

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LA PERMEABILIDAD EN EL DISEÑO Y
MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS FRACTURAS HIDRÁULICAS
MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

CARLOS FELIPE GÓMEZ FLÓREZ

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

**Sebastián Alejandro Gómez Alba
Ingeniero de Petróleos**

Codirector

**Edwin Alonso Sepúlveda Yepes
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C**

2021

Nota de aceptación (Dirección de investigaciones)

Firma docente jurado 1

Firma docente jurado 2

Bogotá, D.C., agosto de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSE LUIS MACIAS RODRIGUEZ

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA:

*El proyecto de grado está dedicado
a mi madre Claudia Ximena;
a mi padre Carlos Adolfo;
a mi hermano Tito.
a mi esfuerzo, persistencia
y dedicación.*

*Como también a todos mis familiares
que de algún u otro modo han contribuido
en este logro. En especial a mi tía Yanneth.*

Carlos Felipe Gómez Flórez.

AGRADECIMIENTOS:

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos al director del proyecto de grado Ingeniero Sebastián Alejandro Gómez Alba y al codirector Edwin Alfonso Sepúlveda Yepes por su colaboración, disposición y apoyo para la consecución de los objetivos planteados en este proyecto.

A la empresa Carbo Ceramics que me facilitó el programa Fracpro el cual me permitió desarrollar este proyecto, como una herramienta importante para el desarrollo de mi proyecto, además de facilitarme soporte técnico y su licencia.

A la Universidad América, especialmente a todos los profesores con los cuales interactué por sus colaboraciones, aportes, enseñanzas y ética para poder culminar este camino para el desarrollo de mi proyecto.

A todas y cada una de las personas que colaboraron con el desarrollo de este proyecto.

Las directivas de la Fundación Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEÓRICO	14
1.1 Proceso de fracturamiento hidráulico	14
1.2 Esfuerzos In Situ	14
1.3 Operaciones de Minifrac	15
1.4 Función G	17
1.4.1 <i>Normal Leak off</i>	18
1.4.2 <i>Pressure Dependent Leakoff</i>	19
1.4.3 <i>Height Recession</i>	20
1.4.4 <i>Fracture Tip Extension</i>	21
1.5 Gráfica Log-Log	21
1.6 Gráfica raíz cuadrada	23
1.7 Geometría de Fractura	24
2. METODOLOGÍA Y DATOS	26
2.1 Análisis propiedades geomecánicas de yacimiento y cuenca sedimentaria	28
2.2 Análisis propiedades de los parámetros de bombeo	29
2.3 Diseño Metodológico para análisis de Minifrac a partir de la presión de cierre.	31
2.4 Metodología para ajuste de presiones neta.	32
2.5 Sensibilidades de la permeabilidad de la zona de interés y formaciones aledañas	32
2.6 Caracterización de la velocidad de propagación a partir de caudales	34
2.6.1 <i>Metodología para analizar la velocidad de propagación</i>	34
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	37
3.1 Minifrac	37
3.1.1 <i>Simulación de Minifrac realizada en Fracpro</i>	38

3.1.1.a Pozo A	38
3.2 Ajuste de presiones neta	44
3.3 Análisis en zona de interés	48
3.4 Análisis en zonas aledañas	53
3.5 Caracterización de la velocidad de propagación a partir de caudales.	57
4. CONCLUSIONES	60
BIBLIOGRAFÍA	62
GLOSARIO	65
ANEXOS	68

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1 <i>Esfuerzos principales presentes en un fracturamiento</i>	15
Figura 2 <i>Comportamiento típico de un Minifrac presión vs tiempo</i>	16
Figura 3 <i>Función G y sus derivadas con sus puntos importantes</i>	17
Figura 4 <i>Comportamiento de Normal Leak off</i>	18
Figura 5 <i>Comportamiento de un pressure dependent leakoff</i>	19
Figura 6 <i>Recesión en altura para la función G</i>	20
Figura 7 <i>Extensión en la punta de la fractura</i>	21
Figura 8 <i>Gráfico Log-Log indicando el cierre de fractura.</i>	22
Figura 9 <i>Gráfico Sqrt(t) indicando el cierre de fractura</i>	24
Figura 10 <i>Simulación realizada en Fracpro</i>	27
Figura 11 <i>Diseño metodológico para el análisis de Minifrac</i>	31
Figura 12 <i>Resumen de sensibilidades de la permeabilidad</i>	33
Figura 13 <i>Geometría de fractura</i>	35
Figura 14 <i>Minifrac -Resumen de inyección (Pozo A)</i>	38
Figura 15 <i>Minifrac- ISIP (Pozo A)</i>	39
Figura 16 <i>Minifrac-Función G (Pozo A)</i>	40
Figura 17 <i>Minifrac-Log-Log (Pozo A)</i>	41
Figura 18 <i>Minifrac-Raíz cuadrada (Pozo A)</i>	42
Figura 19 <i>Minifrac-Función G (Pozo B)</i>	43
Figura 20 <i>Minifrac-Función G (Pozo C)</i>	44
Figura 21 <i>Ajuste de presiones neta (Pozo A)</i>	45
Figura 22 <i>Ajuste de presiones neta (Pozo B)</i>	46
Figura 23 <i>Ajuste de presiones neta (Pozo C)</i>	47
Figura 24 <i>Ancho vs tiempo en zona de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	48
Figura 25 <i>Altura vs tiempo en zona de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	50
Figura 26 <i>Longitud vs tiempo en zona de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	51
Figura 27 <i>Ancho vs distancia del pozo en zonas de interés (Pozo A, B y C)</i>	52
Figura 28 <i>Ancho vs tiempo en zonas aledañas(Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	53

Figura 29 <i>Altura vs tiempo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	54
Figura 30 <i>Longitud vs tiempo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	55
Figura 31 <i>Ancho vs distancia del pozo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	56
Figura 31 <i>Velocidad vs tiempo en el caso 0 (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	57
Figura 32 <i>Velocidad vs tiempo en el caso 1 (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	58
Figura 33 <i>Velocidad vs tiempo en el caso 2 (Pozo A, Pozo B y Pozo C)</i>	59
Figura 34 <i>Minifrac Resumen de Inyección (Pozo B)</i>	70
Figura 35 <i>Minifrac-ISIP (Pozo B)</i>	71
Figura 36 <i>Minifrac-Log-log (Pozo B)</i>	72
Figura 37 <i>Minifrac-Raíz cuadrada (Pozo B)</i>	73
Figura 38 <i>Minifrac-Resumen de inyección (Pozo C)</i>	74
Figura 39 <i>Minifrac-ISIP (Pozo C)</i>	75
Figura 40 <i>Minifrac- Log-Log (Pozo C)</i>	76
Figura 41 <i>Minifrac- Raíz cuadrada (Pozo C)</i>	77

LISTA DE SIGLAS Y ABREVIATURAS

bpm:	Barriles por minuto
ft:	Pie
gal:	Galón
in:	Pulgadas
lb:	Libra
lb/Mgal:	Libra por mil galones
mD:	Milidarcy
min:	Minuto
ppg:	Libras por galón
psi:	Libras pulgadas cuadradas
psi/ft:	Libras pulgadas cuadradas por pie
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
%:	Porcentaje

RESUMEN

Este trabajo de investigación estudia el efecto de la permeabilidad en la geometría de las fracturas hidráulicas simuladas en 3 pozos A, B, y C, en las formaciones Caballos y Monserrate en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Inicialmente se elaboró un análisis de las propiedades petrofísicas y mecánicas de las formaciones de interés, además de los programas de bombeo teniendo en cuenta las tasas de inyección, descripción del propano y fluido de fractura en base al esfuerzo de cierre.

Posteriormente se construyeron gráficos de Log-Log, G- Function y Square Root donde se reportaron los parámetros del Minifrac tales como mecanismo de Leakoff, presión de cierre de fractura, presión neta al cierre de fractura, eficiencia del fluido y tiempo de cierre de fractura. Posterior a estos resultados se elaboró un matching de presiones que permite comparar la presión neta observada y la presión neta modelada.

Con el objetivo de conocer la geometría de la fractura se sensibiliza la permeabilidad en las formaciones de interés y formaciones adyacentes. Se demuestra que la presión de fractura y la velocidad de propagación son magnitudes proporcionales a las dimensiones y geometría final del fracturamiento

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento hidráulico, geometría de fractura, Minifrac, permeabilidad, velocidad de propagación.

INTRODUCCIÓN

El principal objetivo del fracturamiento hidráulico está en incrementar la permeabilidad de la roca alrededor del pozo para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo, técnica que consiste básicamente en aplicar presión hidráulica a una formación con el objetivo de generar una rotura o fractura para poder llevarla más allá del punto de falla y posterior a abrir y extender la fractura que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento al pozo. [1]

En la industria petrolera a través del tiempo se han desarrollado técnicas para mejorar el diseño y ejecución de fracturas hidráulicas. Las propiedades mecánicas de los yacimientos de petróleo y gas varían significativamente tanto de un yacimiento a otro como de un pozo a otro dentro del mismo yacimiento. Los registros de pozos y las técnicas sísmicas tridimensionales han demostrado ser útiles para comprender las propiedades del yacimiento. Sin embargo, la implementación para el diseño de fracturas hidráulicas es limitada. Es por esto que se han desarrollado el uso de Minifrac para proporcionar información específica mediante el inicio de fracturas para el diseño de tratamiento de fracturas hidráulicas más eficientes. [2]

La permeabilidad es importante a nivel de ingeniería de petróleos debido a que define la capacidad de flujo, los potenciales de producción, el factor de recobro de los yacimientos y a nivel del medio poroso se puede describir mediante la ley de Darcy con respecto al movimiento de fluidos. El estudio de la permeabilidad es de suma importancia en el diseño de la fractura hidráulica porque es un indicativo de muchos factores como la pérdida de fluido, la selección del fluido de fracturamiento, la selección del apuntalante y relaciona la conductividad de la fractura, todo esto se realiza incluyendo la rentabilidad del proyecto. [3]

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Proceso de fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo; se usa para resolver problemas relacionados con la baja productividad, que generalmente se atribuyen a daño inducido en la perforación y/o permeabilidad baja del yacimiento. Su principal objetivo es generar un medio de transporte para el fluido, en donde no existe debido a las condiciones petrofísicas [4], [5].

Entonces, fluidos con diseños especiales (altamente viscosos) son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, generando la abertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, conforme a los esfuerzos naturales de la formación. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como propante [4], [5].

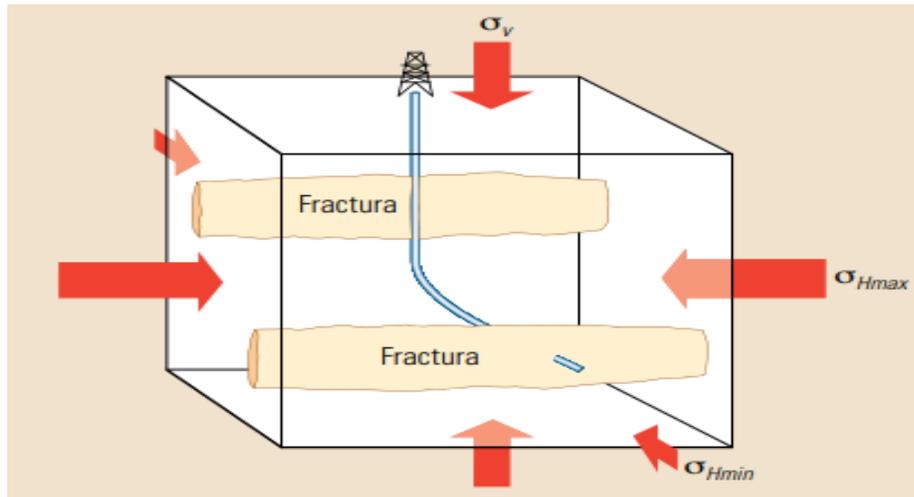
1.2 Esfuerzos In Situ

El campo de esfuerzos locales de una formación permite conocer la orientación de la fractura y el esfuerzo mínimo para generar la ruptura. Existen 3 esfuerzos de compresión principales perpendiculares entre sí. Los 3 esfuerzos principales se determinan a partir de la tectónica de placas de la región y la profundidad. La presión de poro y las propiedades de las rocas establece la propagación de fractura y la distribución de la zona donde se desea fracturar [6].

El esfuerzo principal tiene una orientación perpendicular a la superficie. Los dos esfuerzos principales adicionales son ortogonales al esfuerzo principal vertical, que se encontrarán aproximadamente en el plano horizontal. El esfuerzo vertical se denomina por lo general como σ_v , a diferencia de los otros dos esfuerzos horizontales como σ_{max} y σ_{min} . En la figura 1 se presentan la dirección y propagación de los esfuerzos principales [6].

Figura 1

Esfuerzos principales presentes en un fracturamiento



Nota. Durante un fracturamiento están presentes 3 esfuerzos (flechas rojas). El esfuerzo vertical (σ_v) y 2 esfuerzos horizontales mínimo (σ_{min}) y máximo (σ_{max}). Tomado de: Elementos de fracturamiento hidráulico

La propagación de la fractura va en dirección al camino de menor resistencia lo que significa que el plano de fractura será perpendicular al esfuerzo principal mínimo y ocurre debido al esfuerzo ocasionado sobre la fractura [6].

1.3 Operaciones de Minifrac

Las operaciones Minifrac también se conocen como pruebas diagnósticas de fracturas. Durante el proceso de Minifrac se inyecta el mismo caudal a ser usados en el tratamiento principal en el yacimiento, este volumen de fluido debe ser suficiente como para establecer una fractura o ruptura por tracción del pozo [7].

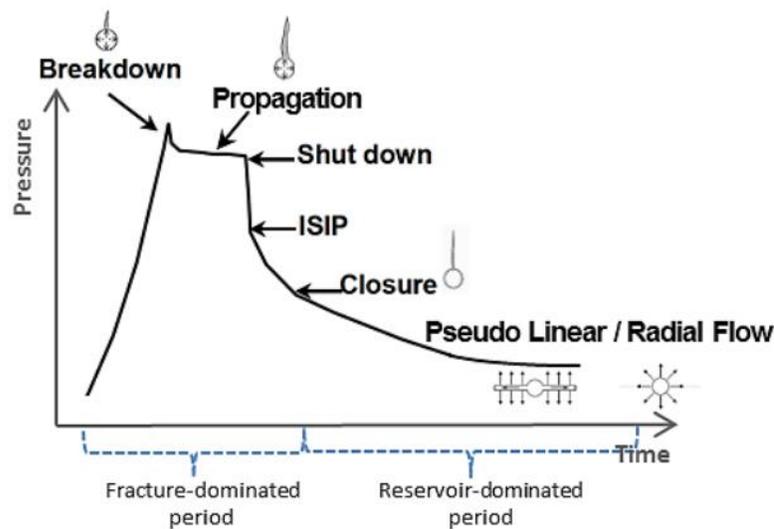
El objetivo del Minifrac es obtener la mayor cantidad de información referente a la eficiencia de fluido, el gradiente de esfuerzos, la presión neta, la presión de fondo de pozo y de superficie, entre otros criterios. Los análisis básicos incluyen las siguientes gráficas: Función G, gráficos Log-Log y gráficos de Sqrt root. Estos análisis se realizan a partir de la presión de cierre. Esta presión corresponde a la presión mínima requerida para mantener abierta la fractura, además de, representa la compresión más pequeña

contra la roca y también el esfuerzo principal mínimo que actúa sobre la roca. A partir de esta presión se determina los demás parámetros nombrados previamente para la calibración de la fractura hidráulica principal [8].

En una operación de Minifrac se identifican dos dominios importantes: un periodo de dominio de la fractura y un periodo de dominio de yacimiento. [9].

Figura 2

Comportamiento típico de un Minifrac presión vs tiempo



Nota. La figura nos muestra los datos de presión antes y después del cierre de la fractura. Tomado de: Mini-Frac Analysis Report.

La figura 2 es una representación esquemática de ambos periodos. El momento "**Fracture-dominated period**" o periodo de dominio de la fractura, en que una vez se inyecta el fluido a una determinada presión, éste logra romper la formación ocasionando una ruptura a la formación y da inicio a la propagación de la fractura. La fractura se continuará propagando a medida que continúa la inyección hasta que las bombas se apagan, dando fin a la inyección. La presión comienza a declinar en función del tiempo debido a que no hay pérdida por fricción. En el momento en que la presión por fricción se detiene, ese punto se denomina ISIP, o presión de cierre instantánea. El fluido comienza a filtrarse desde la fractura hacia la formación inmediatamente, antes de que ocurre el cierre. Una vez se llega al cierre de fractura inicia el segundo

momento conocido **“Reservoir-dominated period”** o periodo del yacimiento. Después del cierre de la fractura, la presión transitoria establecida alrededor del pozo se propaga en el yacimiento con un comportamiento conocido como flujo psuedo-lineal o flujo radial [9].

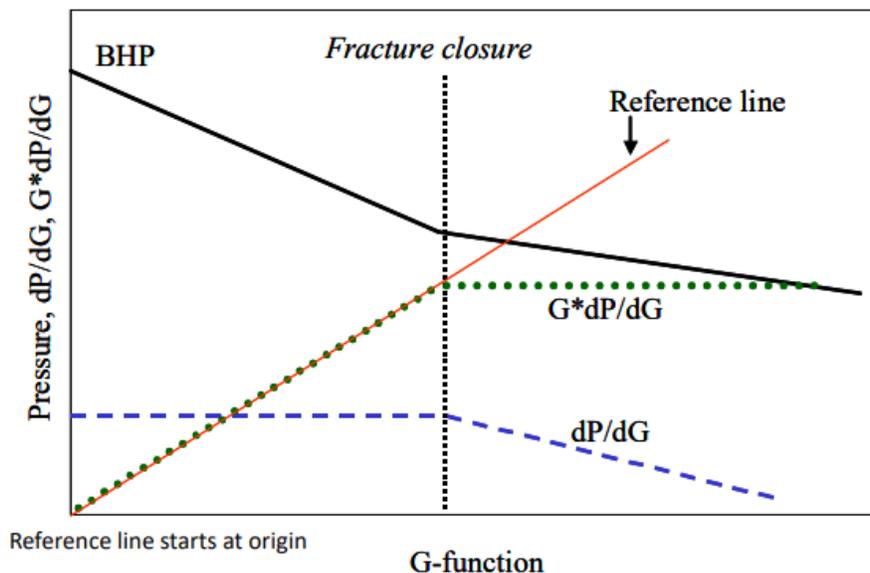
1.4 Función G

Es una función matemática de Nolte (1979, 1986), donde introdujo un método para analizar la disminución de la presión que se utiliza con tres modelos (PKN, KGD y radial) [10].

“La función G representado como $G_c (\Delta t D)$, es una función relacionada con el tiempo adimensional. Cuando se traza contra la presión, se utiliza para obtener el cierre de la fractura, el mecanismo de fuga (leakoff), presión de cierre, tiempo de cierre, la eficiencia de fluido y presión neta” [11].

Figura 3

Función G y sus derivadas con sus puntos importantes



Nota. En esta figura representa el cierre de fractura (Fracture closure) en el cambio pendiente de $G*dP/dG$. Tomado de: FRACPRO:Fracture Modelling

$G*dP/dG$ representa el comportamiento de la presión (verde punteada) cuando está abierta (flujo lineal creciente) y su valor constante cuando la fractura está cerrada (flujo

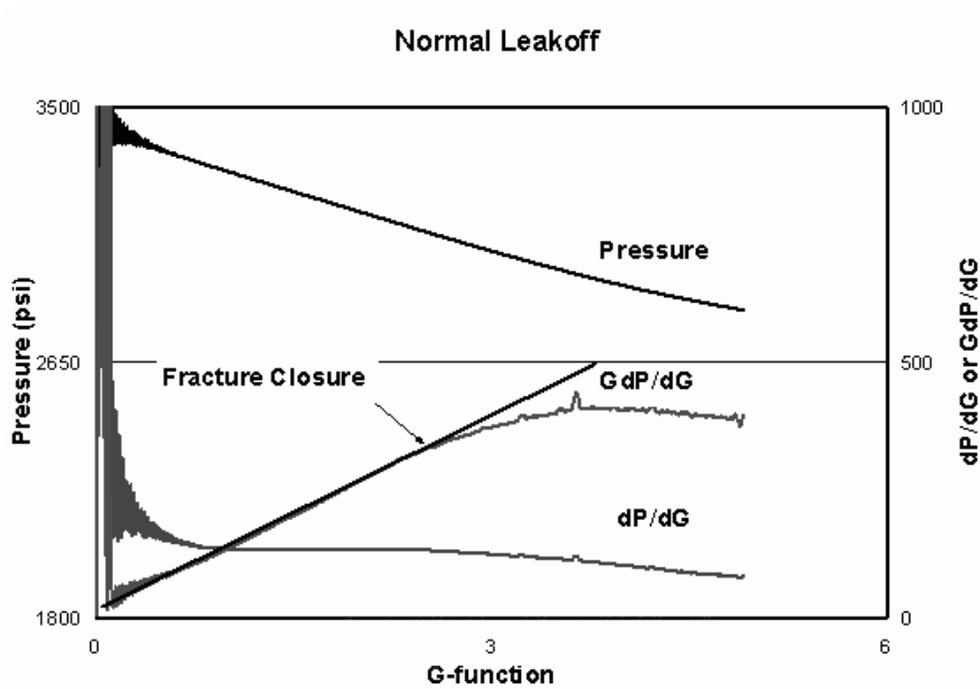
radial). dP/dG representa un valor constante cuando la fractura está abierta (flujo lineal) y declina cuando se cierra la fractura. En la figura 3, $G*dP/dG$ es una derivada de superposición o de primer orden de dP/dG (azul punteada) en la que mediante la vertical (negra punteada) e interceptando en el cambio de pendiente de $G*dP/dG$ se observa el cierre de fractura (fracture closure) para posterior determinar la presión de fondo de pozo (BHP) [12].

1.4.1 Normal Leak off

Este mecanismo de fuga se presenta cuando el área de la fractura es constante durante el cierre y la pérdida de fluido ocurre a través de la matriz homogénea. Gráficamente se logra identificar, cuando los datos de la derivada superposición ($G dP/dG$) se desvían hacia abajo de la tendencia lineal ascendente de presión, después del cierre de fractura (fracture closure) [13].

Figura 4

Comportamiento de Normal Leak off



Nota. El cierre es identificado cuando la derivada de la función G se desvía de la línea recta. Tomado de manual de Fracpro 2019.

1.4.2 Pressure Dependent Leakoff

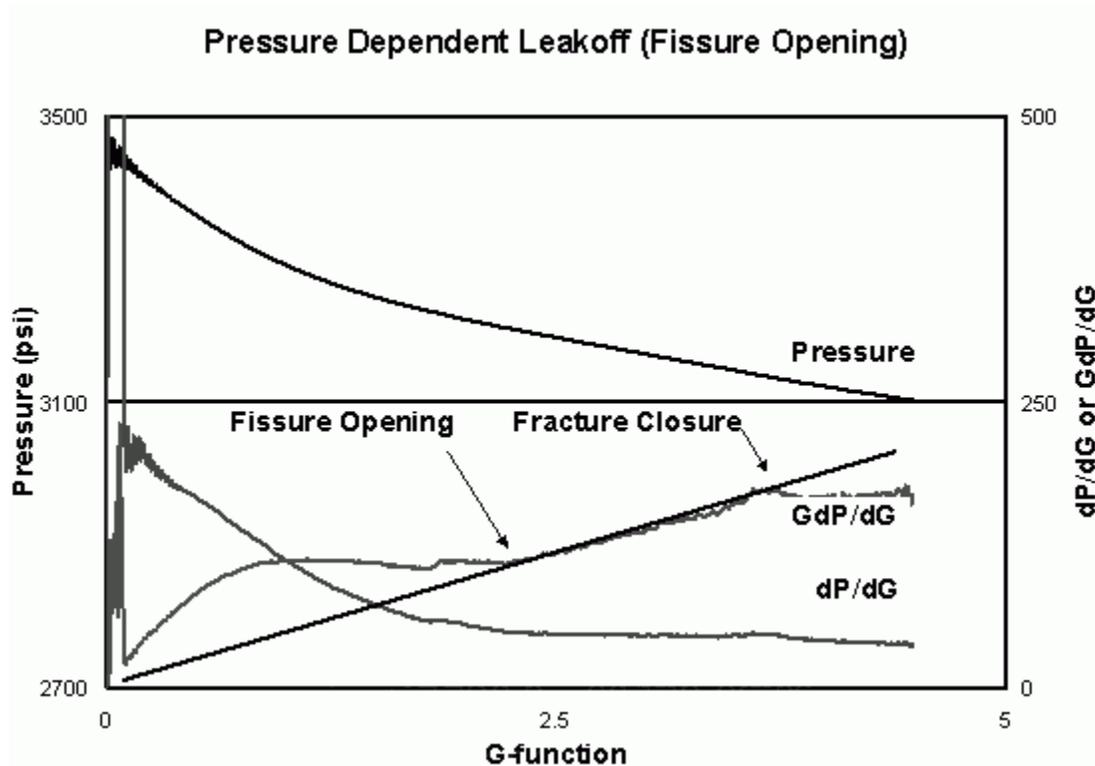
Este mecanismo se logra identificar cuando el comportamiento está por encima de la tendencia lineal en la derivada de superposición (GdP/dG) que se encuentra por encima de una línea recta extrapolada a través de los datos de fuga normal (Normal Leakoff) [13].

La presión de abertura de la fractura se identifica al final de la desviación hacia arriba, cuando los datos de la derivada de superposición (GdP/dG) se encuentran con la línea recta extrapolada [13].

Generalmente, se observa un período de comportamiento de fuga normal (Normal Leakoff) antes de que se identifique el cierre de la fractura hidráulica cuando los datos de la derivada de superposición se desvían hacia abajo de la tendencia de los datos [13].

Figura 5

Comportamiento de un pressure dependent leakoff



Nota. El cierre es identificado cuando la derivada de la función G se desvía de la línea recta.

Tomado de manual de Fracpro 2019.

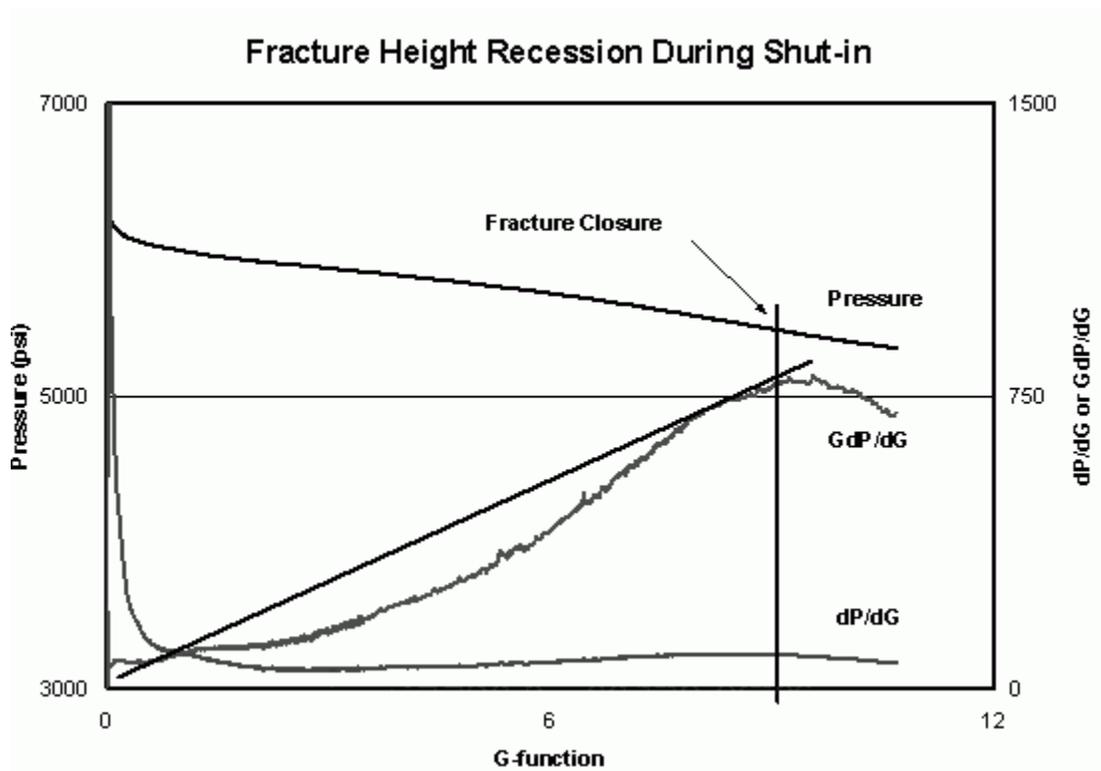
1.4.3 Height Recession

Este mecanismo describe un comportamiento de fuga cuando los datos de la derivada de superposición (GdP/dG) caen por debajo de una línea recta extrapolada a través de los datos de fugas normales [13].

La recesión de la altura de la fractura también se indica mediante una curva de presión descendente cóncava y una derivada de presión creciente. El cierre de la fractura hidráulica se identifica cuando los datos de la derivada de superposición se desvían hacia abajo de la línea recta [13].

Figura 6

Recesión en altura para la función G



Nota. El cierre es identificado cuando la derivada de la función G se desvía de la línea recta.

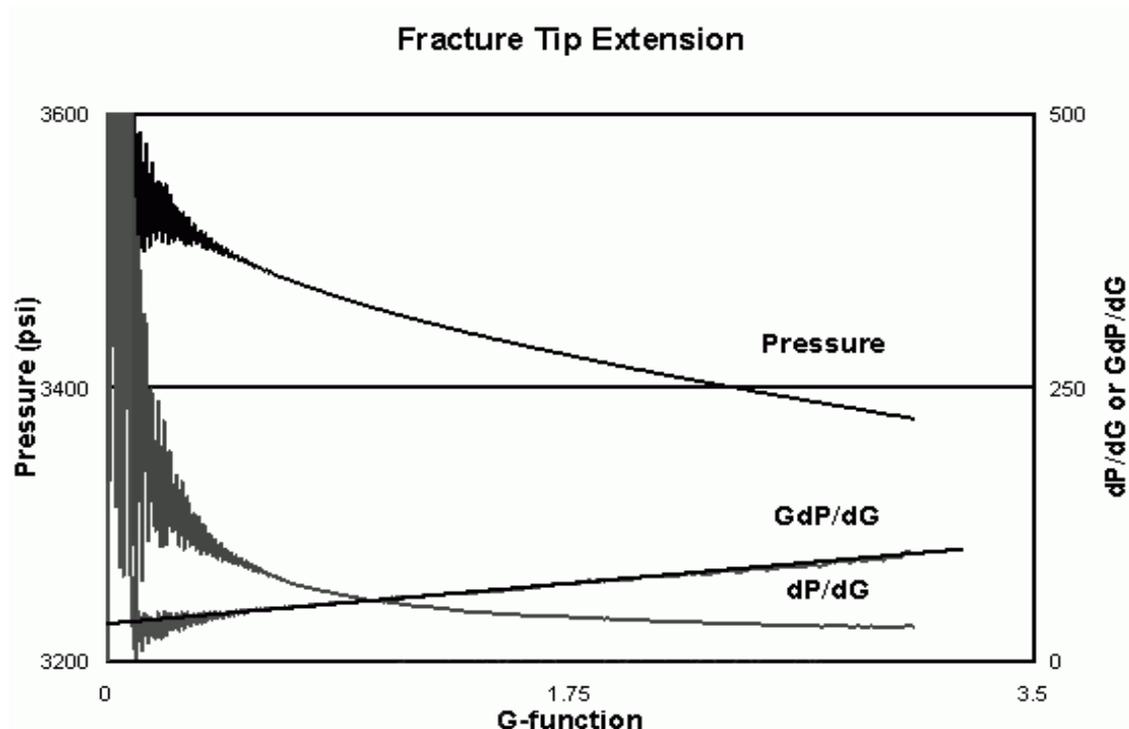
Tomado de: manual de Fracpro 2019.

1.4.4 Fracture Tip Extension

Este mecanismo de filtración describe la situación cuando la fractura hidráulica continúa creciendo después de que se detiene la inyección, cuando los datos de la derivada de superposición se encuentran a lo largo de una línea recta que se extrapola por encima del origen [13].

Figura 7

Extensión en la punta de la fractura



Nota. La derivada se alinea con la recta tangente, pero ésta no pasa por origen.

Tomado de manual de Fracpro 2019.

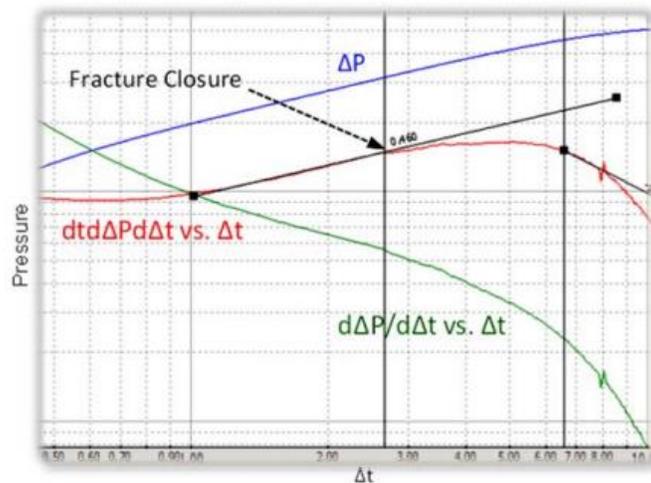
1.5 Gráfica Log-Log

En estas gráficas es posible observar el cambio de presión respecto al tiempo y posterior al cierre. Al igual que la Función G, permite determinar el cierre de la fractura, el mecanismo de fuga (leakoff), presión de cierre, tiempo de cierre, la eficiencia de fluido y presión neta. Es importante realizar esta gráfica, debido a que permite confirmar la presión de cierre estimado en la Función G [9].

En la gráfica logarítmica se presenta el cierre (fracture closure) cuando se presenta una diferencia de presión frente al cambio de tiempo y su derivada semilogarítmica (línea roja). La diferencia de la presión y las curvas derivadas (línea verde y roja) por lo general son paralelas inmediatamente antes que se produzca el cierre. Cuando se produce el cierre por lo general la curva roja cambia de una pendiente positiva a una pendiente negativa cuando se produce el cierre [9].

Figura 8

Gráfico Log-Log indicando el cierre de fractura.



Nota: La figura muestra la derivada semilogarítmica y su comportamiento similar al análisis de la función G.
Tomado de: Mini-Frac Analysis Report.

En la tabla 1 se presenta una clasificación para describir los patrones de flujo en función de los valores de pendiente de la derivada semilogarítmica (curva roja) para los regímenes de flujo antes y después de cierre de la fractura.

Tabla 1*Características de las pendientes (Log-Log).*

	Pendiente	Patrón de Flujo	Descripción
Antes del cierre	1/4	Bilineal	El fluido fluye desde la fractura a lo largo de trayectorias de flujo lineal normales a la fractura y a lo largo de la fractura.
	1/2	Fractura lineal	El fluido fluye a lo largo de la fractura, lo que aumenta el ancho de la fractura.
Después del cierre	- 3/4	Bilineal	El fluido fluye desde la fractura a lo largo de trayectorias de flujos lineales normales a la fractura y a lo largo de la fractura. (En realidad, es poco probable que el cierre sea realmente instantáneo)
	- 1/2	Formación lineal	El fluido fluye hacia la formación en las trayectorias del plano de fractura normal.
	-1	Seudo radial	El fluido fluye radialmente hacia la formación desde el pozo.

Nota: En la tabla se presenta las diferentes pendientes de la curva derivada de los regímenes de flujo antes y después de cierre de la fractura. Tomado de: Mini-Frac Analysis Report.

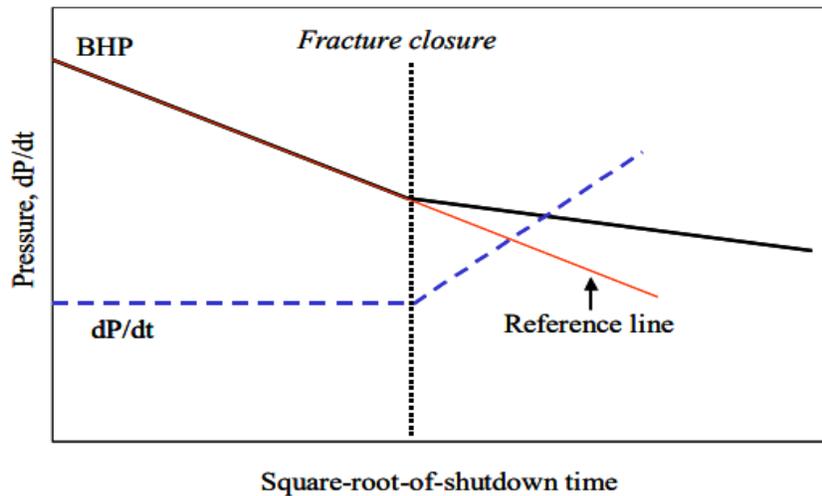
1.6 Gráfica raíz cuadrada

En esta gráfica se plasman los valores de presión (dP/dt) vs raíz cuadrada al tiempo de cierre, y se implementa para confirmar la presión cierre identificada por la figura de la Función G y la figura Log-Log. El comportamiento en esta grafica en el momento en que la fractura se abre, la presión declina en línea recta durante el flujo lineal y la presión declina lentamente al cierre de fractura (fracture closure) en un flujo radial.

En la figura 9 se traza una línea de referencia(rojo) que debe coincidir con la pendiente de presión de fondo de pozo (BHP), posterior se observa el cambio de pendiente del BHP y el cambio de pendiente de la derivada (línea azul) se logra observar el cierre de fractura [9].

Figura 9

Gráfico $Sqrt(t)$ indicando el cierre de fractura.



Nota: La figura se implementa para confirmar la presión cierre de la Función G y la gráfica Log-Log. Tomado de: FRACPRO: Fracture Modelling

1.7 Geometría de Fractura

Es importante conocer las propiedades petrofísicas para caracterizar los mecanismos de propagación de las fracturas hidráulicas y conocer la configuración de la geometría de la misma. La geometría de fractura se debe analizar en función de los diferentes esfuerzos del yacimiento, propiedades mecánicas de la roca (módulo de Young y Razón de Poisson), de las propiedades petrofísicas (permeabilidad porosidad), fracturas naturales y parámetros operativos como caudal de inyección, presión y volumen [14].

Para simplificar los análisis, en la mayoría de los casos se hace necesario suponer que las formaciones de interés son isotrópicas y homogéneas, y por tanto la propagación de las fracturas es simétrica y de dos alas desde el punto de la fuente de la línea del fluido de inyección. Algunos modelos que describen el modelo de propagación son: modelo de fractura radial, el modelo de Khristianovic-Geertsma de Klerk (KGD) y el modelo de Perkins y Kern (PKN) (Abe, Mura y Keer 1976). La tabla 2 describe los siguientes modelos [14].

Tabla 2*Modelos según la geometría de fractura*

Modelo	Observaciones
Fractura radial	Para este modelo se supone que la presión de fluido dentro de la fractura y la tasa de inyección son constantes en la cual el ancho de fractura es proporcional al radio de la fractura. Este modelo es utilizado en formaciones poco profundas donde el esfuerzo de sobrecarga es igual al esfuerzo horizontal mínimo, importante destacar que la altura de la fractura está directamente relacionada con la longitud de la fractura.
KGD	En el modelo KGD la altura de fractura permanece constante y el ancho de fractura es proporcional a la longitud de la fractura. Por otro lado, el ancho de fractura es constante en la dirección vertical y la rigidez se considera en el plano horizontal
PKN	El modelo PKN se supone que la altura es constante, este se diferencia del KGD que el ancho es proporcional a la altura de la fractura. Para esta geometría se asumen una altura de fractura que es menor que la longitud de la fractura

Nota. De manera en resumen se describen los modelos de fractura según la geometría.

Tomado de: Modeling and analysis of diagnostic fracture injection test.

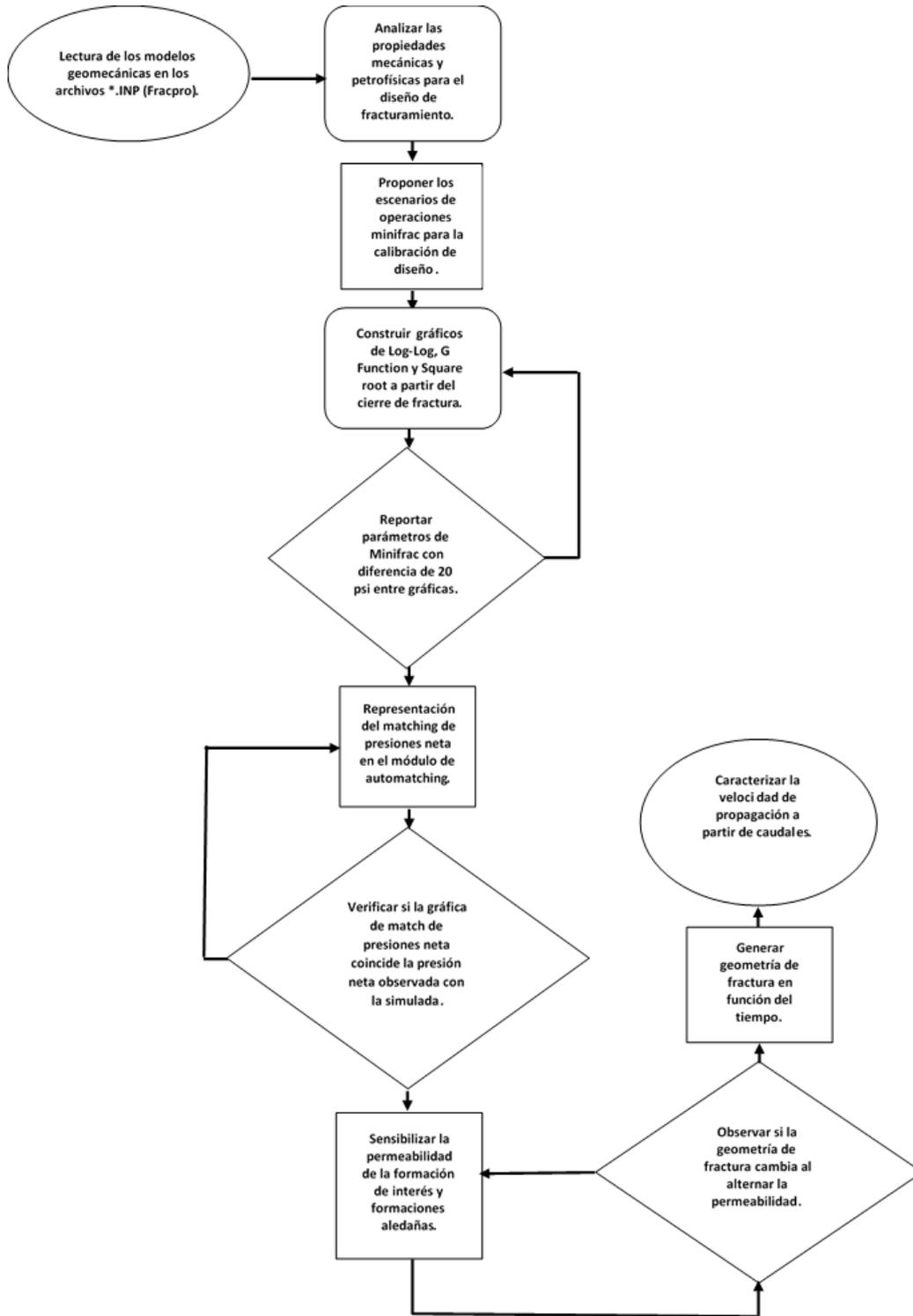
2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se presenta la metodología llevada a cabo. El software numérico implementado utilizado para alcanzar los objetivos planteados fue Fracpro de Carbo Ceramics versión 2019. Se utilizaron un total de 3 pozos denominados por las letras A, B y C de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Las formaciones de estudio son Monserrate y Caballos que se componen en su mayoría de arenas (Sandstone). Entre los resultados alcanzados se presentan las propiedades geomecánicas del yacimiento, los parámetros de diseño de bombeo para el diseño de fracturamiento y etapas de bombeo durante el proceso de Minifrac.

En la figura 10 se describe el diagrama de flujo. Inicialmente se analiza la información de los archivos INP lo cual son archivos de entrada de Fracpro que contiene las propiedades geomecánicas del yacimiento y parámetros de diseño de fracturamiento, obtenidos a partir de los registros triple combo (densidad, porosidad, resistivo, gamma ray), cementación y sónico [13]. Posteriormente se ejecutan escenarios de Minifrac con el objetivo de conocer los parámetros reportados del Minifrac que son: cierre de la fractura, el mecanismo de fuga(leakoff), presión de cierre, tiempo de cierre, la eficiencia de fluido y presión neta, a partir de archivos de extensión DBS que contienen la etapa de bombeo y declinación de la operación real llevadas a cabo en estos pozos, estos archivos de extensión son obtenidos de la misma manera de los INP [13]. Calibrar la fractura hidráulica principal de los pozos de estudio mediante el ajuste de presiones neta observada y simuladas. Una vez realizado estos análisis, se sensibiliza la permeabilidad de formación de la zona de interés y la de las formaciones aledañas, buscando conocer cómo incide en la geometría de fractura. Por último, se estudia el comportamiento de la velocidad de propagación a través de caudales.

Figura 10

Simulación realizada en Fracpro.



Nota. Resumen general del proyecto de grado simulado en Fracpro.

2.1 Análisis propiedades geomecánicas de yacimiento y cuenca sedimentaria

La cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) posee formaciones muy sensibles a la deformación y fractura [15].

En la tabla 3 se encuentran las propiedades petrofísicas de la zona de interés de los pozos A, B y C. La zona de los pozos A y C corresponde a la formación Caballos, mientras que la del pozo B se ubica en la formación Monserrate.

Tabla 3

Propiedades geomecánicas del yacimiento de los pozos A, B y C

Propiedades	Pozo A	Pozo B	Pozo C
Permeabilidad ponderada(mD)	9	991	1.904
Porosidad (%)	12	10	14
Saturación de agua (%)	10	10	20
Presión de poro (psi)	3.030	4.111	780
Temperatura (°F)	205	133	125
Compresibilidad total (1/psi)	9,08E-05	7,02E-04	8,12E-05
Módulo de Young (psi)	4,52E+06	2,54E+06	3,70E+06
Razón de Poisson	0,21	0,34	0,24
Profundidad zona de interés (ft)	10.665	2.392	3.116
Esfuerzo horizontal mínimo (psi)	10.319	1.360	2.414

Nota. Propiedades geomecánicas a evaluar de las formaciones en los pozos A B y C,

La permeabilidad en la zona de interés es estimada como un promedio ponderado en la que se tienen en cuenta espesores y permeabilidades de las diferentes rocas con respecto a la porosidad y saturación de agua. Son obtenidos como datos de entrada de los pozos de estudio. Adicionalmente se presentan propiedades, como la presión de poro y compresibilidades cuyos rangos de valores son típicos de un yacimiento de petróleo.

El reporte del UPME de la formación Caballos tienen porosidades de 10%-18% [16]. Los pozos A y C se encuentran en el rango de valores según el UPME con porosidades de 12% y 14% respectivamente (ver tabla 3). El pozo A se compone de tipo de roca de areniscas (sandstone), con una permeabilidad ponderada de 9 mD. La permeabilidad

del pozo C es de 1904 mD , compuesto de areniscas (sandstone) y arcillas arenosas (Sandy shale), en la que el mayor porcentaje está compuesto de arcilla (shale) con algo de arena que lo contamina .Según el UPME el rango de permeabilidades de la formación caballos está en el rango de 100-500 mD [16].En base de esto la permeabilidad del pozo A está muy por debajo de ese rango y la permeabilidad del pozo C tiene un valor alto muy por encima de ese rango al ser comparado con el informe del UPME. Las saturaciones de agua de estos pozos se consideran bajas [17]. El informe de la UPME reporta una porosidad de la formación Monserrate correspondiente al 18% y permeabilidades de 100 mD en promedio [16]. La porosidad del pozo B es de 10% lo cual no está cerca de la porosidad promedio de esta formación. El pozo B está compuesto de areniscas y arenas arcillosas (shalysand), es decir arena con arcilla el porcentaje principal es de arena y está contaminado con arcilla (shale) y con una permeabilidad ponderada de 991 mD, estando lejos de las permeabilidades promedio considerándose una permeabilidad alta. La saturación de agua es baja con un 10 % para ser un yacimiento de petróleo [17].

Los valores del esfuerzo horizontal mínimo fueron estimados a partir de la lectura del registro sísmico en la zona de interés. Las distancias donde se encuentran las zonas de interés son expresadas en profundidades verticales reales (TVD) de los pozos A, B y C con sus respectivos esfuerzos son: 10.319 psi a 10.665 ft, 1.360 psi a 2.392 ft y 2.414 psi a 3.116 ft respectivamente.

Las propiedades mecánicas descritas son el módulo de Young y la razón de Poisson. Estas propiedades son reportadas como promedios en la zona de interés, realizando la lectura de los registros sísmicos. Los valores oscilan entre 0,0-0,5, siendo el corcho el que posee mayor razón de Poisson [18]. Los valores de las rocas oscilan entre 0,15 y 0,35; los valores reportados de los tres pozos se encuentran dentro del promedio del tipo de roca arenas (Sandstone) [19].

2.2 Análisis propiedades de los parámetros de bombeo

En esta sección se describen los parámetros de diseño de bombeo que son datos de entrada para simular la fractura hidráulica principal. Estos parámetros están preestablecidos en los archivos INP.

Tabla 4*Parámetros de diseño para el fracturamiento de los pozos A, B y C.*

Propiedades	Pozo A	Pozo B	Pozo C
Tasa de inyección (bpm)	15	12	18
Carga polimérica - fluido de fractura (lb/Mgal)	35	20	20
Clasificación de propante	OptiProp 20/40	Brady Sand 16/30	OptiPro 20/40
Máximas concentraciones (ppg)	4	5	6
Cantidad de propante (Klbs)	39	41	50

Nota. Propiedades para el diseño del fracturamiento en los pozos A, B y C.

Los parámetros de bombeo durante un fracturamiento hidráulico son tasa de inyección expresados en barriles por minuto en un rango de 15-20 bpm para los pozos A, B y C. La carga polimérica de los fluidos de fractura se mide en libras de polímero por cada 1000 galones de agua y son seleccionados de acuerdo a temperatura de fondo, tiempo de bombeo de la rampa de rompimiento o degradación del polímero, viscosidad que se requiere para acarrear el propante de la formación al pozo. El pozo A tiene la mayor carga polimérica con 35 lb/Mgal porque la temperatura de fondo es mayor, también es la que mayor se necesita fluido para realizar la fractura debido al esfuerzo horizontal mínimo más elevado, propiedades mecánicas y la gran profundidad que se encuentra la zona de interés. A diferencia de los pozos B y C con temperaturas de fondo menores, donde tienen el mismo dato de fluido de fractura de 20 lb/Mgal, con esfuerzos horizontales menores, propiedades mecánicas menores y profundidades más someras. En los pozos A y C se utiliza un propante OptiProp 20/40, debido a que hay producción de arena. Esta arena es de tipo natural cubierta de resina. La resina se libera por temperatura y compresión, lo que permite tener unidos los granos de tal manera que cuando se ponga el pozo a producción, estos se queden en la fractura. El Brady Sand 16/30 utilizado en el pozo B, es un propante de arena natural molida al tamaño 16/30, se utiliza debido a que en este pozo no hay producción de arena. Por lo general entre menor permeabilidad de formación, el propante a usar es de menor tamaño, es decir mayor malla; un Brady Sand 16/30 tiene en promedio un mayor grano presente a diferencia de un Opti Prop 20/40.

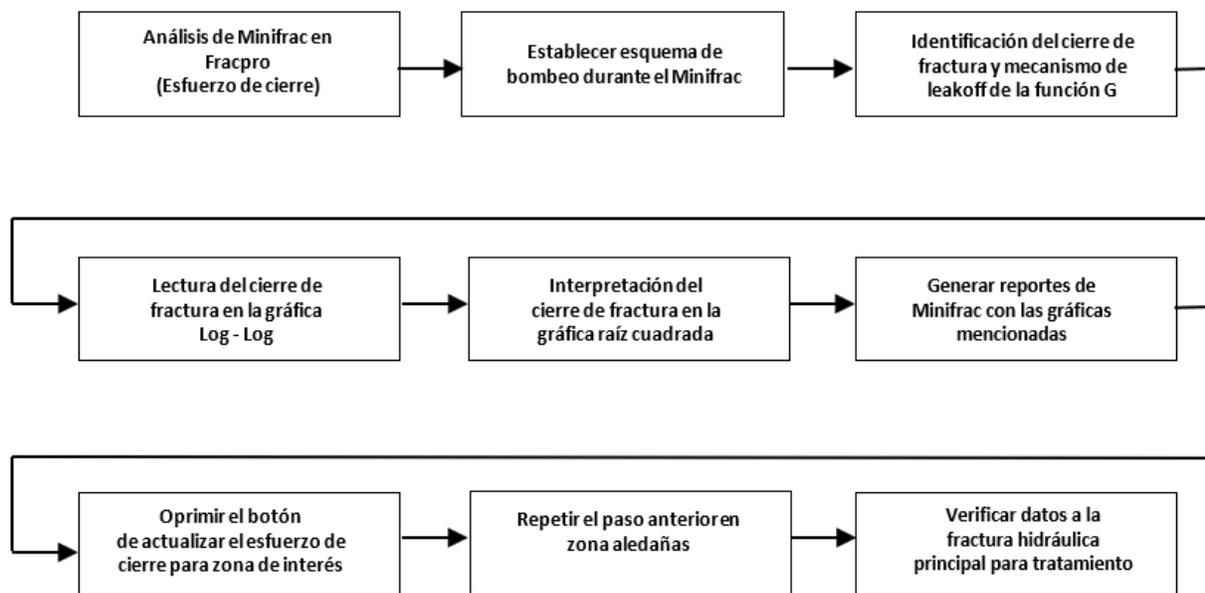
La cara de la formación, es la última parte de la fractura que contiene una concentración alta mostrada en la tabla 4 en un rango de 4-6 ppg, con unas cantidades de propantes entre 39-50 klbs.

2.3 Diseño Metodológico para análisis de Minifrac a partir de la presión de cierre.

La herramienta de análisis de esfuerzo de cierre de fractura simplifica y automatiza parcialmente el proceso de estimación del esfuerzo del cierre de fractura hidráulica; esto lo hace a partir del esquema bombeo del Minifrac y una selección de gráficos de análisis de presión como ISIP, Función G, Gráfico Log-Log y Gráfico Raíz cuadrada. Posterior a obtener los parámetros en cada uno de estas gráficas, con diferencias de 20 psi entre los valores de presión, se procede a oprimir los botones de actualizar el esfuerzo de cierre para zona de interés y zonas aledañas a los pozos A, B y C. El diseño metodológico de la figura 11 muestra el procedimiento a realizar para obtener los parámetros de Minifrac, realizado en Fracpro, en el módulo de presión de cierre.

Figura 11

Diseño metodológico para el análisis de Minifrac



Nota. Procedimiento lógico llevado a cabo en el simulador de Fracpro.

2.4 Metodología para ajuste de presiones neta.

En esta sección se realiza la metodología llevada a cabo para el ajuste de presiones neta en los pozos A, B y C. La presión neta es importante debido a que es la presión requerida para propagar la fractura, matemáticamente se conoce como la presión en la fractura menos la presión de cierre [11]. En esta gráfica se busca coincidir la presión neta observada con la presión neta modelada, es decir se busca igualar que las presiones sean iguales en la mayoría de los puntos, entre otras palabras buscar que el modelo cumpla con la realidad del pozo. La curva **Net Pressure** o presión neta es la curva modelada en simulador con la data real de campo obtenida de la presión de tratamiento superficial o de fondo de pozo en la que relaciona los temas de cierre de fracturas, efectos de fricción y presión hidrostática; y la curva **Observed Net** es la presión neta observada. En el módulo de **AutoMatching** se escribe unos factores de multiplicación a 3 variables que son número de facturas compitiendo por volumen número de facturas compitiendo por Leakoff y número de fracturas compitiendo por ancho. Durante la simulación la presión neta del modelo debe cambiarse para que coincida con las presiones netas observadas ajustando los parámetros de Fracpro.

2.5 Sensibilidades de la permeabilidad de la zona de interés y formaciones aledañas

Se realiza un análisis de sensibilidad en función de la permeabilidad para los pozos A, B y C alternando escenarios de simulación en la zona de interés y en las formaciones aledañas (Formaciones superior e inferior) a la misma (Figura 12).

El primer caso corresponde al caso base. Es decir, este escenario representa la fractura hidráulica real, aquella cuyas magnitudes de propiedades petrofísicas de formaciones y propiedades mecánicas fueron utilizadas para determinar los parámetros de diseño de las operaciones Minifrac y el ajuste de presiones.

Para evaluar el efecto de la permeabilidad las zonas de interés, se alteraron los valores de la permeabilidad 1.000 veces mayor y 1.000 veces menor al caso base (Caso 1 y 2, respectivamente).

Como segunda medida, y para evaluar el efecto de la permeabilidad en las formaciones aledañas, se prosiguió a combinar las magnitudes de permeabilidad con la misma

lógica que para la zona de interés, es decir, 1.000 veces mayor (caso 3) y 1.000 veces menor (caso 4) para las formaciones superior e inferior respectivamente.

Figura 12

Resumen de sensibilidades de la permeabilidad

		Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Pozo A	Formación Superior	K=5 mD	K=5 mD	K=5 mD	K=5.000 mD	K=0,005 mD
	Zona De Interés	K=7 mD	K=7.000 mD	K=0,007 mD	K= 7 mD	K= 7 mD
	Formación Inferior	K=13 mD	K=13 mD	K=13 mD	K=13.000 mD	K=0,013 mD
Pozo B	Formación Superior	K=17 mD	K=17 mD	K=17 mD	K=17.000 mD	K=0,17mD
	Zona de Interés	K=16 mD	K=16.000 mD	K=0,016 mD	K= 16 mD	K= 16 mD
	Formación Inferior	K=16 mD	K=16 mD	K=16 mD	K=16.000 mD	K= 0,016 mD
Pozo C	Formación Superior	K= 2 mD	K= 2 mD	K= 2 mD	K= 2.000 mD	K= 0,002 mD
	Zona de Interés	K=240 mD	K=240.000 mD	K=0,24 mD	K=240 mD	K=240 mD
	Formación Inferior	K= 0,7 mD	K= 0,7 mD	K= 0,7 mD	K= 7.000 mD	K= 0,0007 mD

Nota. Diferentes permeabilidades a evaluar para los pozos A, B y C.

2.6 Caracterización de la velocidad de propagación a partir de caudales

2.6.1 Metodología para analizar la velocidad de propagación

Para llevar a cabo la metodología se asume que la velocidad es lineal en la dirección de la longitud de la fractura. La siguiente es una expresión matemática para definir esta condición y su derivada respecto al tiempo.

$$v = \frac{x_f}{t}$$

Ecuación 1. Velocidad de propagación

$$dv = \frac{dx_f}{dt}$$

Donde v : velocidad

x_f : Longitud de fractura

t : tiempo de propagación

Por otro lado, el caudal inyectado en función del tiempo se define como:

Ecuación 2. Caudal inyectado

$$q = \frac{v_{iny}}{t}$$

Donde q : caudal

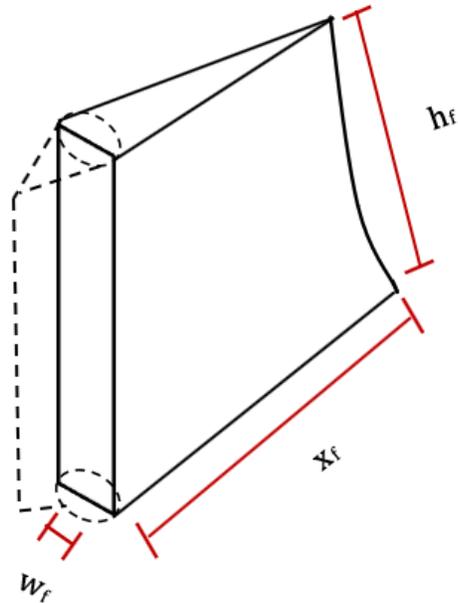
v_{iny} : volumen inyectado

t : tiempo

El volumen de la fractura hidráulica (v_f) es igual al área superficial de la fractura (A), definida como el producto entre el ancho de la fractura (w_f) y la altura (h_f), multiplicada por la longitud de la (x_f). La figura 13 es un esquema geométrico de la fractura hidráulica.

Figura 13

Geometría de fractura



Nota. Dimensiones de fractura para el análisis de velocidad de propagación.

El volumen de la fractura es igual al volumen inyectado de fluido de fractura diseñado durante las operaciones de Minifrac, es decir:

Ecuación 3. Volumen de fractura

$$V_f = A_s \times x_f = w_f \times h_f \times x_f = v_{iny}$$

Reemplazando en la Ecuación de Caudal obtenemos:

$$q = \frac{A \times x_f}{t} = \frac{w_f \times h_f \times x_f}{t}$$

Ecuación 4. Caudal inyectado

$$dq = \frac{dw_f}{dt} \times \frac{dh_f}{dt} \times \frac{dx_f}{dt}$$

A partir de la ecuación 4 se puede intuir que los vectores de velocidad de propagación deben tener magnitudes y direcciones en las 3 coordenadas, y cuyos valores estarán

determinadas por criterios operativos y mecánicos de la roca. El último término de la Ecuación 4 representa el concepto de velocidad de propagación a lo largo de la longitud que pretende estimar en este trabajo. Reemplazando la Ecuación 1 en la Ecuación 4 se obtiene:

$$dq = \frac{dw_f}{dt} \times \frac{dh_f}{dt} \times dv$$

Ecuación 5. Velocidad de propagación

$$v(t) = \frac{qcte}{w_f(t) * h_f(t)}$$

La ecuación 5 representa la ecuación velocidad de propagación a lo largo de longitud de fractura $v(t)$, como el cociente entre un caudal de inyección constante ($qcte$) y el producto entre las dimensiones del ancho y del largo de la fractura de la fractura hidráulica inducida.

En la tabla 5 se proponen diferentes caudales de inyección para evaluar las dimensiones de ancho y largo en función del tiempo y posteriormente evaluar la velocidad de propagación longitudinal de acuerdo a la ecuación 5.

Tabla 5

Sensibilidad de caudales

Tasas	Pozo A	Pozo B	Pozo C
Q Inicial (bpm)	15	12	18
Q1 (bpm)	20	24	27
Q2 (bpm)	30	36	38

Nota. tasas de inyección a evaluar en los pozos A, B, y C.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan las geometrías obtenidas a partir de las simulaciones ejecutadas, y cuyos escenarios fueron propuestos en base a los resultados del Minifrac y ajuste de presiones neta. El análisis de la geometría se realizó en función de las siguientes dimensiones: longitud, altura y ancho de fractura. En base a estas dimensiones de fractura se caracterizan las dimensiones de fracturas a partir de los mecanismos de propagación simulados.

3.1 Minifrac

En esta sección se proponen escenarios de simulación minifrac con su respectivo análisis minifrac durante el periodo de bombeo y el periodo de cierre. Se construyen escenarios de minifrac y se muestran las gráficas de: Presión de cierre instantánea (ISIP), Función G, Log-log y Raíz cuadrada.

La tabla de resultados con dichos parámetros es presentada en la tabla 6 que representan el reporte de la Función G.

Tabla 6

Reporte Minifrac-Función G

Parámetros de Minifrac	Pozo A	Pozo B	Pozo C
Mecanismo de Leakoff	Height Recession	Height Recession	Normal
ISIP (psi)	14.070	2.109	2.613
Gradiente ISIP (psi/ft)	1,321	0,888	0,839
ISIP de superficie (psi)	9.401	1.036	1.268
Presión de cierre de fondo (psi)	10.347	1.416	1.880
Gradiente de cierre (psi/ft)	0,971	0,596	0,604
Presión de cierre de superficie (psi)	5.691	344	536
Tiempo de cierre (min)	20	12	4
Eficiencia de fluido (%)	36	48	35
Presión neta (psi)	3.724	693	733

Nota. Reporte de los parámetros obtenidos durante la simulación en Fracpro.

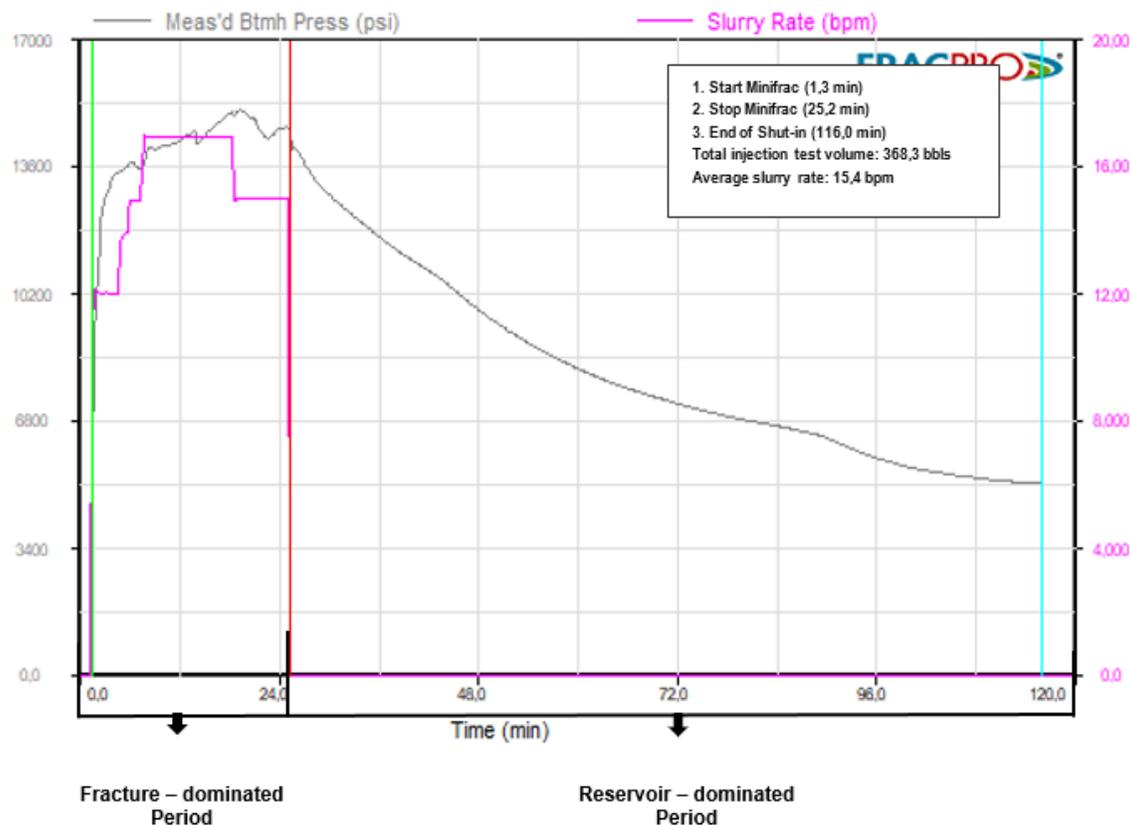
A continuación se realiza el análisis de las gráficas obtenidas y la lectura de las magnitudes de los parámetros de cada pozo.

3.1.1 Simulación de Minifrac realizada en Fracpro

3.1.1.a Pozo A

Figura 14

Minifrac -Resumen de inyección (Pozo A)



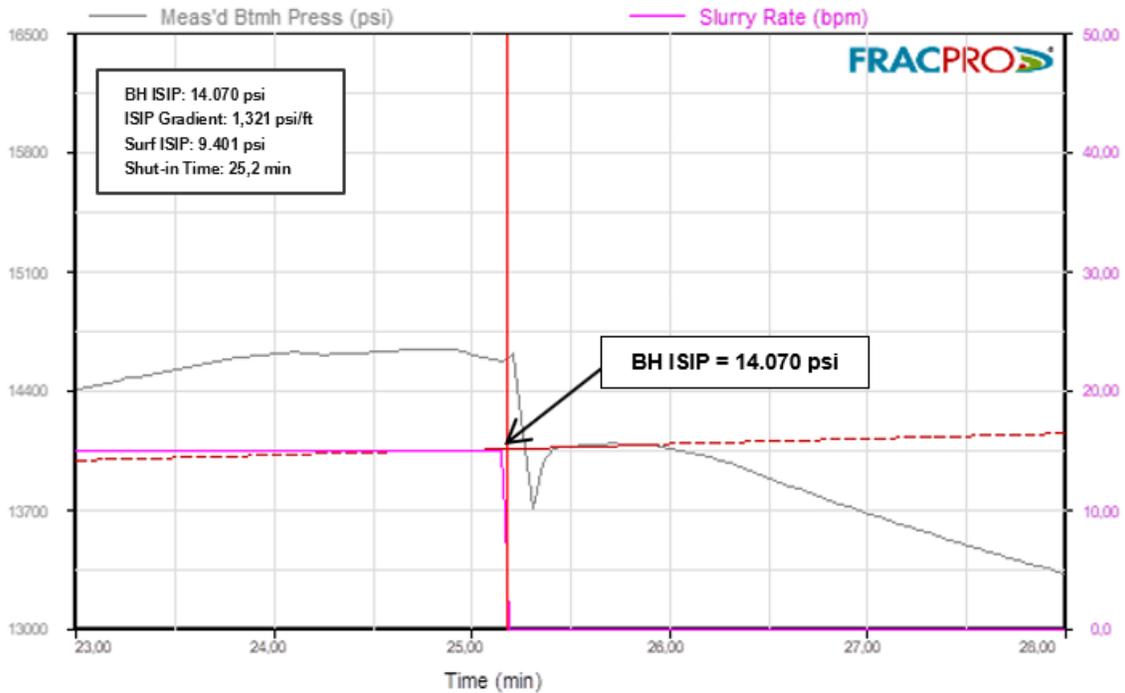
Nota. Descripción del periodo de inyección de fluido y disminución de presión del pozo A.

En la figura 14 describe la inyección total equivale a 368,3 bbls a una tasa de bombeo promedio de 15,4 bpm. El minifrac inicia a los 1,3 min y se detiene hasta alcanzar una tasa de inyección constante de 17 bpm(purpura), a una presión promedio de 14.544 psi(gris).Este periodo de presión constante tiene una duración de 24 mins aproximadamente, denominado dominio de fractura.

El periodo de cierre o de dominio de yacimiento comienza cuando la tasa de inyección disminuye de manera constante a 15 bpm(purpura) entre los 25-116 minutos a una presión de 14.988 psi(gris).

Figura 15

Minifrac- ISIP (Pozo A)

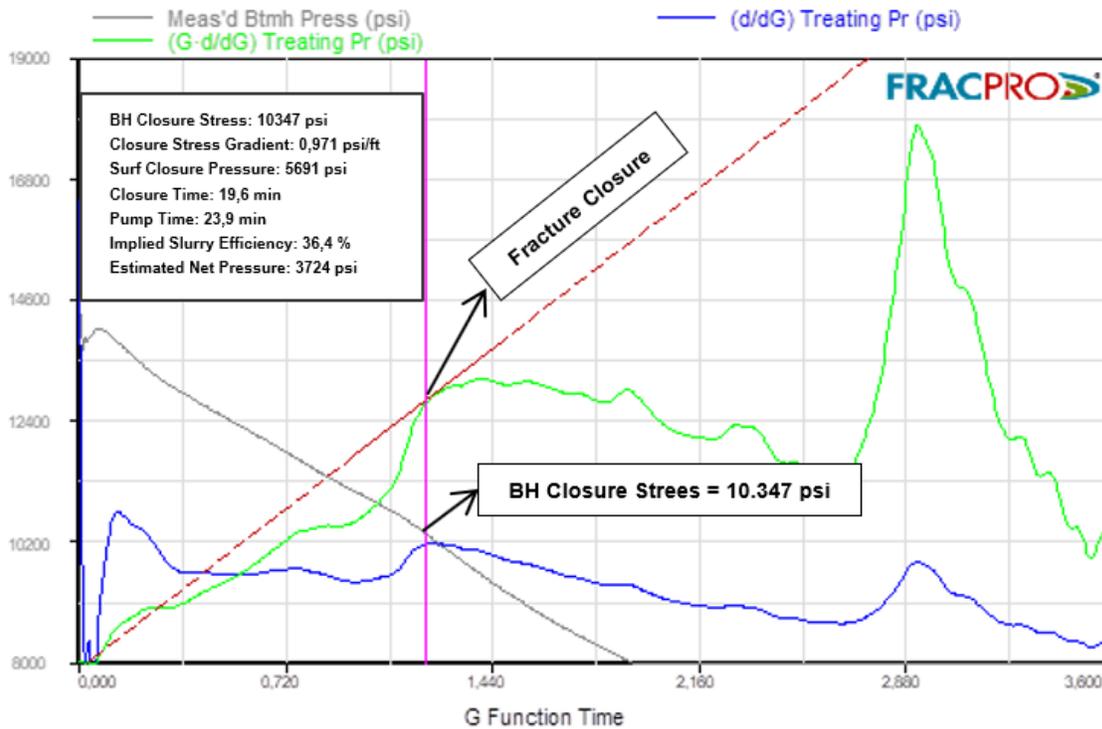


Nota. El ISIP momento en que se cierra la bomba y la presión empieza a declinar (pozo A).

En figura 15 se muestran las curvas que representa **Meas'd Btmh Press(gris)** que hace referencia a la presión de fondo de pozo, el **Slurry rate(purpura)** o la tasa de bombeo en el que por medio de una línea tangente sobre la curva **Meas'd Btmh Press(gris)** se ubica sobre los primeros datos estables después del final del bombeo (línea vertical) con BH ISIP(ISIP de fondo de pozo) de 14.070 psi.

Figura 16

Minifrac-Función G (Pozo A)

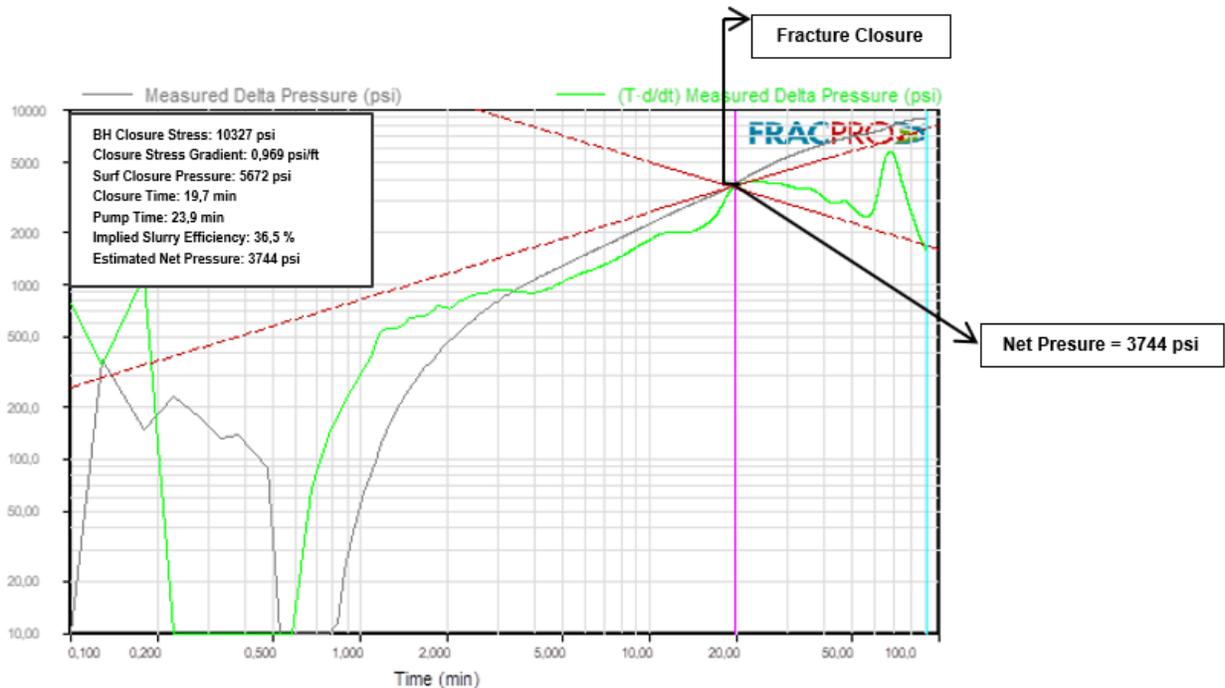


Nota. Disminución de la presión, su derivada y su derivada adaptativa, en función del tiempo para el pozo A.

En la Función G(figura 16) la manera de identificar el cierre de la fractura es sobre la curva **(Gd/dG) Treating Pr (verde)** siendo esta una derivada de superposición o una derivada de primer orden de la Función G donde se realiza una línea tangente(línea roja), en el momento que hay cambio de pendiente indicando el modelo de leakoff donde se observa el cierre de la fractura(fracture closure) con un comportamiento de Leakoff tipo Height Recession, en la cual se refiere a que la fractura está creciendo preferiblemente en altura, pero con poco crecimiento en el ancho de fractura[20]. Posterior al identificar el cierre de fractura(fracture closure) por medio de la línea vertical se realiza la lectura mediante la curva de **Meas'd Btmh Press(gris)** refiriéndose a la presión de cierre de fractura de fondo de pozo con un valor estimado de 10.347 psi.

Figura 17

Minifrac-Log-Log (Pozo A)

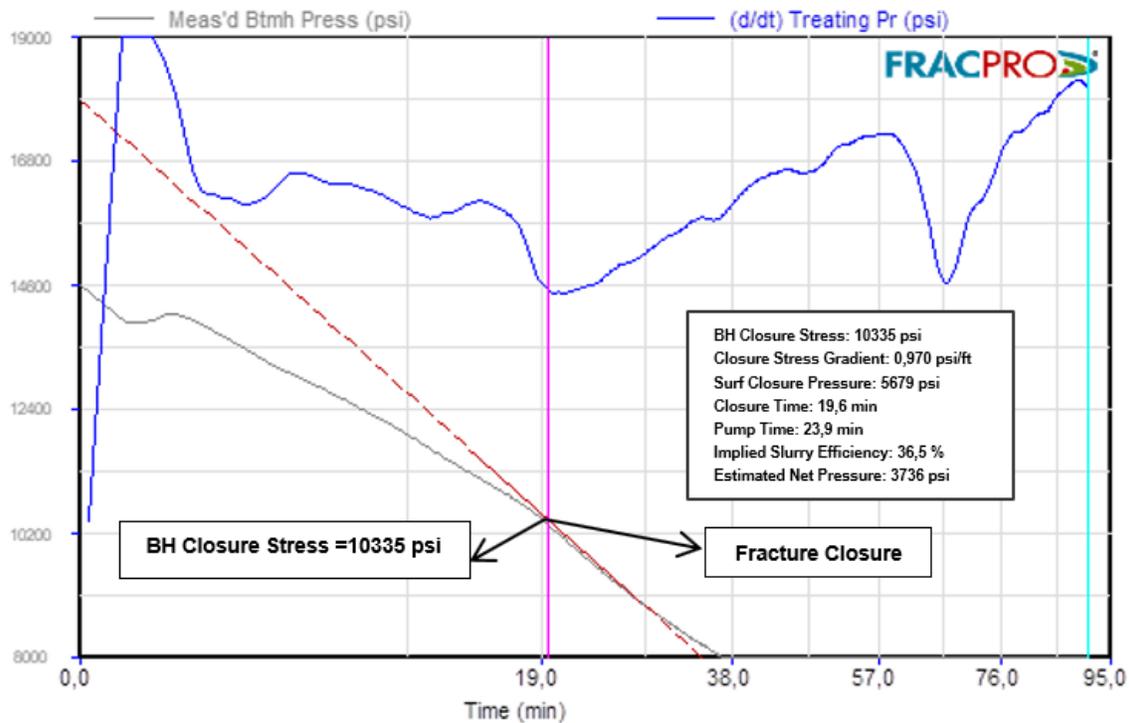


Nota. Representa la presión delta medida y su derivada de presión delta medida ((T • d / dt) en función del tiempo para el pozo A.

La figura 17 se identifica el cierre de la fractura(fracture closure) sobre la curva de **(Td/dt) Measured Delta Pressure(verde)** o el delta de presión observada en la cual se realiza con 2 líneas tangentes representando el cambio de pendiente de $\frac{1}{2}$ antes del cierre y $-\frac{1}{2}$ después del cierre trazadas con las líneas rojas punteadas(ver tabla 1). La lectura directa de la figura 17 es la presión neta(estimated net pressure) donde se hace realiza por medio de la línea vertical, donde se busca el intercepto de **Measured Delta Pressure(gris)** o el delta de presión medida con un valor de 3.744 psi .Respecto a la presión obtenida analizando la Función G hay una diferencia de 20 psi, la cual se considera razonable para confirmar la presión neta y demas parámetros obtenidos.

Figura 18

Minifrac-Raíz cuadrada (Pozo A)



Nota. Describe de la disminución de la presión frente a la raíz cuadrada del tiempo de cierre para el pozo A.

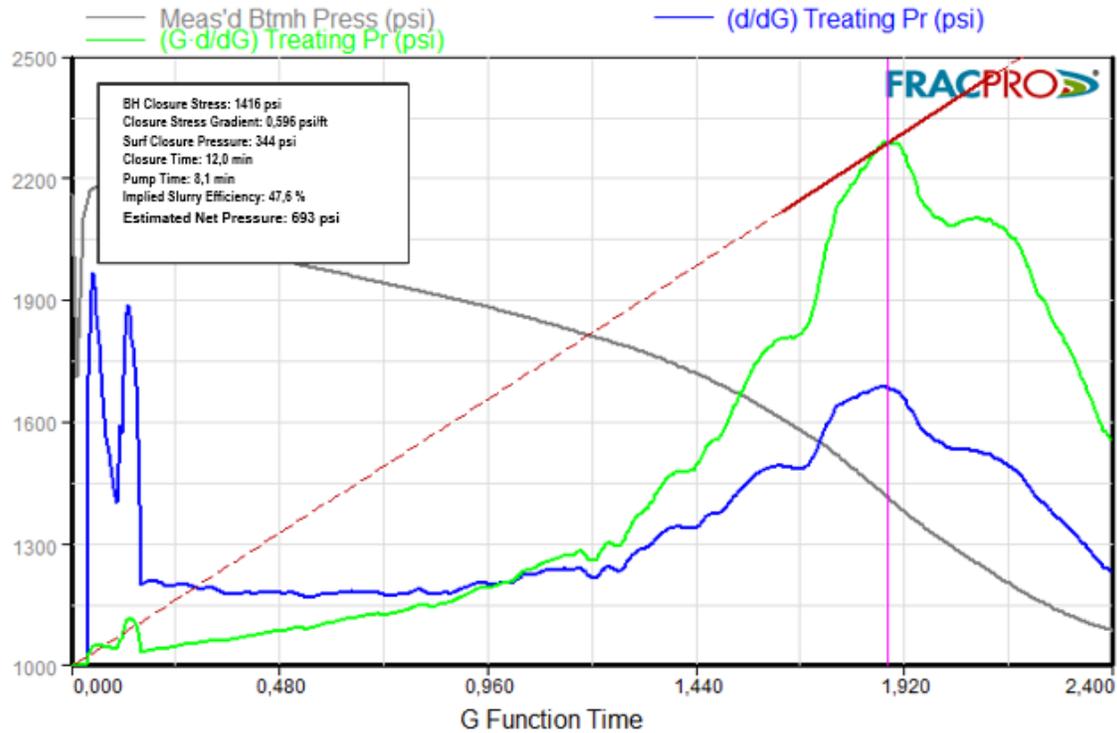
La raíz cuadrada(figura 18) es la más complicada de observar el cierre de fractura(fracture closure), para este se traza la línea tangente donde coincidan puntos de inflexión en las curvas de **Meas'd Btmh Press(gris)** y **(d/dt) treating pr(azul)**, estimando una presión de fondo de pozo(BH closure stress) de 10.335 psi.

De manera análoga se hizo para los pozos B y C de estudio. Los resultados de las gráficas pueden leerse en la sección de anexos. Se presenta únicamente a continuación el análisis de la gráfica de Función G para determinar el mecanismo de Leakoff de los pozos B y C.

3.1.1.b Análisis de Leak off para pozos B y C.

Figura 19

Minifrac-Función G (Pozo B)

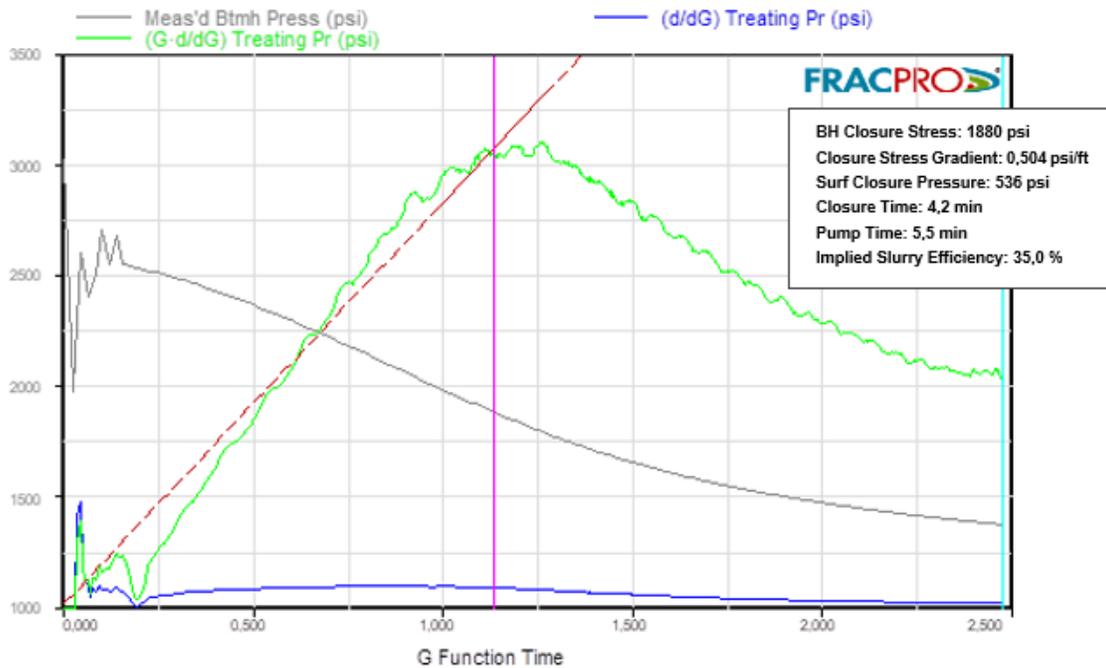


Nota. Disminución de la presión, su derivada y su derivada adaptativa, en función del tiempo para el pozo B.

La Función G (figura 19) se observa el momento en que la línea tangente parte del origen, presentando el cambio de pendiente con una presión de cierre de 1.416 psi. El mecanismo de Leakoff identificado a continuación es Height Recession, debido a que el comportamiento de la función G está por debajo de la tendencia lineal, lo que significa que la fractura está creciendo preferencialmente en altura, pero se está limitando en ancho [20].

Figura 20

Minifrac-Función G (Pozo C)



Nota. Disminución de la presión, su derivada y su derivada adaptativa, en función del tiempo para el pozo C.

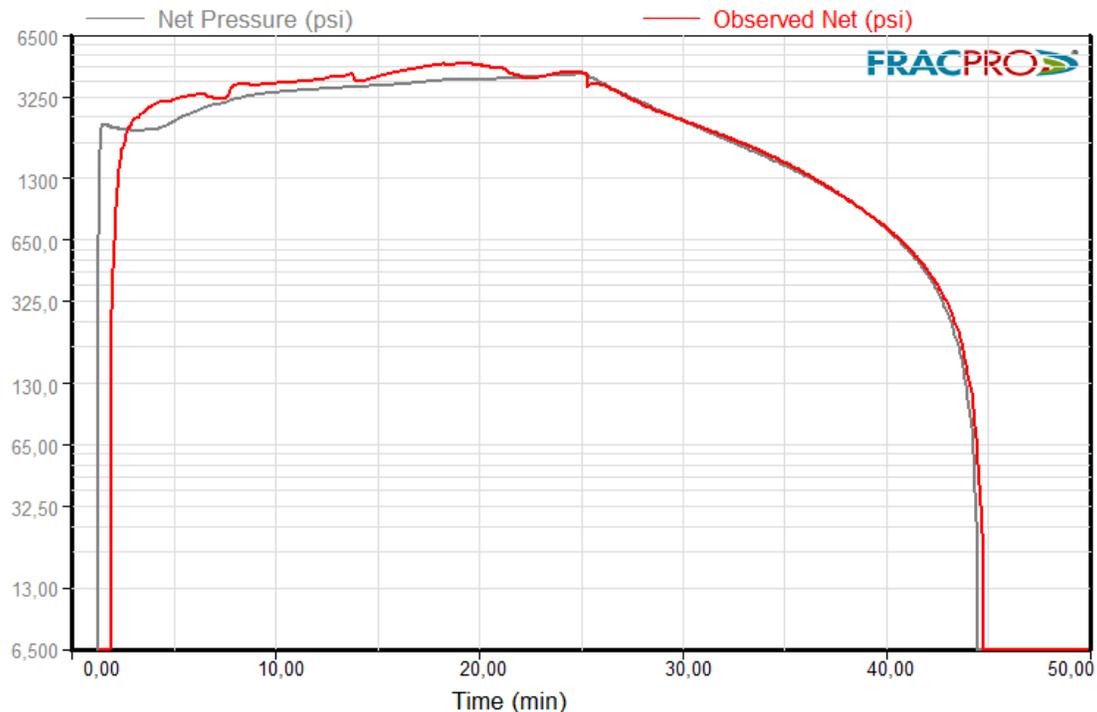
En la figura 20 de la Función G, la línea tangente parte del origen en la cual se observa la curva de la transformada de la derivada, presentando un cambio de pendiente en el que se indica el cierre de la fractura con una presión de 1.880 psi. El mecanismo de Leakoff observado es de tipo Normal en la cual la curva tiende un comportamiento lineal a partir del origen, físicamente se refiere que la pérdida de fluido ocurre a una tasa relativamente constante a través de toda la cara generada por la fractura, debido a que la permeabilidad del sistema del yacimiento compuesto es constante [20].

3.2 Ajuste de presiones neta

En esta sección se realiza un análisis de presiones conocida en la industria petrolera como "Pressure matching". Es un ajuste de presiones para conocer la propagación a través de la fractura, analizando la presión neta observada y la presión neta simulada de los pozos A, B y C.

Figura 21

Ajuste de presiones neta (Pozo A)

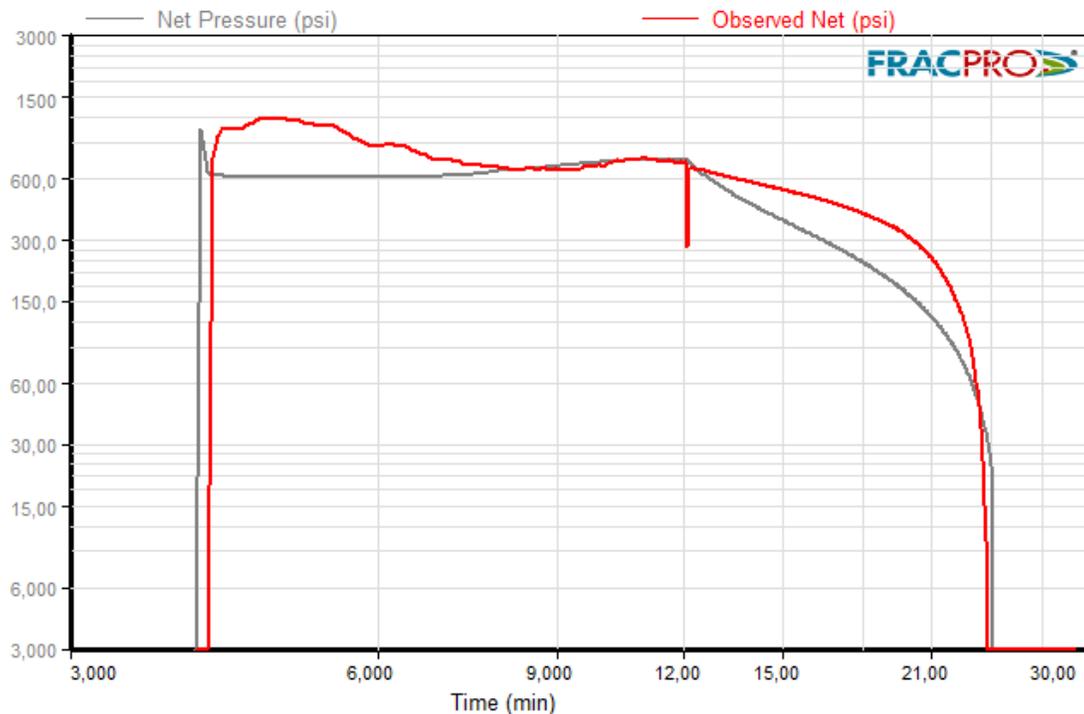


Nota. Modelamiento de las presiones neta con respecto al tiempo para el pozo A.

En el ajuste de presiones del pozo A de la figura 21 se inicia bombeo al minuto 1. En el lapso de tiempo hasta el cierre de bomba de los 24 minutos, se confirma el valor de la presión neta obtenido del Minifrac de 3.735 psi de la tabla 6, en el intervalo de tiempo desde que inicia bombeo y se cierra bombas ocurre el ajuste de fricciones en que las presiones netas se están igualando en la mayoría de los puntos. Una vez se detiene el bombeo, inicia la declinación de presiones neta hasta el momento en el que la fractura está cerrando con un tiempo de 44 minutos, donde ocurre el ajuste tanto del Leakoff del fluido como de la permeabilidad de la formación. Es decir que la forma de confirmar el tiempo de cierre reportado en el Minifrac es realizando la resta del momento en el que cierra de la fractura y el momento en el que se detiene el bombeo, la resta da como resultado 20 minutos que coincide con el reportado. En el ajuste presiones del pozo A se tiene bien calibrada la permeabilidad por lo que el ajuste es muy bueno y los datos del Minifrac como lo son la presión neta y el tiempo de cierre que coincide con los de la figura 21.

Figura 22

Ajuste de presiones neta (Pozo B)

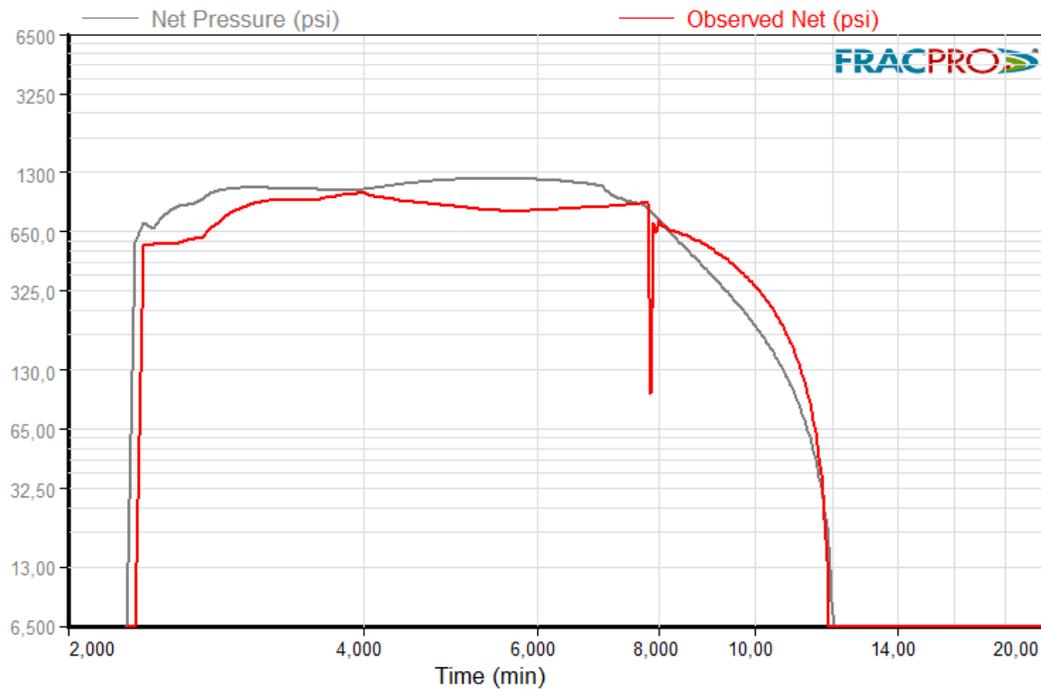


Nota. Modelamiento de las presiones neta con respecto al tiempo para el pozo B.

En el ajuste de presiones del pozo B se inicia bombeo a los 3 minutos. Durante el tiempo de los 3 minutos y 12 minutos ocurre el ajuste de fricciones en la cual estoy ajustando mis fluidos para que genere una presión neta y se asemeje a la observada. En el tiempo de los 12 minutos se detiene el bombeo, posterior se lee el punto donde debe coincidir la presión neta reportada del Minifrac como se ilustra en la figura 22 con una presión neta de 693 psi, el tiempo de cierre del Minifrac de los reportes es de 12 minutos, la forma de confirmar este tiempo de cierre es observar el momento en que se detiene el bombeo de los 12 minutos y el momento donde la fractura se cierra justo en 24 minutos, al realizar la diferencia de estos dos tiempos tengo como resultado el tiempo de cierre de fractura reportado en él Minifrac de 12 minutos. Para este ajuste de presiones se debe disminuir un poco más la incertidumbre en los valores de permeabilidad para poder lograr un ajuste en cada una de estas curvas.

Figura 23

Ajuste de presiones neta (Pozo C)



Nota. Modelamiento de las presiones neta con respecto al tiempo para el pozo C.

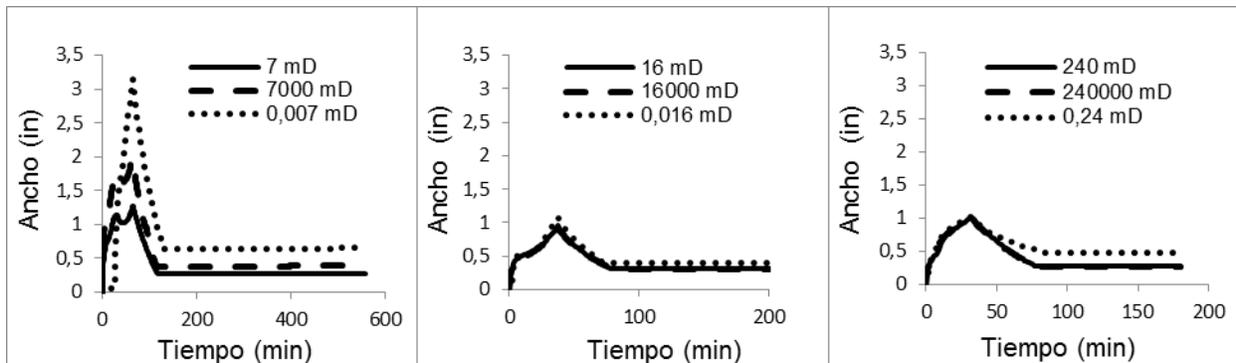
En la figura 23 se inicia aproximadamente a los 2 minutos, momento donde se inicia el bombeo y transcurre otros 6 minutos en el que ocurre el ajuste de fricciones que me está generando una presión neta en la que se busca que coincidan los puntos de la observada. A los 7 minutos es el momento exacto donde se detiene el bombeo o se para la bomba, en ese punto coincide con el valor reportado de presión neta reportado en el Minifrac de 731 psi. Posterior inicia la declinación de presiones neta, etapa que se describe el ajuste del Leakoff y la permeabilidad de la formación, etapa que termina en los 11 minutos, lo cual es el momento en el que la fractura se cierra. Se realiza el mismo procedimiento realizado en la figura 21 y figura 22 para verificar el tiempo de cierre del Minifrac, realizando la resta del momento del cierre del bombeo y cierre de fractura la cual da como resultado de 4 minutos. Se tiene cierta incertidumbre en los valores de permeabilidad por lo que se deben calibrar para conseguir un buen ajuste de presiones en estas dos curvas.

3.3 Análisis en zona de interés

En esta sección se presentan los resultados de geometría de los casos 0,1 y 2 definidos en la figura 12.

Figura 24

Ancho vs tiempo en zona de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento del ancho de fractura en función del tiempo a diferentes permeabilidades en zona de interés.

En la figura 24 se observa el crecimiento del ancho de fractura en función del tiempo. Es posible identificar tres variaciones en las magnitudes del ancho a lo largo del tiempo. Un primer periodo ocurre desde el tiempo cero y ancho cero, hasta un primer pico, en donde el ancho alcanza un valor máximo. Durante este tiempo se está inyectando a tasa constante el fluido diseñado en las operaciones de Minifrac. Posteriormente, el ancho decrece una vez se han cerrado las bombas de inyección, y la fractura que en su momento empezó a abrirse, ahora empieza a cerrarse debido al cierre de bombas. Finalmente, existe un tercer momento a partir del cual el ancho de fractura se estabiliza.

De manera general, se observa que en los tres pozos el mayor ancho obtenido ocurre en el escenario de baja permeabilidad. Una de las posibles explicaciones tiene que ver con el volumen de fluido que se pierde hacia la formación. Por tratarse de una zona de baja permeabilidad el fluido de fractura tenderá a permanecer más tiempo dentro de la fractura, y no a filtrarse hacia la formación, generando un ancho de mayor en los tres pozos.

Como se menciona anteriormente, el ancho estabilizado de fractura corresponde al máximo ancho posible de cierre. Este ancho se alcanza aproximadamente entre los 90-

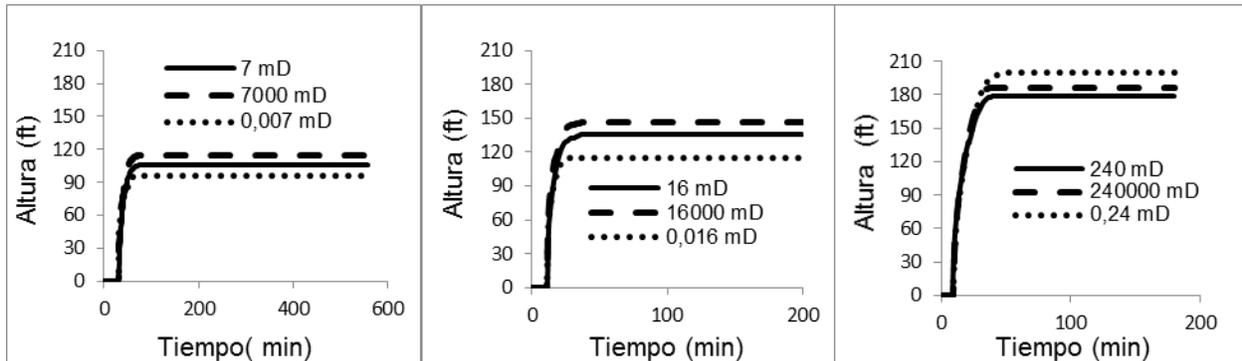
100 min en los tres pozos. Al igual que en el caso de máximo ancho, el mayor ancho estabilizado se logra en el escenario de menor permeabilidad para los tres pozos. Cabe anotar que a diferencia del Pozo A, para los pozos B y C la diferencia en ancho para los diferentes escenarios de permeabilidad es mínima (aproximadamente 0,2 in entre los escenarios estudiados).

Otro de los factores que pueden analizarse para dar explicación a las diferentes geometrías tiene que ver con la profundidad de las zonas de interés. A diferencia de los pozos B y C, en donde las zonas de interés son más someras (2.391 ft y 3.112 ft respectivamente), el pozo A se encuentra a una profundidad cercana a los 10.647 ft. En este caso, la profundidad está directamente relacionada con el esfuerzo horizontal mínimo. A mayor profundidad, mayor es el esfuerzo horizontal mínimo necesario para fracturar. En el pozo A se requiere un esfuerzo mayor a 10.665 psi, para alcanzar un ancho estabilizado promedio de 0,64 in promedio. Por el contrario, en los pozos B y C el esfuerzo necesario es menor a 2.392 psi y 3.116 psi respectivamente, y las respectivas magnitudes de ancho son de aproximadamente 0,4 in y 0,6 in.

Finalmente, un análisis de las propiedades elásticas de las zonas de interés nos indica que el pozo A tiene una razón de Poisson de 0,21, a diferencia del pozo B y C donde son mayores de 0,34 y 0,24, respectivamente. A nivel general, en fracturamiento se obtiene que a menor razón de Poisson mayor ancho de fractura. En nuestro análisis, si la resistencia al momento de fracturar la roca es menor, se favorece el ancho.

Figura 25

Altura vs tiempo en zona de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento de la altura de la fractura en función del tiempo a diferentes permeabilidades en zona de interés.

En la figura 25 se observa la altura en función del tiempo, presenta un comportamiento distinto con respecto al ancho de fractura, es decir el comportamiento asciende hasta llegar a un punto máximo, momento de cierre de bombas y posterior tiene un comportamiento estabilizado hasta el tiempo de cierre.

Por otra parte, otro factor que incide en el crecimiento de la altura de la fractura es el valor de la razón de Poisson de la formación superior sobre la permeabilidad.

El comportamiento del pozo A se obtiene una altura de 100 ft en promedio al utilizar permeabilidades bajas y altas. Por otro lado, la propiedad que predomina es la razón de Poisson en la zona superior; en la zona de interés del pozo se tiene una razón de Poisson de 0,21, a diferencia de la superior de 0,28. Lo que impide que la fractura crezca en altura.

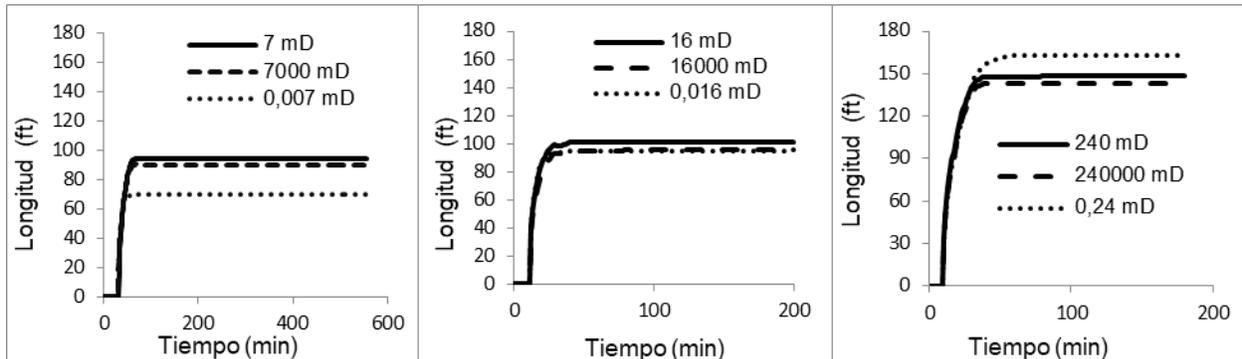
El pozo B se tiene que la razón de Poisson de la zona de interés es de 0,34 con respecto a la superior de 0,37, limitando el crecimiento en altura. El valor de razón de Poisson de 0,37 es un valor bastante elevado en fracturamiento hidráulico.

En la zona de interés del Pozo C, hay una razón de Poisson de 0,24 mayor, con respecto a la formación superior de 0,22, es decir, que la razón de Poisson en la formación superior es menor lo que permite tener un crecimiento en altura de fractura.

Es decir, una posible hipótesis es que a menor Razón de Poisson en la formación superior se obtiene una mayor altura de fractura al encontrarse menor resistencia hacia el crecimiento de esta dimensión de fractura, en escenarios de baja permeabilidad.

Figura 26

Longitud vs tiempo en zona de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento de la longitud de fractura en función del tiempo a diferentes permeabilidades en zona de interés.

En la figura 26 se observa el crecimiento de la longitud de fractura en función del tiempo. El comportamiento de la longitud en función del tiempo al igual que la altura se presenta de manera diferente al ancho de fractura; es decir, inicialmente, tanto el ancho como la longitud ascienden hasta llegar a un punto máximo, momento de cierre de bombas, sin embargo, posteriormente la longitud no decrece, sino que presenta un comportamiento estabilizado hasta el tiempo de cierre.

Una posible hipótesis para el comportamiento de la longitud de fractura en función del tiempo para zona de interés en el pozo A, es que al tener bajo Razón de Poisson se observa el cambio en la permeabilidad con respecto a la longitud de fractura. La permeabilidad de 0,007 mD es una permeabilidad ultra baja donde se obtiene una longitud de fractura de 70 ft en promedio, en la cual la longitud de fractura se va a comportar de esta manera. En escenario con permeabilidades de 7 mD a 7000 mD la longitud de fractura tiene otro comportamiento con longitud de fractura de 90 ft.

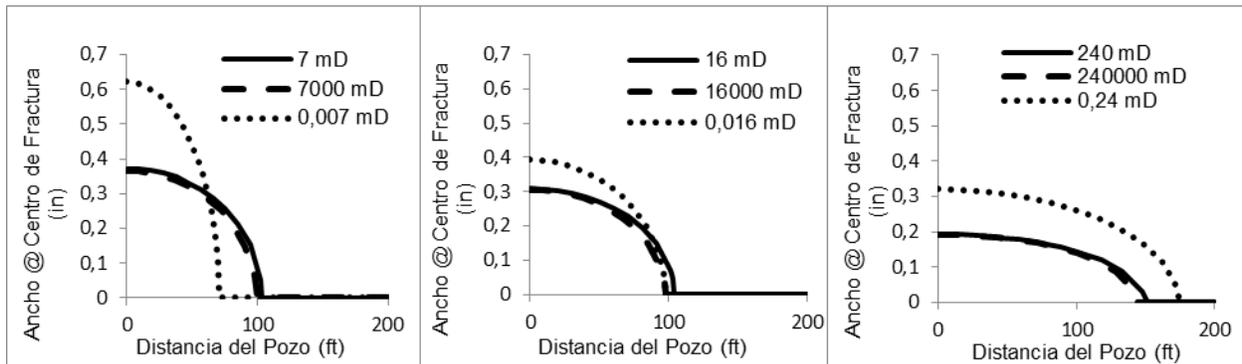
El pozo B predomina el efecto de la Razón de Poisson de 0,34 sobre la permeabilidad por lo que al utilizar diferentes permeabilidades de 16.000 mD y 0,016 mD con respecto a la permeabilidad inicial de 16 mD no genera cambio en la longitud de fractura obteniendo una longitud de fractura promedio de 90 ft.

El pozo C se obtiene un comportamiento diferente con respecto a los otros pozos en escenario de permeabilidad baja como lo es de 0,24 mD. Una posible explicación a este comportamiento es que al obtener baja permeabilidad debido a la fricción entre la

roca y la inyección del fluido de fractura permita romper con mayor facilidad a baja permeabilidad, obteniendo una mayor longitud de fractura de 170 ft en promedio.

Figura 27

Ancho vs distancia del pozo en zonas de interés (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento del ancho de fractura por distancia desde el pozo en el centro de fractura de 10.652 ft, 2.410 ft y 3.114 ft de los pozos A,B y C respectivamente, utilizando diferentes permeabilidades en zona de interés.

La figura 27 muestra un perfil del ancho de fractura en función de la distancia del pozo en el punto (0,0) se encuentra el pozo. En el momento en que la distancia del pozo es de 0 ft corresponde la abertura de fractura resultante y a medida que la fractura se comienza a propagar en la formación se describe el comportamiento del ancho de fractura en función de la distancia del pozo, hasta llegar al punto que presenta 0 pulgadas de ancho de fractura, representando que no hay fractura.

El ancho a centro de fractura presenta una abertura de fractura resultante mayor en escenarios de baja permeabilidad, debido a que la tasa con la que se pierde al fluido es menor en los pozos A,B y C.

La fractura en el pozo A con un permeabilidad ultrabaja de 0,007 mD abre con un ancho de 0,61 in. A medida que la fractura se extiende mas, termina a una distancia del pozo baja de 80 ft, es que la fractura al tener un ancho a centro de fractura inicial tan elevado limita la distancia que termina el pozo.

El pozo B tiene un ancho de fractura inicial de 0,4 in y termina a una distancia del pozo de 90 ft, ocurriendo un comportamiento similar al pozo A, es decir al iniciar con un ancho alto es limita donde termina la distancia del pozo.

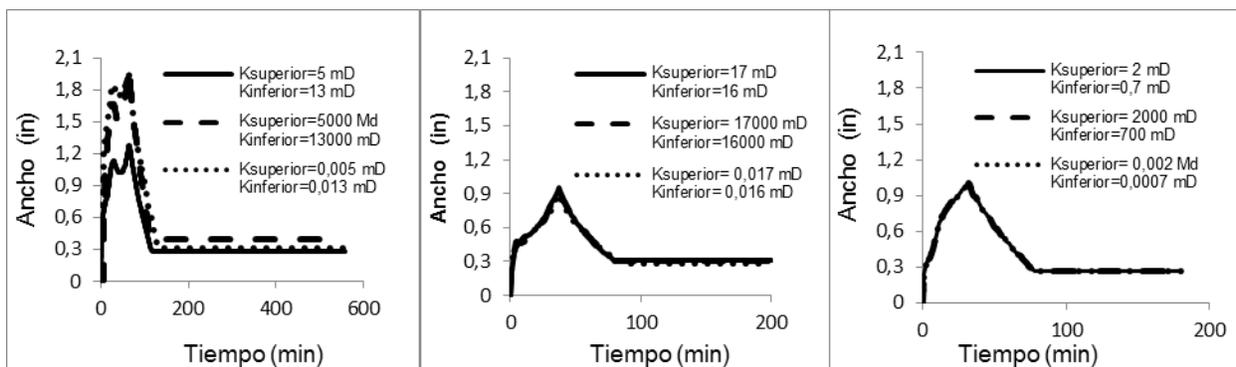
El pozo C se observa que la fractura abre con un ancho de fractura de 0,31 in, pero presenta un comportamiento diferente debido a que termina a una distancia mayor del pozo de 190 ft aproximadamente, una de las razones es por su bajo gradiente de esfuerzo de 0,604 psi/ft al momento de fracturar que permite terminar la fractura a una distancia mayor del pozo.

3.4 Análisis en zonas aledañas

En esta sección se presentan los resultados de geometría de los casos 0,3 y 4 definidos en la figura 12.

Figura 28

Ancho vs tiempo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento del ancho de fractura en función del tiempo a diferentes permeabilidades en zonas aledañas.

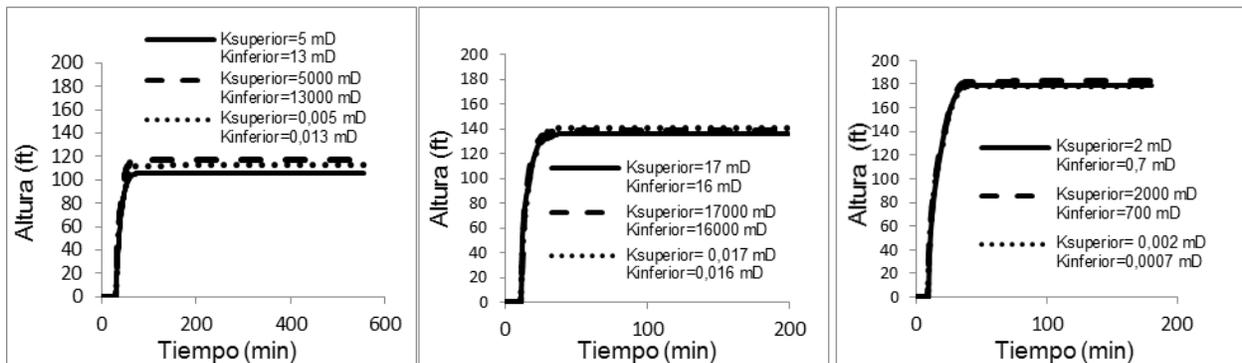
La figura 28 muestra el desarrollo del ancho de fractura en función del tiempo. Se identifican claramente tres fases de evolución a lo largo del tiempo. La primera fase va desde el tiempo cero y ancho cero hasta el pico máximo, en donde el ancho de fractura alcanza su mayor valor. Luego de esta primera fase, al cierre de las bombas de inyección, el ancho se reduce y la fractura ahora empieza a cerrarse con ocasión del cierre de bombas. Por último, se presenta una tercera fase o momento a partir de la cual ocurre la estabilización del ancho de fractura.

En cuanto al efecto de la permeabilidad en la figura 28, podemos decir que al utilizar diferentes permeabilidades en las zonas aledañas con respecto a la zona de interés para los pozos B y C no son significativos los cambios en los resultados con respecto al ancho de fractura debido a que presentan esfuerzos similares en las formaciones

aledañas. Para soportar esta teoría, se tomaron 4 formaciones por arriba y 4 formaciones por debajo; en el pozo B se presenta que las formaciones superiores están en el rango de esfuerzos de 1440-1405 psi aproximado, en un espesor de 31 ft, se tienen rangos de espesor de 22 ft en un rango de 1497-1457 psi. Para el pozo C, se encuentra que las formaciones de arriba están en un rango de 2705-2450 psi con un espesor de 35 ft y en las formaciones inferiores se tienen rangos de 2807-2140 psi en un espesor de 22 ft. En el pozo A posee los esfuerzos de las formaciones de arriba y abajo varían bastante con respecto a la formación de arriba presentan rangos de 11.713-10.409 psi en un rango de espesor de 49 ft, en las formaciones de arriba en un rango de 12.203-10.584 psi en un rango de espesor de 47 ft. Con base en este comportamiento en el pozo A se presentan variaciones debido a que no hay esfuerzos similares en zonas aledañas por lo que se obtiene un ancho de fractura estabilizado superior de 0,33 in al alternar la permeabilidad en escenarios de baja y alta permeabilidad.

Figura 29

Altura vs tiempo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento de la altura apuntalada en función del tiempo a diferentes permeabilidades en zonas aledañas.

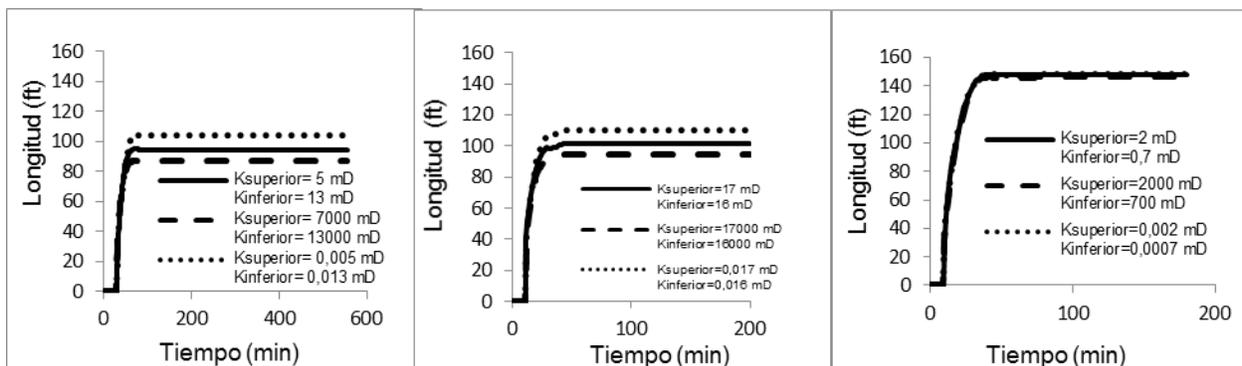
Esta figura representa el comportamiento de la altura de fractura en función del tiempo. La figura demuestra que hay una evolución diferente entre la altura de fractura y su respectivo ancho; en otras palabras, para esta variable no hay un pico antes de llegar a la estabilización, el valor de la variable asciende hasta llegar a un punto que es el

máximo de la altura, el cual coincide con el momento de cierre de bombas y luego, denota un comportamiento estabilizado hasta el tiempo de cierre.

En la figura 29, al alternar la permeabilidad, se observa una tendencia muy marcada en los pozos B y C; se obtienen alturas de 100 ft y 130 ft donde no se observa cambio alguno al alternar la permeabilidad debido a que, como en la figura anterior, está más relacionado con el bajo contraste de esfuerzos. En el pozo A en cambio, al alternar la permeabilidad se obtiene un aumento bajo en el crecimiento de altura en unos 5 ft aproximadamente, debido al contraste de esfuerzos presentado porque posee más profundidad y tiene también mayor contraste de esfuerzos en las zonas aledañas. Se observa a manera de hipótesis que las permeabilidades de las zonas aledañas en la altura de fractura no predominan en esta dimensión de fractura, a diferencia del contraste de esfuerzos permiten tener un crecimiento de pocos pies en esta dimensión.

Figura 30

Longitud vs tiempo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



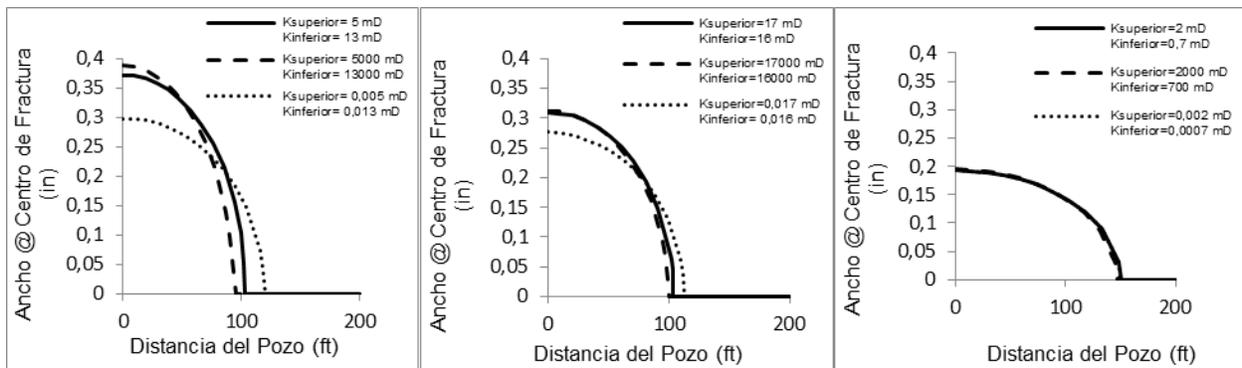
Nota. Comportamiento de la longitud apuntalada en función del tiempo a diferentes permeabilidades en zonas aledañas.

La figura 30 permite examinar la evolución de la longitud de fractura en función del tiempo. Los cambios en la variable longitud apuntalada en función del tiempo se evidencian de otro modo, al compararlos con los del ancho de fractura. En primera instancia, las dos variables, ancho y longitud, se incrementan hasta alcanzar su máximo, momento de cierre de bombas; no obstante, a continuación, la longitud pasa a su estabilización hasta el tiempo de cierre. Debe tenerse en cuenta que estas variables se analizan en conjunto al momento de toma de decisiones.

En la figura 30, al utilizar una permeabilidad baja, se obtiene que la longitud de fractura crece en los pozos A y B de 0 a 101 ft y 110 ft, respectivamente; una explicación probable podría ser que la fractura al alternar la permeabilidad limita su crecimiento en las otras dimensiones de altura y ancho de fractura, ganando una mayor longitud. En el pozo C, debido al comportamiento presentado en las figuras 28-29, se tiene esfuerzos muy similares en las zonas aledañas por lo que no se genera cambio en la longitud de fractura de 143 ft en promedio.

Figura 31

Ancho vs distancia del pozo en zonas aledañas (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento del ancho de fractura por distancia desde el pozo en el centro de fractura de 10.652 ft, 2410 ft y 3114 ft de los pozos A,B y C respectivamente, utilizando diferentes permeabilidades en zona aledañas.

La figura 31 exhibe la apariencia del ancho de fractura en función de la distancia del pozo, el cual se encuentra en el punto (0,0). El momento en que la distancia al pozo es de 0 ft corresponde a la abertura de fractura resultante; en la medida en que la propagación de la fractura inicia a través de la formación es que se describe el comportamiento del ancho de fractura en función de la distancia del pozo hasta llegar al punto que presenta 0 pulgadas de ancho de fractura, lo que significa que, a esta distancia, ya no hay fractura.

El ancho de centro de fractura en la figura 31 presenta una abertura de fractura resultante en escenarios de baja permeabilidad en el pozo A y B de 0,3 in y 0,27 in respectivamente y termina a una distancia del pozo mayor de 110 ft en promedio para ambos pozos. A medida que la fractura se propaga, la fractura termina a una distancia mayor del pozo en los pozos A y B, de 102 ft y 105 ft, respectivamente. En el pozo C no

existe un cambio significativo en el ancho debido a su contraste de esfuerzos que no varía en las zonas aledañas.

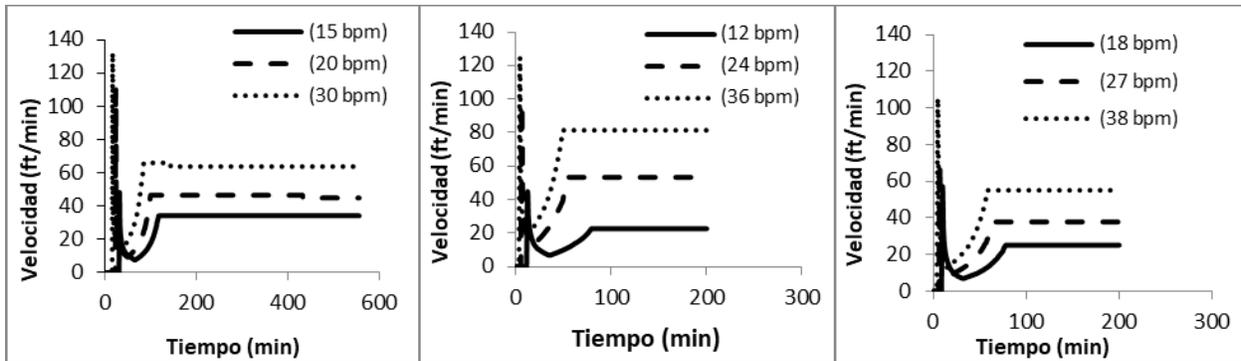
3.5 Caracterización de la velocidad de propagación a partir de caudales.

En esta sección se realiza un análisis de la velocidad de propagación de fractura en medios poroelásticos.

Las Figuras 31 a 33, describen un perfil de velocidad en función del tiempo, para los escenarios propuestos en la tabla 5.

Figura 31

Velocidad vs tiempo en el caso 0 (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento de la velocidad de propagación en función del tiempo alternando tasas de inyección.

La figura 31 representa un perfil de velocidad para permeabilidades iniciales. En los pozos A, B y C se inicia con un caudal constante a una velocidad inicial alta permitiendo romper la roca hasta llegar a un momento instantáneo de máxima velocidad de propagación. Posterior a ese momento instantáneo ocurre el evento en que se comienza a cerrar la fractura con un descenso hasta volver a tener una pendiente positiva y llegar a un valor estable o constante representando el momento en que la fractura se cierra, manteniéndose constante la velocidad de propagación durante el tiempo de cierre.

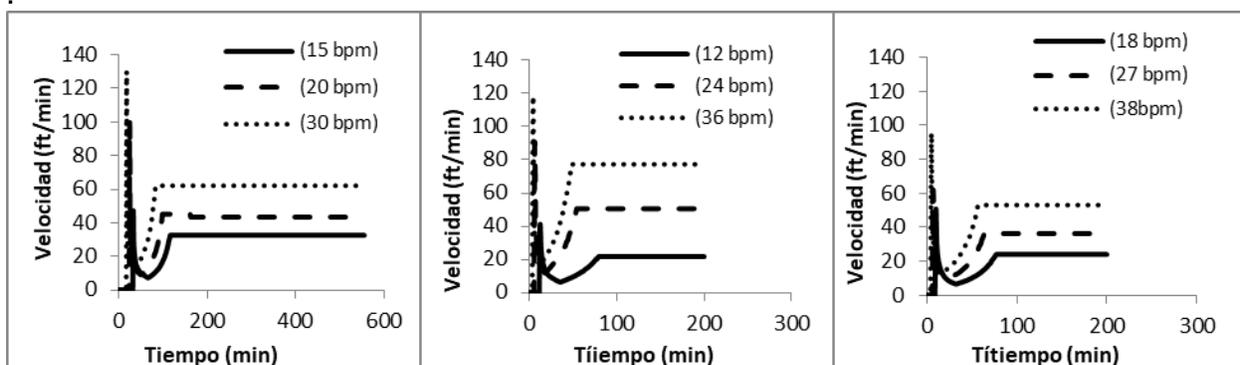
A mayor caudal se obtienen velocidades instantáneas de propagación mayores con valores de 131 ft/min, 125 ft/min y 104 ft/min, en los pozos A, B y C, respectivamente; de igual forma, al tener mayor caudal las velocidades de propagación estabilizadas al

cierre de fractura son mayores también, con valores en los pozos A de 103 ft/min, en el B de 81 ft/min y en el pozo C de 55 ft/min.

Una hipótesis probable está relacionada con el módulo de Young, que es una medida de la roca como tal; se podría decir que a mayor valor del módulo de Young se presenta mayor resistencia de la roca lo que conlleva a una mayor velocidad de propagación de fractura, ya sea instantánea o estabilizada. El pozo A es el que tiene mayor valor del módulo Young, esto es $4,52E+06$ psi, considerándose alto; el pozo B cuenta con un valor del módulo de Young de $2,54E+06$ psi y el pozo C de $3,70E+06$ psi, sobre el promedio; lo anterior significa que al requerirse mayor esfuerzo al momento de fracturar, la velocidad de propagación deberá ser mayor para propagarse en la roca.

Figura 32

Velocidad vs tiempo en el caso 1 (Pozo A, Pozo B y Pozo C)

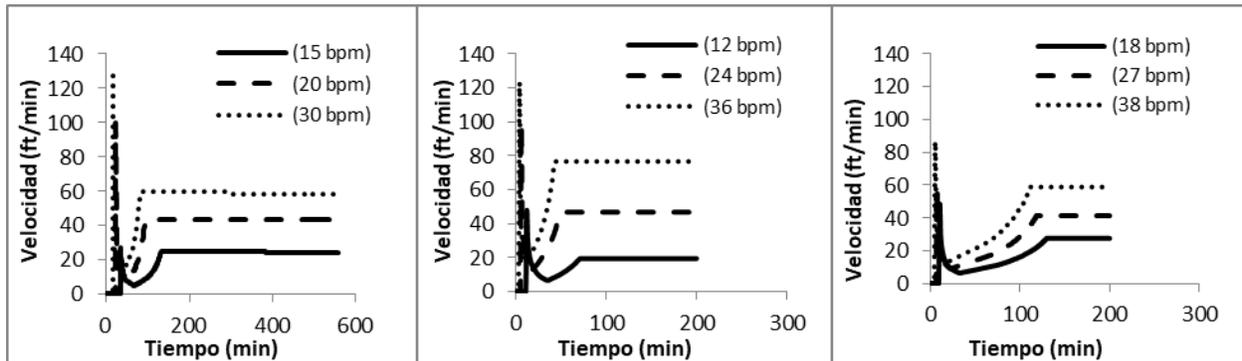


Nota. Comportamiento de la velocidad de propagación en función del tiempo alternando tasas de inyección.

La figura 32 exhibe el perfil de velocidad en escenarios de alta permeabilidad donde se obtiene la velocidad instantánea de propagación máxima, a mayor caudal para los pozos A, B y C, con valores de 129 ft/min, 117 ft/min y 95 ft/min; por otro lado, se obtienen velocidades de propagación estabilizadas de 77 ft/min, 70 ft/min y 55 ft/min en los pozos A, B y C, respectivamente. En este escenario de alta permeabilidad para los pozos A, B y C disminuyó las velocidades de propagación instantánea y estabilizadas con respecto a las permeabilidades iniciales debido a que a mayor permeabilidad se genera alta transmisión de flujo, limitando la velocidad de propagación instantánea y estabilizada en los pozos A, B y C.

Figura 33

Velocidad vs tiempo en el caso 2 (Pozo A, Pozo B y Pozo C)



Nota. Comportamiento de la velocidad de propagación en función del tiempo alternando tasas de inyección.

En la figura 33 se puede visualizar el perfil de velocidad en un escenario de baja permeabilidad, a mayor caudal se observan velocidades instantáneas de propagación para los pozos A, B y C de 127 ft/min, 122 ft/min y 85 ft/min, respectivamente. Además, se obtienen velocidades de propagación estabilizadas de 60 ft/min, 76 ft/min y 56 ft/min para cada uno de estos pozos. Por lo anterior, una posible presunción es que en escenarios de baja permeabilidad no permiten tener un avance de propagación a través de la fractura debido a su baja capacidad de transmisión de flujo, lo que obstaculiza tener dicha rapidez de propagación.

4. CONCLUSIONES

En el pozo A según la Función G se requiere un mayor esfuerzo para fracturar la formación de interés por su alta de presión de fractura de 14.070 psi con respecto a los pozos B y C con presiones de fractura inferiores de 2.109 psi y 2.613 psi; esto se debe a la complejidad de las propiedades geomecánicas y poroelásticas del pozo A.

En el pozo A según la Función G requiere de una mayor presión neta para propagar la fractura y mantenerla abierta de 3.735 psi menor que la presión neta obtenida de los pozos B y C de 693 psi y 731 psi respectivamente, debido a la complejidad de las propiedades geomecánicas del pozo A.

Se concluye en términos generales según los análisis de resultados de la información de campo de los pozos se obtienen fracturas mayores al ancho al cierre de la fractura en promedio de 0,6 in cuando la formación es de baja permeabilidad en un rango de 0,001 mD-10 mD, porque el fluido de fractura permanece más dentro de la fractura, presentando una menor pérdida de fluido.

En términos generales, en los pozos A, B y C se tiene la tendencia de que al tener un bajo razón de Poisson de 0,19 aproximadamente se obtienen anchos de fractura mayores a 0,6 in, debido a que esta es una propiedad mecánica que describe qué tanto se puede deformar una roca presentando menor resistencia al momento de ser fracturada.

El pozo A, sí se generan cambios en la geometría de fractura al alternar las permeabilidades en zonas aledañas con muy baja permeabilidad de 0,001-0,01 mD a permeabilidades altas en un rango de 500-15.000 mD obteniendo comportamientos similares en estos rangos de permeabilidades con comportamiento de geometría de fractura similar, sin embargo predomina que es una formación más profunda de 10.700 ft aproximadamente y presenta mayor contraste de esfuerzos en un rango de 10.400-12.200 psi en las mencionadas formaciones aledañas.

Cuando se utilizan diferentes permeabilidades de muy bajas de 0,001 mD a permeabilidades superiores a 15.000 mD en las zonas aledañas la geometría de fractura se mantiene o cambia en función de la profundidad de la formación y del contraste de esfuerzos en ella. Es así como en el pozo B y C, debido a que presentan esfuerzos similares de entre los 2.140-2.800 psi para el pozo A y 1.405-1.450 psi para el pozo B y profundidades similares en promedio de 2800 ft no se presentan cambios en el ancho de fractura en promedio de 0,30 in , ni en la altura de fractura en promedio de 130 ft ; de igual forma, en el pozo C se mantiene sin cambios en el ancho de 0,29 in en promedio y de altura de 180 ft; sin embargo, en el pozo B se presenta un crecimiento en la longitud de fractura al alternar en la formación superior de 0,017 mD y en la inferior de 0,016 mD, en promedio de 116 ft.

Se observa a nivel general, en los pozos A, B y C, que a caudales por encima de los 30 bpm se obtienen mayores velocidades de propagación instantáneas en promedio de 120 ft/min y velocidades de propagación estabilizadas en promedio de 80 ft/min debido a que están directamente relacionadas.

En los pozos A, B y C a nivel general, la velocidad de propagación, en escenarios de muy alta permeabilidad en un rango de 7.000-240.000 mD disminuye debido a que la roca presenta una alta transmisión de flujo y propagación a través de la fractura.

Se concluye a nivel general, que la velocidad de propagación instantánea y estabilizada es menor en escenario de muy baja permeabilidad en un rango de 0,001-0,25 mD en los pozos A, B y C debido a que la velocidad de propagación disminuye el avance de propagación de fractura por su baja capacidad de transmisión de flujo.

La velocidad de propagación de fractura fluye de manera más rápida a través de rocas donde presenta permeabilidad de tipo moderada en un rango de 4-240 mD como lo son las permeabilidades iniciales o base de los pozos A, B y C.

Se puede concluir entonces que existe una tendencia que relaciona el módulo de Young con la velocidad de propagación así: a mayor valor del módulo de Young por encima de $4E+06$ psi, mayor es la velocidad de propagación; se analiza que al presentarse mayor resistencia de la roca se realiza más esfuerzo, lo que ocasiona que la velocidad se propague más rápido a través de la roca.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Documento elaborado por el equipo multidisciplinario de la gerencia de ingeniería y tecnología de la UPMP. "Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos". Pemex Exploración y Producción. 2008; 40 pgs. [En línea]. Disponible: <https://es.slideshare.net/nelsonmaytagomez/fracturamiento-hidraulico-pemex>.
- [2] Hossein Kazemi, Ilkay Uzun, Omar T. AlHashmi, Ozan Uzun. Mini Fracs Can Provide Reliable Formation Permeability in Unconventional Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers (SPE International). SPE-201494-MS, p.p 1-17. 21 de octubre de 2020.
- [3] Acipet U. América. Curso: "Modelaje de permeabilidad y predicción de propiedades de flujo de Yacimientos de Hidrocarburos". Bogotá, noviembre de 2020.
- [4] Andrés Pinzón H., Danna Lasso, Laura Sierra, Manuela Vergel. Generalidades del fracturamiento hidráulico. Artículo Universidad Industrial de Santander UIS. See discussions, stats, and author profiles for this publication; p.p. 1-12. Marzo 2020 [En línea]. Disponible: <https://www.researchgate.net/publication/350157538>
- [5] Schlumberger. Oilfield Glossary. 2021. [En línea]. Disponible: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/h/hydraulic_fracturing
- [6] Richard Noles Hoeksema. Elementos de fracturamiento hidráulico. Oilfield Review. Schlumberger. Volumen 25, No 2, p.p. 57-58. 2013.
- [7] J. Robles. Curso Fractura. Introducción Teórica. San Antonio Internacional. pgs 231. Abril 2008.
- [8] Recep Bakar. Modeling and analysis of diagnostic fracture injection tests (dfits). Tesis de grado Master Petroleum Engineering. Faculty and the Board of Trustees of the Colorado School of Mines. P.p 1-65. 2015.

- [9] Dickson Lee, Vivian Yuen-Lee. Mini-Frac Analysis Report. Big Guns Engineering Services. Agosto de 2013.
- [10] R.D. Barree. Pre-frac Injection Test. Barree & Associates. pgs 76. 2009.
- [11] Fran Sikonja. Tight Gas Reservoir Production - Evaluation of Hydraulic Fracturing Enhancement. Montain Universitat Leoben. Noviembre de 2019.
- [12] Fracpro. Fracture Modelling. Enhanced completion design. Carbo Ceramics. Houston, Texas, USA. 2021.
- [13] Manual Fracpro Fracture Modeling. Carbo Ceramics. Houston, Texas, USA. Junio 2019.
- [14] Recep Bakar. Modeling and analysis of diagnostic fracture injection tests (dfits). Tesis de grado Master Petroleum Engineering. Faculty and the Board of Trustees of the Colorado School of Mines. P.p 1-65. 2015.
- [15] L. Palencia Barona, M. Chavarro Hernández, R. Vargas Cuervo. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. Revista Ingeniería y Región. P.p 89-98. 2013.
- [16] Documento realizado por la Gerencia de Ingeniería UPME (Unidad de Planeación Minero-Energético) Ministerio de Minas y Energía. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. V4.0, 13 de diciembre de 2018. 12 pgs.
- [17] Jorge Arturo Camargo Puerto. Introducción a la Interpretación de perfiles de pozo abierto. Universidad Surcolombiana, Programa de Ingeniería de Petróleos. Neiva 2015.

- [18] A.M. Raaen, Erling Fjaer, P. Horsrud, R.M. Holt. Typical Values. Petroleum Related Rock Mechanics. 1992.
- [19] Documento de Halliburton. Worlds of Opportunity. Halliburton, Houston, Texas, USA. 45 pgs.
- [20] R. D. Barree, V. L. Barree. Holistic Fracture Diagnostic. Society of Petroleum Engineers (SPE International). SPE 107877, p.p. 1-13. 16 de abril de 2007.
- [21] Documento realizado por la Gerencia de Ingeniería UPMP (Unidad de Planeación Minero-Energético) Ministerio de Minas y Energía. Guía para la predicción de Geopresiones. 12 pgs
- [22] Dave D. Cramer, Hojung Jung, Mark W. McClure, Mukul M. Sharma. The fracture – compliance method for picking closure pressure from diagnostic fracture – injection test. Society of Petroleum Engineers (SPE International). SPE 179725, p.p. 1321 – 1339. 17 de noviembre de 2015.
- [23] Schlumberger. “*Oilfield Glossary*”. [En línea]. Disponible: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/b/bulk_modulus.
- [24] Edgar, Chajid Kairuz H. Jesús Antonio, Manrique B. Principios de interpretación de registro de pozos. Libro Universidad de Caldas, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Primera edición. Marzo de 1998.
- [25] E. Sarris, P. Papanastasiou. Modeling of Hydraulic Fracturing in a Poroelastic Cohesive Formation. International Journal of Geomechanics, ASCE. Abril 2012.
- [26] Manual Estructuración del Trabajo de Grado. Fundación Universidad de América, 2021 [PDF].

GLOSARIO

Compresibilidad: es el cambio de presión por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión en un material dado sobre un intervalo de presión y a una temperatura fija [21].

Eficiencia de fluido: la relación entre el volumen de fluido dentro de la fractura en el cierre y el volumen total de fluido inyectado [22].

Esfuerzo de cierre: el esfuerzo que se aplica a la lechada de propante después de que se ha producido una fractura hidráulica [22].

Esquema de bombeo: proceso mediante el cual se inyecta el fluido y el propante durante un proceso de fracturamiento [13].

Fricción de entrada de fractura: la pérdida por fricción que se produce entre la casing y la fractura ocasionado por la fricción que ejerce el fluido de fracturamiento [22].

Geometría de fractura: describe las 3 dimensiones de largo, ancho y alto de fractura. [1]

Leak off: la pérdida de fluido de una fractura creada hidráulicamente a la matriz del yacimiento [22].

Minifrac: es una prueba de diagnóstico de inyección de fluido realizado sin apuntalante antes de una fractura hidráulica principal en la cual se construye una gráfica de presión y caudales de la operación [22].

Módulo de Young(E): la relación entre el esfuerzo y la deformación de un material que sufre una deformación elástica [23].

Permeabilidad: es la capacidad que tienen las rocas de dejar fluir fluidos a través del medio poroso [24].

Porosidad: es la capacidad que tiene una formación de contener fluidos [24].

Presión de cierre: equivalente al esfuerzo horizontal mínimo principal de la roca en el yacimiento [22].

Presión de cierre instantáneo (ISIP): la presión observada inmediatamente después del cierre después de un fracturamiento hidráulico [22].

Presión de extensión de fractura: la presión más baja a la que se puede bombear fluido a una fractura y mantener su propagación o extensión [22].

Presión de fractura: la presión requerida para iniciar una fractura en un pozo por primera vez [22].

Presión neta: es igual a la presión de un fracturamiento hidráulico del fondo del pozo menos la presión de cierre de la formación [22].

Presión de poro: es la presión natural que ejercen los fluidos en los espacios porosos de las rocas originada por los procesos geológicos de compactación y depositación [21].

Presión de tratamiento de fondo de pozo (BHFP): la presión en el pozo mientras se realiza un tratamiento de fracturamiento hidráulico en el yacimiento adyacente. [22]

Propante: arena que se apunala fractura de tal manera que no se cierre. [1]

Razón de Poisson(ν): se define como la relación entre la deformación lateral y la axial en condiciones de carga axial [19].

Saturación de agua: se define como el porcentaje del volumen poroso ocupado por agua [24].

Tiempo de cierre: el tiempo medido desde el punto de cierre (shut in) necesario para que se cierre una fractura hidráulica creada [22].

Velocidad de propagación: es la magnitud que establece la relación entre el espacio y el tiempo que recorre la fractura al momento de inyectar caudales a través de un medio poroelástico y saturado de hidrocarburos. [25]

ANEXOS

ANEXO 1. RECOMENDACIONES

Caracterizar la fricción de entrada de la fractura hidráulica, que es la fuente de muchos problemas en un fracturamiento, analizando como es la composición de fricción de los disparos y la fricción cerca del pozo.

Identificar pozos con otro tipo de Leakoff tipo **“Pressure dependent Leakoff”** y **“Fracture tip extension”** para estudiar diferentes comportamientos de la permeabilidad de formación.

Predecir el comportamiento de producción de los pozos de tratamiento de fractura hidráulica a partir del perfil de concentración de propante y transporte de propante en un simulador de yacimiento donde se modela el efecto del tratamiento de la productividad del pozo.

Analizar el comportamiento de la permeabilidad y conductividad del propante de tipo arena, resina y cerámico en función del incremento del esfuerzo efectivo durante un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

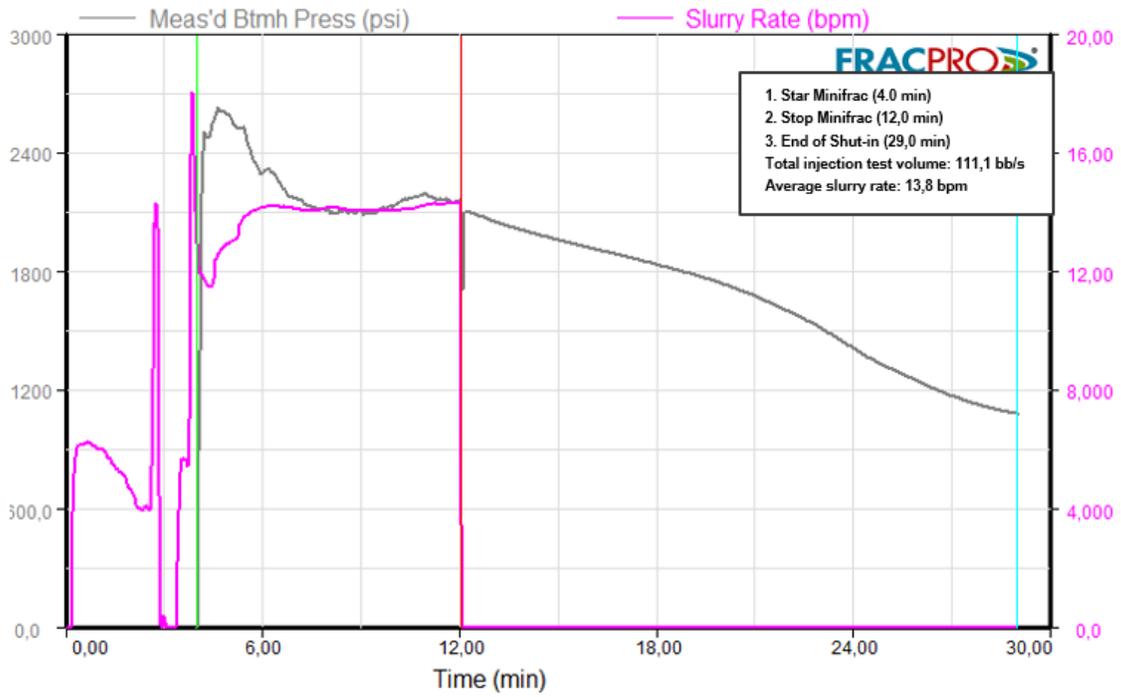
Estimar el coeficiente de Forcheimer para flujo turbulento no Darcy calculado a partir de la permeabilidad de formación utilizando los coeficientes de turbulencia a y b de Cooke.

Realizar una mayor cantidad de análisis de velocidad de propagación para poder ser relacionada directamente a través de un medio poroelástico y saturado de hidrocarburos.

ANEXO 2.
FIGURAS MINIFRAC POZOS B y C.

Figura 34

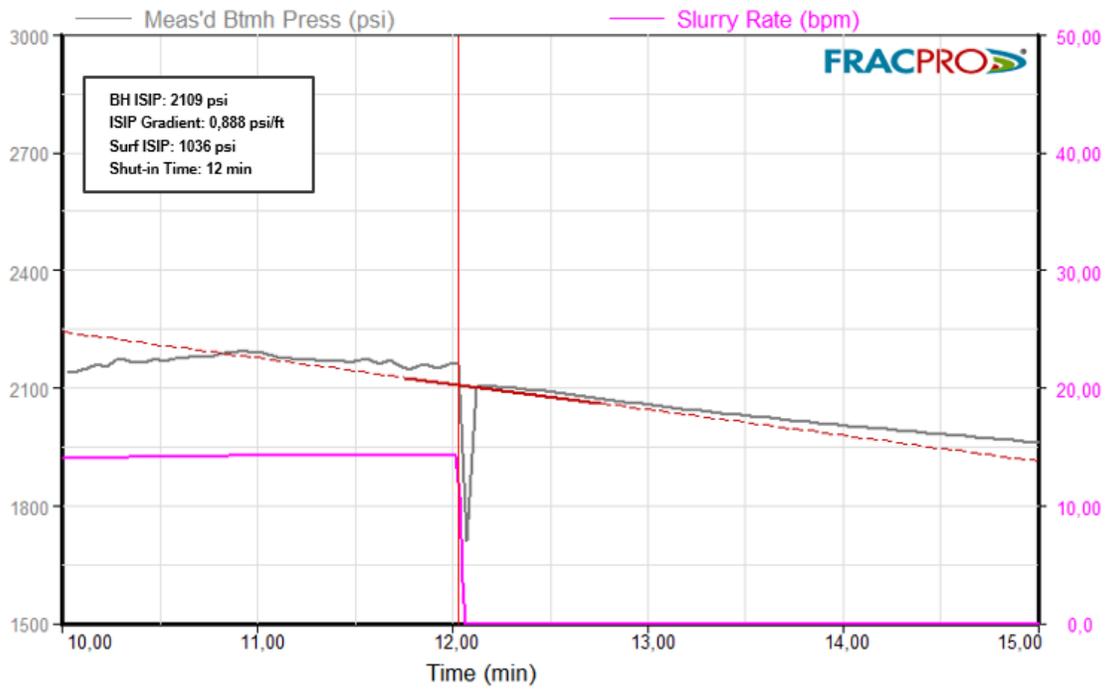
Minifrac Resumen de Inyección (Pozo B)



Nota. Descripción del periodo de inyección de fluido y disminución de presión del pozo B.

Figura 35

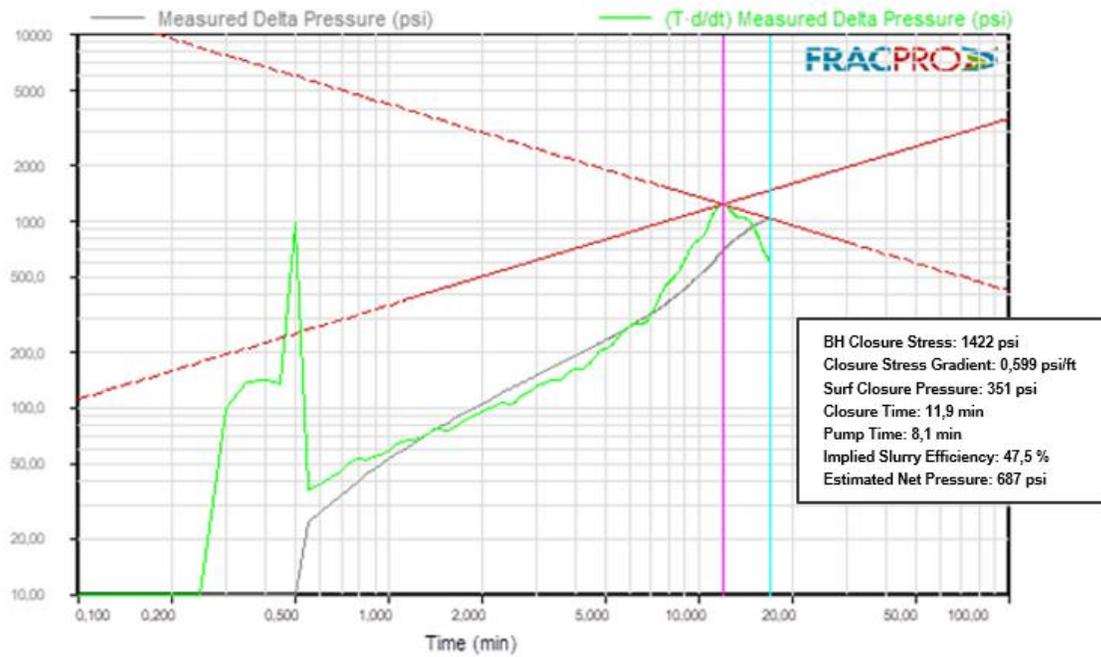
Minifrac-ISIP (Pozo B)



Nota. ISIP, momento en que se cierra la bomba y la presión empieza a declinar (pozo B).

Figura 36

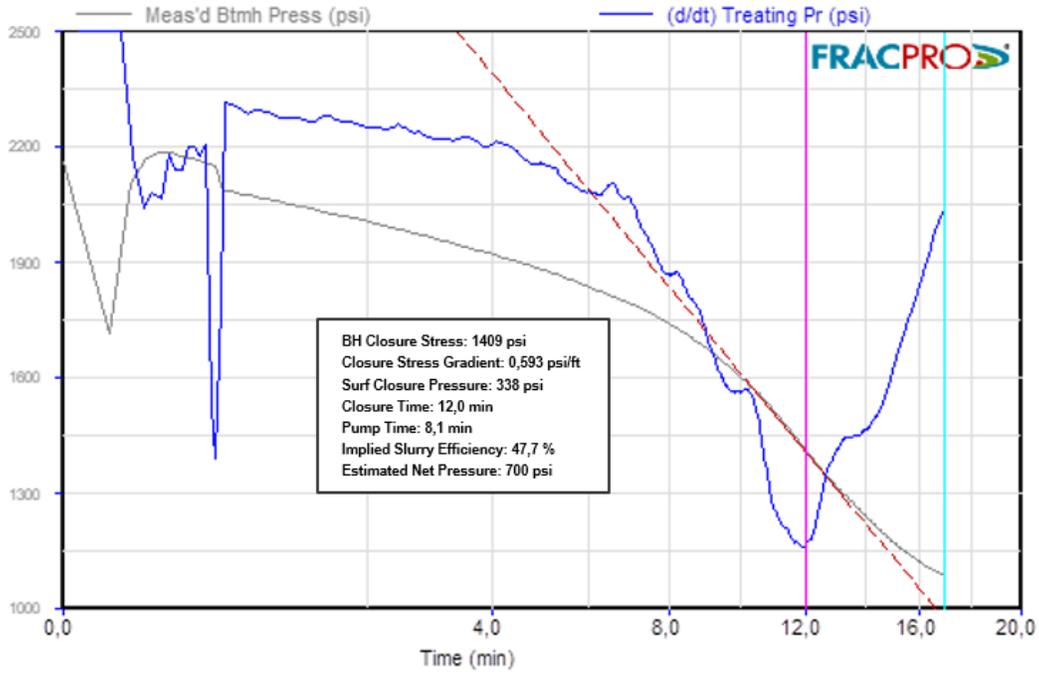
Minifrac-Log-log (Pozo B)



Nota. Representa la presión delta medida y su derivada de presión delta medida ($T \cdot d / dt$) en función del tiempo para el pozo B.

Figura 37

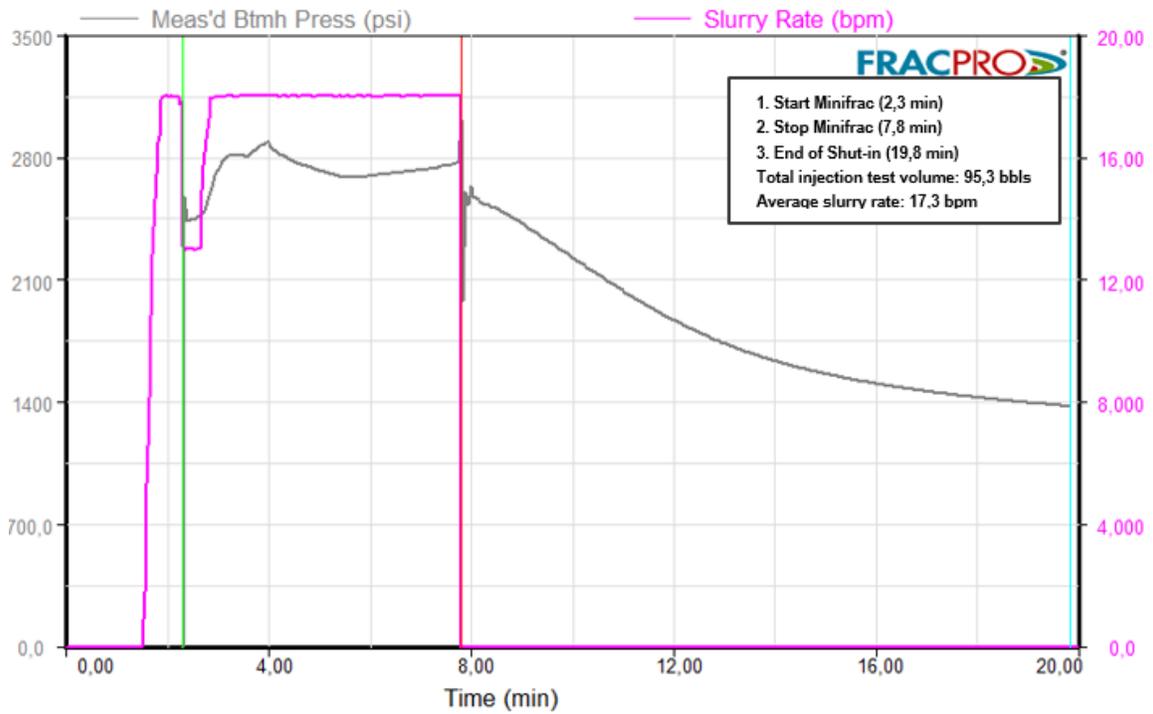
Minifrac-Raíz cuadrada (Pozo B)



Nota. Describe de la disminución de la presión frente a la raíz cuadrada del tiempo de cierre para el pozo B.

Figura 38

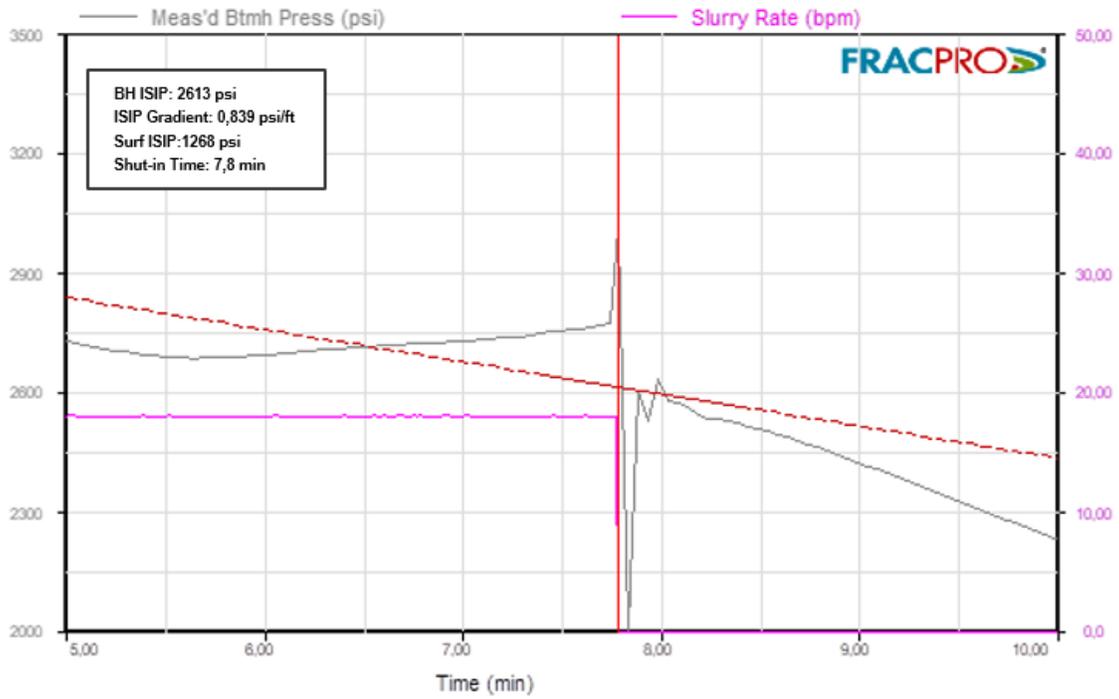
Minifrac-Resumen de inyección (Pozo C)



Nota. Descripción del periodo de inyección de fluido y disminución de presión del pozo C.

Figura 39

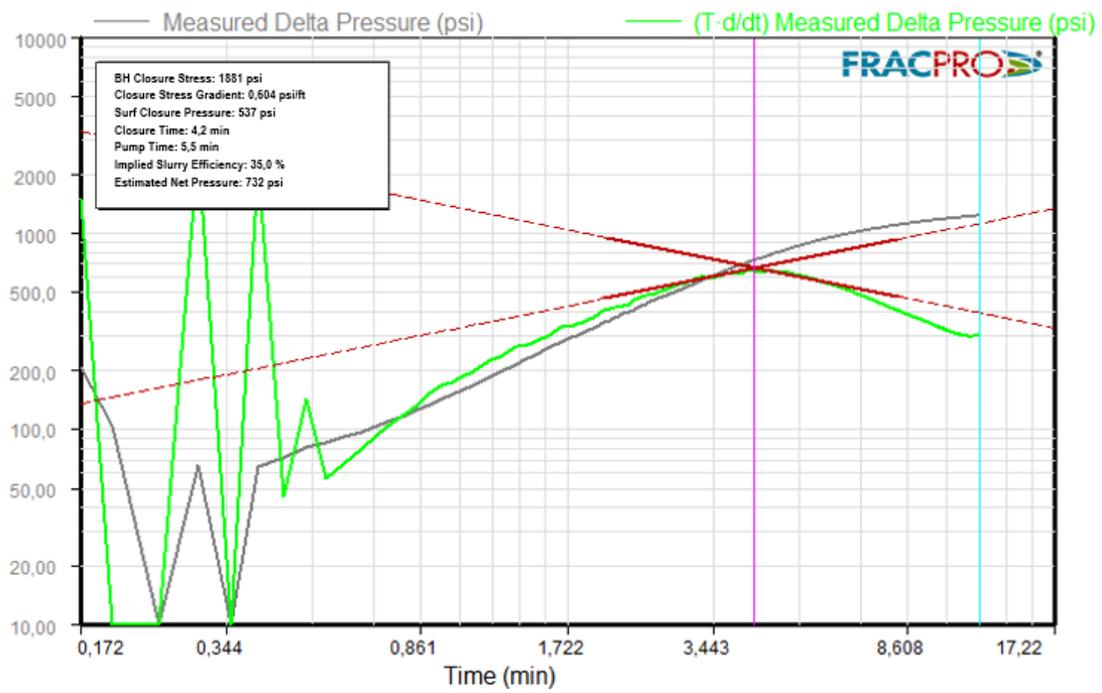
Minifrac-ISIP (Pozo C)



Nota. ISIP, momento en que se cierra la bomba y la presión empieza a declinar (pozo C).

Figura 40

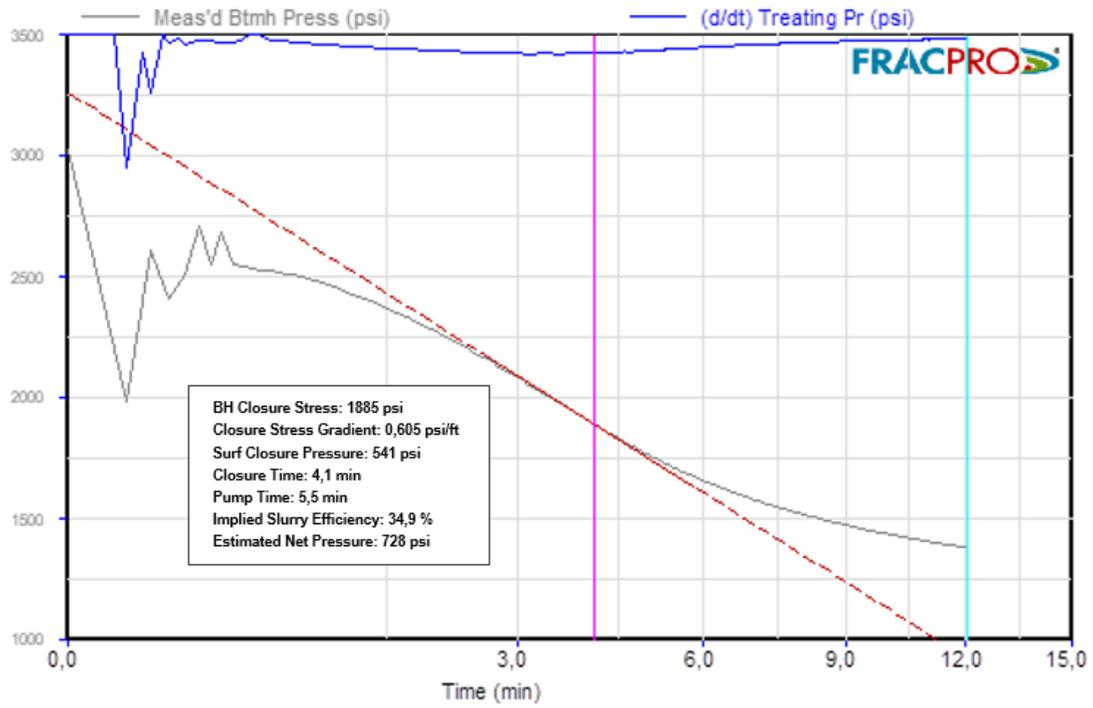
Minifrac- Log-Log (Pozo C)



Nota. Representa la presión delta medida y su derivada de presión delta medida ((T • d / dt) en función del tiempo para el pozo C.

Figura 41

Minifrac- Raíz cuadrada (Pozo C)



Nota Describe de la disminución de la presión frente a la raíz cuadrada del tiempo de cierre para el pozo C.