corresponda exclusivamente a la formación evaluada.

### ***4.2.2. Ejecución de la prueba mini-frac***

La segunda etapa consiste en la ejecución de una prueba de mini-frac, diseñada para inducir una fractura controlada dentro del intervalo de la roca sello.

La prueba contempla:

- Inyección de fluido a baja tasa y volumen reducido,
- Monitoreo continuo de la presión,
- Identificación del inicio de la fractura.

Una vez inducida la fractura, se detiene el bombeo esperando que se restablezca la presión sin que haya pasado mucho tiempo para volver a iniciar el bombeo y hacer otra pueda permitiendo hacer varias pruebas, posteriormente se inicia la fase más crítica de la metodología: el análisis de presión transitoria.

#### ***4.2.3. Análisis de presión transitoria (PTA) después del cierre de la fractura***

La tercera etapa corresponde al análisis PTA, cuyo objetivo es determinar la presión de cierre de la fractura, parámetro clave para evaluar la integridad de la roca sello.

Este análisis se desarrolla utilizando tres herramientas gráficas complementarias:

##### ***4.2.3.1 Gráfico de presión vs. tiempo***

Permite evaluar el comportamiento general de la caída de presión tras el cierre del pozo e identificar cambios de pendiente asociados al cierre progresivo de la fractura.

##### ***4.2.3.2 Análisis mediante la función G***

La función G se emplea para normalizar el efecto del tiempo y resaltar el punto en el cual la fractura pierde conductividad. El cambio de tendencia en el gráfico presión vs. función G se interpreta como el cierre de la fractura.

##### ***4.2.3.3 Análisis presión vs. raíz cuadrada del tiempo***

La desviación de la tendencia lineal se asocia al cierre de la fractura y sirve como mecanismo de validación del valor obtenido mediante la función G.

El uso combinado de estos tres métodos reduce la incertidumbre asociada a la identificación de la presión de cierre.

#### ***4.2.3.4 Evaluación de la integridad de la roca sello***

En la cuarta etapa, la presión de cierre identificada se interpreta como el esfuerzo horizontal mínimo de la roca sello.

A partir de este valor se define:

- La presión máxima segura de inyección de CO<sub>2</sub>.

El criterio de evaluación se establece de la siguiente forma:

Si la presión de operación del almacenamiento es inferior a la presión de cierre, la roca sello se considera íntegra y adecuada para el confinamiento de CO<sub>2</sub>. Si la presión de operación se aproxima o supera la presión de cierre, existe un alto riesgo de pérdida de integridad, con potencial generación de vías de fuga.

#### ***4.2.4. Resultado de la metodología***

Como resultado de esta investigación se propone una metodología integrada, reproducible y aplicable en campo, que permite evaluar la integridad de la roca sello a partir de datos reales de mini-frac y análisis PTA.

Esta metodología constituye una herramienta técnica para:

- la selección de sitios de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.
- la definición de límites operativos seguros.
- la reducción del riesgo de fracturamiento inducido y fuga de CO<sub>2</sub>.

#### 4.3. Zona propuesta para la aplicación de esta metodología en Colombia.

En Colombia, algunas de las formaciones adecuadas para la aplicación de la metodología propuesta son las Formaciones Umir, Esmeralda y Colorado, ubicadas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Estas formaciones han sido ampliamente reconocidas como roca sello regional en sistemas petroleros del país, debido a su baja permeabilidad y capacidad de confinamiento. Sus características litológicas y geomecánicas permiten la ejecución de pruebas de mini-frac y el análisis de presión transitoria mediante función G y raíz cuadrada del tiempo, lo que lo hace un candidato apropiado para evaluar la integridad de la roca sello en proyectos de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (Gómez et al., 2009; ANH, 2012).

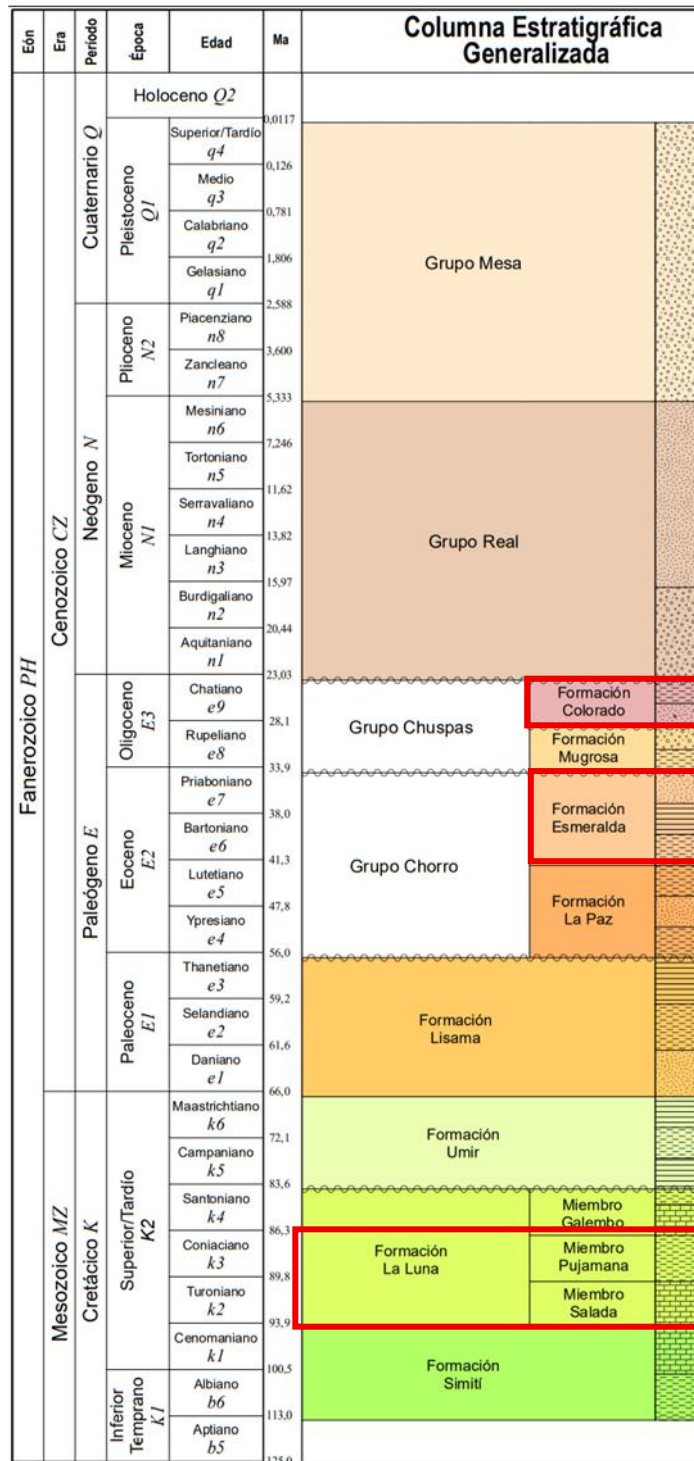
La Formación Umir está compuesta principalmente por arcillolitas, lodolitas y niveles carbonosos, siendo reconocida como una de las principales rocas sello de la cuenca, con permeabilidades típicamente inferiores a 0.001 mD y porosidades que oscilan entre 5 % y 12 %, asociadas a porosidad de matriz fina y microfracturas locales (Pastor-Chacón et al., 2023) .

La Formación Esmeralda presenta una litología heterogénea compuesta por areniscas finas intercaladas con lutitas y limolitas. En sus intervalos más arcillosos puede actuar como sello local, registrando permeabilidades estimadas entre 0.001 y 1 mD, con porosidades aproximadas entre 8 % y 18 %, dependiendo del grado de compactación y cementación (GOV.ANH.)

Por su parte, la Formación Colorado está conformada por areniscas con intercalaciones lutíticas, pudiendo comportarse como reservorio en ciertos sectores y como sello interno en niveles arcillosos (*Valle Medio del Magdalena -ANH*). Sus permeabilidades pueden variar ampliamente; sin embargo, en facies sellantes suelen encontrarse entre 0.001 y 10 mD, con porosidades del orden de 10 % a 20 %. como algunos ejemplos de las rocas sello de Colombia, mediante la aplicación de técnicas como difracción de rayos X (XRD) y análisis petrográfico en secciones delgadas (*thin sections*).

Figura 31

Columna estratigráfica de la cuenca del valle medio de magdalena



*Nota:* En la Figura 31. Podemos ver la columna estratigráfica de la cuenca del valle medio del Magdalena donde podemos observar las formaciones Umir, Esmeralda y Colorado. Fuente: Servicio Geológico Colombiano -SGC, 2019.

**Tabla 4**

*Formaciones propuestas para posibles roca sello.*

<b>FORMACIONES</b>	<b>FM UMIR</b>	<b>FM ESMERALDA</b>	<b>FM COLORADO</b>
<b>EDAD</b>	Maastrichtiano (Cretácico Superior).	Eoceno – Oligoceno temprano.	Oligoceno Superior – Mioceno Inferior.
<b>LITOLOGÍA</b>	Lutitas oscuras, limolitas, areniscas finas y capas carbonosas.	Areniscas grises y verdosas de grano fino, limolitas y lutitas rojas, púrpuras y pardas; capas de carbón.	Areniscas grises de grano fino a medio con intercalaciones de lutitas grises y azules; niveles fosilíferos.
<b>MINERALOGÍA</b>	Arcillas (illita, caolinita, esmectita), cuarzo fino, materia orgánica, pirita y carbonatos menores.	Cuarzo, feldespato potásico alterado a caolinita y minerales de arcilla.	Calcita, dolomita biogénica, cuarzo y arcillas.
<b>AMBIENTE DEPOSICIONAL</b>	Marino somero a deltaico.	Fluvial a deltaico.	Fluvial y transicional
<b>REGISTRO DE POZO</b>	Gamma ray alto, baja permeabilidad y resistividad variable según saturación.	Gamma intermedio a alto y resistividad moderada.	Gamma serrado por alternancia arena–lutita y buena respuesta de porosidad.
<b>POTENCIAL ROCA SELLO</b>	Excelente roca sello debido a su alto contenido arcilloso y baja permeabilidad.	Puede actuar como sello local en intervalos lutíticos.	Limitada capacidad de sello; generalmente funciona como sello en el mismo reservorio.

## 5. Conclusiones

- A partir de la revisión del estado del arte, se identificó que metodologías como el Leak-Off Test (LOT), el Extended Leak-Off Test (XLOT) y el análisis de presión transitoria (PTA) han sido ampliamente utilizadas en la industria para la estimación de esfuerzos in situ y gradientes de fractura. No obstante, se concluye que, cuando estas metodologías se aplican de manera aislada, presentan limitaciones para evaluar directamente la integridad de la roca sello, debido principalmente a su ejecución en la zapata del revestimiento y a la limitada resolución en la identificación precisa de la presión de cierre de la formación.
- Del análisis comparativo de las metodologías evaluadas, se concluye que la técnica de mini-frac constituye la alternativa más adecuada para la evaluación de la integridad de la roca sello, dado que permite su ejecución en intervalos específicos de la formación y proporciona una estimación directa de la presión de cierre. Adicionalmente, se determinó que la integración del mini-frac con el análisis de presión transitoria mejora significativamente la confiabilidad de los resultados, al reducir las limitaciones operativas y de interpretación asociadas a pruebas como el LOT y el XLOT.
- La técnica de mini-frac, analizada mediante herramientas de presión transitoria, constituye un método confiable para la determinación de la presión de cierre de la formación, la cual se asume equivalente al esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ ). Este parámetro resulta fundamental para el establecimiento de la presión máxima segura de almacenamiento u operación, ya que define el límite a partir del cual se podría inducir fracturamiento hidráulico en la roca sello, comprometiendo su integridad y su capacidad de confinamiento del CO<sub>2</sub>.
- Se plantea una metodología estructurada, sistemática y reproducible que integra la ejecución del mini-frac con el análisis de presión transitoria, mediante el uso de gráficos de presión versus tiempo, función G y análisis de la raíz cuadrada del tiempo.

## 6. Recomendaciones

Se recomienda realizar un análisis detallado de núcleos provenientes de las formaciones Umir, Esmeralda y Colorado, pertenecientes a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, las cuales pueden desempeñar funciones de sello regional o local dependiendo de sus características litológicas y estratigráficas. Estas unidades, ubicadas a profundidades menores a 800 metros, presentan en general baja permeabilidad, lo que favorece su capacidad de confinamiento y retención de fluidos.

Este tipo de estudios permite identificar la mineralogía y textura de la roca, aspectos fundamentales para comprender su comportamiento petrofísico y geoquímico, especialmente en escenarios de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> donde la heterogeneidad litológica puede influir significativamente en la capacidad de almacenamiento y en la interacción fluido-roca.

Asimismo, es fundamental llevar a cabo ensayos de laboratorio orientados a la determinación de propiedades geomecánicas de las formaciones, tales como el módulo de Young, el coeficiente de Poisson y el ángulo de fricción interna. Estos parámetros son esenciales para evaluar la respuesta mecánica de la roca ante procesos de inyección, permitiendo una mejor estimación de la estabilidad del sistema y de las condiciones seguras de operación en proyectos de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el contexto colombiano.

Adicionalmente, se plantea el desarrollo de modelos numéricos integrados que permitan simular el comportamiento del yacimiento y de la roca sello durante la inyección de CO<sub>2</sub>, incorporando variables geológicas, petrofísicas y geomecánicas. Estas simulaciones facilitan la evaluación de escenarios operativos, la predicción de la evolución de presiones y la identificación de posibles riesgos asociados a la migración del fluido.

Finalmente, se considera necesario evaluar la compatibilidad entre la roca sello y los fluidos de inyección, incluyendo el CO<sub>2</sub>, con el propósito de garantizar la integridad del sistema de confinamiento. Estas pruebas son fundamentales para identificar posibles alteraciones en las propiedades de la roca sello que puedan comprometer su capacidad de retención, contribuyendo así a minimizar el riesgo de fuga de CO<sub>2</sub> y a fortalecer la seguridad ambiental de los proyectos en el contexto colombiano.

### Referencias Bibliográficas

- 4\_OVERVIEW OF THE OIL AND GAS MATURE BASINS OF COLOMBIA\_26feb. Recuperado 26 de abril de 2026, de [https://www.anh.gov.co/documents/4151/Road\\_Show\\_Technical\\_presentation\\_pdf.pdf?utm\\_source](https://www.anh.gov.co/documents/4151/Road_Show_Technical_presentation_pdf.pdf?utm_source)
- A. Gabry, M., A. Thabet, S., Abdelhaliem, E., Algarhy, A., & Palanivel, M. *Ability to Use DFIT to Replace the Minifrac in Sandstone Formations for Reservoir Characterizations*. Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/201216-MS>
- Addis, M. A., Hanssen, T. H., Yassir, N., Willoughby, D. R., & Enever, J. (1998, julio 8). *A Comparison Of Leak-Off Test And Extended Leak-Off Test Data For Stress Estimation*. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering. <https://doi.org/10.2118/47235-MS>
- Ajayi, T., Gomes, J. S., & Bera, A. (2019). A review of CO2 storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*, 16(5), 1028-1063. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>
- Al-Shaikh, A., & Weijermars, R. (2025, septiembre 23). *Fast Analysis Method of Diagnostic Fracture Injection Test Data: Examples from Four Different Shale Formations (Bakken, Three Forks, Wolfcamp, and Eagle Ford)*. SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/226622-MS>
- Bachman, R., Afsahi, B., & Walters, D. (s. f.). *Mini-Frac Analysis in Oilsands and their Associated Cap Rocks Using PTA Based Techniques*. Recuperado 8 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/174454-MS>
- Bachman, R. C., Walters, D. A., Hawkes, R. A., Toussaint, F., & Settari, A. (s. f.). *Reappraisal of the G Time Concept in Mini-Frac Analysis*. Recuperado 8 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/160169-MS>

- Bahrami, N., Pena, D., & Lusted, I. (2016). Well test, rate transient analysis and reservoir simulation for characterizing multi-fractured unconventional oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(4), 675-689. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0219-1>
- Bale, A., Fossen, H., Berg, E., & Kui, T. W. (2008, diciembre 3). *Comprehensive Mini-Frac Testing in the Gullfaks Field as a Tool for characterisation of Reservoir Structure and Rock Mechanics*. International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-11968-MS>
- Barree, R. D., Barree, V. L., & Craig, D. P. (2009). Holistic Fracture Diagnostics: Consistent Interpretation of Prefrac Injection Tests Using Multiple Analysis Methods. *SPE Production & Operations*, 24(03), 396-406. <https://doi.org/10.2118/107877-PA>
- Bröker, K., & Ma, X. (2022). Estimating the Least Principal Stress in a Granitic Rock Mass: Systematic Mini-Frac Tests and Elaborated Pressure Transient Analysis. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 55(4), 1931-1954. <https://doi.org/10.1007/s00603-021-02743-1>
- Camilleri, L., Al-Hussainee, N., Al-Janabi, M., Al-Jorani, M., Kamal Aal Najar, M., & Ayoub, J. (s. f.). *Delivering Pressure Transient Analysis During Drawdown on ESP Wells: Case Studies and Lessons Learned*. Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/204567-MS>
- Caprock Integrity Study in Kashagan: D.Ybray, G.Galiyeva, F.Ibragimov | PDF | Petroleum Reservoir | Hydraulic Fracturing*. (s. f.). Scribd. Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://www.scribd.com/document/421920827/Www-onepetro-org-Conferencepaperomc2011126>
- Cipolla, C. L., Shucart, J. K., & Lafitte, J. R. (2005, octubre 9). *Evolution of Frac-Pack Design, Modeling and Execution in the Ceiba Field, Equatorial Guinea*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/95514-MS>
- Cobanoglu, M., & Shukri, I. (2020, enero 13). *Challenges of Pressure Transient Analysis PTA: Uncertainty Assessment and Pitfalls in Well Test Analysis-How Much Confidence Does a PTA Interpretation Has?* International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-20075-MS>

- Eltaleb, I., Soliman, M. Y., Farouq Ali, S. M., & Cipolla, C. (2025). Estimation of permeability from pump-in/flowback tests: An after-closure analysis approach. *Fuel*, 381, 133020. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133020>
- Ewens, S., Idorenyin, E., O'Donnell, P., Brunner, F., & Santo, M. (2012, octubre 30). *Executing Minifrac Tests and Interpreting After-Closure Data for Determining Reservoir Characteristics in Unconventional Reservoirs*. SPE Canadian Unconventional Resources Conference. <https://doi.org/10.2118/162779-MS>
- Fair, C., Baptista, B., & Le, H. (2025, octubre 13). *Using Automated Pressure Transient Analysis (Auto-PTA) to Understand the Root Causes of Production Impairment*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/228154-MS>
- Fan, Y., Yong, R., Zeng, B., Song, Y., Zhou, X., & Xu, B. (2021). Field experience and numerical investigations of minifrac tests with flowback in low-permeability formations. *Underground Space*, 6(3), 300-315. <https://doi.org/10.1016/j.undsp.2020.03.005>
- Frontiers | Effects of aquifer size and formation fracture pressure on CO2 geological storage capacity*. (s. f.). Recuperado 26 de abril de 2026, de <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2024.1381402/full>
- Gabry, M. A., Eltaleb, I., Ramadan, A., Rezaei, A., & Soliman, M. Y. (2024). Hydraulic Fracture Closure Detection Techniques: A Comprehensive Review. *Energies*, 17(17), 4470. <https://doi.org/10.3390/en17174470>
- García, A. L., & Verduzco, F. S. (2024). *Análisis de las condiciones de presión y temperatura de los yacimientos para identificar yacimientos de alta presión y temperatura*. 64(3).
- Gillioz, A., Verga, F., & Deangeli, C. (2024, junio 26). *Critical Parameters for Caprock Tensile Failure Induced by CO2 Injection Into Aquifers*. SPE Europe Energy Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/220097-MS>

- Ibrahim, M., & Pieprzica, C. (2016, septiembre 26). *Appraising Unconventional Play from Mini-Frac Test Analysis, Actual Field Case*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/181465-MS>
- Ibrahim, M., Pieprzica, C., Vosburgh, E., Dabral, A., Olayinka, O., & Larsen, S. (2017, octubre 9). *Pressure Transient Analysis for a Unique Shale Gas Condensate Well, Actual Field Case*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/187094-MS>
- Jatykov, T., & Bimuratkyzy, K. (2022). Case Study: An Approach for Hydraulic Fracturing Minifrac G-Function Analysis in Relation to Facies Distribution in Multilayered Clastic Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 37(01), 99-106. <https://doi.org/10.2118/206751-PA>
- Kostenuk, N., & Thiessen, R. (2007). After Closure Analysis in Tight Gas Reservoirs: A Case History of Pre-Fracture Injection Tests Performed in the Brassey Field. *Canadian International Petroleum Conference, PETSOC-2007-101*. <https://doi.org/10.2118/2007-101>
- Liao, L., Li, G., Liang, Y., & Zeng, Y. (2022a). Diagnostic Fracture Injection Tests Analysis and Numerical Simulation in Montney Shale Formation. *Energies*, 15(23), 9094. <https://doi.org/10.3390/en15239094>
- Liao, L., Li, G., Liang, Y., & Zeng, Y. (2022b). Diagnostic Fracture Injection Tests Analysis and Numerical Simulation in Montney Shale Formation. *Energies*, 15(23), 9094. <https://doi.org/10.3390/en15239094>
- Makhota, N., Davletbaev, A., Federov, A., Asmandiyarov, R., Afanasiev, I., Sergeychev, A., & Yamalov, I. (2014, octubre 14). *Examples of Mini-Frac Test Data Interpretation in Low-Permeability Reservoir*. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/171175-MS>
- Minifrac*. (s. f.). Recuperado 14 de febrero de 2026, de [https://www.ihsenergy.ca/support/documentation\\_ca/WellTest/content/html\\_files/reference\\_materials/general\\_concepts/minifrac.htm?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/WellTest/content/html_files/reference_materials/general_concepts/minifrac.htm?utm_source=chatgpt.com)

Mini-Frac / Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT). (s. f.). *BGES - Big Guns Energy Services Inc.*

Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://www.bges.ca/minifrac-dfit/>

*Minifrac Pre-Closure Analysis*. (s. f.-a). Recuperado 14 de febrero de 2026, de

[https://www.ihsenergy.ca/support/documentation\\_ca/WellTest/2019\\_1/content/html\\_files/analysis\\_types/minifrac\\_test\\_analyses/minifrac-pre-closure\\_analysis.htm](https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/WellTest/2019_1/content/html_files/analysis_types/minifrac_test_analyses/minifrac-pre-closure_analysis.htm)

*Minifrac Pre-Closure Analysis*. (s. f.-b). Recuperado 14 de febrero de 2026, de

[https://www.ihsenergy.ca/support/documentation\\_ca/WellTest/content/html\\_files/analysis\\_types/minifrac\\_test\\_analyses/minifrac-pre-closure\\_analysis.htm?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/WellTest/content/html_files/analysis_types/minifrac_test_analyses/minifrac-pre-closure_analysis.htm?utm_source=chatgpt.com)

Mohamed, M., Thaker, T., Ibrahim, M., & Ozkan, E. (2020, enero 28). *Developing Methodology for DFIT*

*Design and Pressure Interpretation by Coupled Reservoir Geomechanics Flow Simulation*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/199728-MS>

Mukanov, A., Kassenov, D., & Kudalsha, A. (s. f.). *Pressure Transient Analysis: Insight from Industry*.

Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/202568-MS>

Nathan, K., Kamarudin, M. A., Mohammed, M. J., Wang, A. G. J., Amat, H., & Choon, T. B. (2024,

noviembre 4). *Assessing Caprock Competency—A Comprehensive Geomechanical Study and Analysis in a Field in Middle East*. ADIPEC. <https://doi.org/10.2118/222564-MS>

Nelson, E. J., Chipperfield, S. T., Hillis, R. R., Gilbert, J., McGowen, J., & Mildren, S. D. (2007). The

relationship between closure pressures from fluid injection tests and the minimum principal stress in strong rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 44(5), 787-801. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.10.004>

Nes, O.-M., Maksimov, D., Guida, A., Jambunathan, V., Engelman, R., & Evans, M. (2024). Wireline

Formation Stress Testing – Successful Implementation of a New Controlled Rate Bleed Off Design for Caprock and Reservoir Stress Testing on the Norwegian Continental Shelf. *SPE Norway Subsurface Conference*, D011S001R011. <https://doi.org/10.2118/218432-MS>

- Pastor-Chacón, A., Aguilera, R., Triana, J. L., Paez-Reyes, M., Cantisano, M., Bravo, L., Gamba, N., Niño, M., Delgado, A., Mendoza, G., Rodriguez, J. D., Romero-Ballén, O., Ruiz, M. C., Buitrago, H., & Fuenzalida, H. (2023). Sweet spot areas for shale oil and shale gas plays in the Upper Cretaceous rocks of the Middle Magdalena Valley, Colombia: Insights from basin modeling. *Frontiers in Earth Science*, *11*. <https://doi.org/10.3389/feart.2023.1146126>
- Powless, K. R. (s. f.). *The Use of Pressure Transient Analysis Tools to Interpret Mini-Frac Data in Alberta Oilsands Caprocks*. Recuperado 8 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/157843-MS>
- Pressure Transient Test*. (s. f.). Tidjma.tn. Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://www.tidjma.tn/en/glossary/o-g-pressure-transient-test-8811/>
- Rohmer, B., Raverta, M., Boutaud de la Combe, J.-L., & Jaffrezic, V. (s. f.). *Minifrac Analysis Using Well Test Technique as Applied to the Vaca Muerta Shale Play*. Recuperado 8 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/174380-MS>
- Silva, D. A. V. (s. f.). *Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos*.
- Sun, K., Wu, L., Bui, N., & Samuel, R. (s. f.). *Leak off Test LOT Modeling for Inclined and Horizontal Wells*. Recuperado 8 de febrero de 2026, de <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/187326-MS>
- Sun, K., Wu, L., Bui, N., & Samuel, R. (2017, octubre 9). *Leak off Test LOT Modeling for Inclined and Horizontal Wells*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/187326-MS>
- Talley, G. R., Swindell, T. M., Waters, G. A., & Nolte, K. G. (1999, marzo 28). *Field Application of After-Closure Analysis of Fracture Calibration Tests*. SPE Mid-Continent Operations Symposium. <https://doi.org/10.2118/52220-MS>
- Tavakol, E., & Mehrabian, A. (2025, octubre 13). *The Role of Geomechanics in Pressure Transient Analysis for Reservoir Evaluation*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/228134-MS>

*TechTips-Mini-Frac-DFIT. Mini-frac' or Diagnostic Fracture Injection Tests (DFIT)*. (s. f.). Slideshare.

Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://www.slideshare.net/slideshow/techtipsminifracdfit-minifrac-or-diagnostic-fracture-injection-tests-dfit/265533052>

Triana, R. L., & Quintero, Y. A. (2009). ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN (MINI-FALLOFF TEST) DURANTE OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. *Revista Fuentes, el Reventón Energético*, 7(2). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/699>

*Valle Medio del Magdalena—Agencia Nacional de Hidrocarburos*. (s. f.). Recuperado 26 de abril de 2026, de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/valle-medio-del-magdalena/>

Vickery, H., Baker, B., Scott, R., Black, D., & Brown, P. (2004, septiembre 26). *One-Trip Multizone Frac Packs in Bohai Bay—A Case Study in Efficient Operations*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/90173-MS>

*Well-head Pressure Transient Analysis*. (s. f.). Recuperado 14 de febrero de 2026, de <https://www.slb.com/resource-library/technical-paper/ts/spe-164871>

Zheng, S., Manchanda, R., Wang, H., & Sharma, M. (2020, enero 28). *DFIT Analysis and Interpretation in Layered Rocks*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/199690-MS>