



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS DE GRÁFICAS DE PRUEBAS DE INYECCIÓN DE UNA
MINIFRACTURA”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

OMAR EFRAÍN CAAMAÑO BARCOS

ABRAHAN GREGORIO CHELE BRAVO

GUAYAQUIL-ECUADOR

2017

DEDICATORIA

A mi madre Marilú Barcos por su amor y apoyo incondicional a lo largo de mi vida, a mi padre Efraín Caamaño por ser fuente de inspiración para siempre seguir adelante, a mis hermanos Andrés y Luly por su apoyo para cumplir este logro.

Omar Efraín Caamaño Barcos.

DEDICATORIA

A mis padres Sra. Olga Bravo Salazar, Sr. Ever Chele y Sr. Fernando Plaza con mucho cariño y amor les dedico todo el esfuerzo invertido en esta etapa de mi vida, gracias por soportar mis humores.

Abrahan Gregorio Chele Bravo.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quisiera agradecer a Dios por ser mi guía espiritual en vida, a mis padres Marilú Barcos y Efraín Caamaño porque gracias a ellos soy lo que soy hoy en día, a mis hermanos Andrés y Luly por los buenos y malos momentos que hemos pasado, a mis familiares que siempre me han apoyado y han estado pendiente de mí y a Federico Torres que ha sido un gran amigo en todo el tiempo que lo he conocido y trabajado con él.

A mis amigos y profesores que han hecho que mis experiencias en la universidad sean mucho más gratificantes de lo que me podría haber imaginado.

Omar Efraín Caamaño Barcos

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme tener y disfrutar a mi familia. A mis padres por ser un ejemplo de perseverancia y trabajo constante, por todo su apoyo incondicional y los consejos que me han brindado. A mis hermanos por su amor y cariño, gracias por confiar en mí y verme como su ejemplo a seguir. A mis amigos, por estar presentes aportando buenas cosas a mi vida y por permitirme aprender más de la vida a su lado.

Agradezco a mis profesores y compañeros conocidos a lo largo de la carrera universitaria por los conocimientos que me han sido otorgados.

Alcanzar esta meta ha sido posible gracias a ustedes. Gracias.

Abrahan Gregorio Chele Bravo.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

Msc. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar
MIEMBRO EVALUADOR

MSc. Fabian Elias Vera Rosales
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

Omar Efraín Caamaño Barcos

Abrahan Gregorio Chele Bravo

RESUMEN

El presente trabajo de investigación trata sobre el uso pruebas de inyección durante una minifractura como instrumento básico para la toma de decisiones en el proceso del fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. Realizar fracturas hidráulicas es una de las técnicas más utilizadas en las estimulaciones a pozos petroleros, dicho proceso también se puede realizar utilizando pozos inyectores, pero el presente proyecto únicamente aborda lo relacionado al aumento de la productividad en pozos productores. Las herramientas que se utilizan para poder tomar la decisión de ejecutar el debido fracturamiento se conocen como pruebas de admisión o de inyektividad ejemplificado con un caso práctico de estudio.

En el Capítulo 1 se presenta la justificación, descripción del problema o proyecto a desarrollar, preámbulo y los objetivos que se desean alcanzar con este trabajo.

En el Capítulo 2 se adjunta conceptos básicos y definiciones en los cuales se basa nuestro proyecto en general sobre fracturamiento hidráulico.

En el Capítulo 3 se detalla la metodología en el cual constará un análisis de gráficos que brindan las pruebas de inyectividad, dicho análisis constará de qué datos las pruebas darán por sí solas y cuáles deberán ser calculados en base a gráficos dados.

En el Capítulo 4 se realiza el análisis de los resultados de pruebas de inyectividad de un ejemplo de minifractura realizado en Argentina, entre las pruebas se tendrá la prueba de Step-up, step- down y Función G.

En el Capítulo 5 se sintetizan las conclusiones y recomendaciones del proyecto integrador.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	VI
DECLARACIÓN EXPRESA	VII
RESUMEN	VIII
ÍNDICE GENERAL	X
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
CAPÍTULO 1.....	18

1.	INTRODUCCIÓN	18
1.1.	Preámbulo	21
1.2.	Planteamiento del problema	23
1.3.	Justificación	24
1.4.	Objetivos	24
1.4.1.	Objetivo General.....	24
1.4.2.	Objetivos Específicos	24
1.5.	Metodología.....	25
CAPÍTULO 2.....		26
2.	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	26
2.1.	Fracturamiento Hidráulico	27
2.2.	Fractura hidráulica.....	28
2.3.	Generalidades de fracturamiento hidráulico	29
2.3.1.	Reología de fluidos	29
2.3.2.	Orientación de la fractura.....	30
2.3.3.	Forma de la fractura.....	31
2.3.4.	Dimensiones de una fractura.....	31
2.4.	Pruebas de inyectividad.....	44
2.4.1.	Prueba de decremento- fall off	45
2.4.2.	Prueba MINIFRAC.....	46
CAPÍTULO 3.....		51
3.	METODOLOGÍA.....	51
3.1.	Información requerida.....	52
3.2.	Prueba de MINIFRAC	59

3.3.	Principales gráficas a analizar	60
3.3.1.	Gráfico de la prueba de inyectividad Step-up	60
3.3.2.	Gráfico de la prueba de inyectividad Step-down	62
3.3.3.	Gráfico de la función G contra la presión de fondo	64
CAPÍTULO 4.....		74
4.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	74
4.1.	Prueba SRDT	75
4.2.	Prueba de Step-up	77
4.3.	Prueba Step-down	79
4.4.	Prueba de Función G	82
CAPÍTULO 5.....		84
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	84
5.1.	Conclusiones	85
5.2.	Recomendaciones	86
ANEXOS.....		87

ABREVIATURAS

TR	Tubería de revestimiento
ISIP	Instantaneous Shut-In Pressure
BHP	Bottom hole pressure
BHTP	Bottom hole treatment pressure
SRT	Step rate test

SIMBOLOGÍA

X_f	Longitud de fractura
h_f	Altura de fractura
P_{neta}	Presión neta
$\Delta\sigma$	Diferencia de esfuerzos
W	Ancho de fractura
V_f	Volumen de fractura
F_{cd}	Conductividad adimensional de la fractura
k_f	Permeabilidad de fractura
k	Permeabilidad de formación
FG	Gradiente fractura
K	Relación de esfuerzos efectivos
OBG	Gradiente de sobrecarga
PPG	Gradiente de presión de poro
Pci	Presión de cierre instantáneo
Pf	Pérdidas por fricción total
Ph	Presión hidrostática

P_s	Presión de tratamiento en superficie
BHFP	Presión de fractura de fondo
TVD	Profundidad vertical verdadera
P_f	Presión de fluido inyectado a lo largo y ancho de la fractura.
σ_c	Esfuerzo de cierre de la fractura
σ_h	Esfuerzo horizontal menor
σ_{min}	Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos perpendiculares.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología de trabajo	25
Figura 2.1 Representación de una fractura en el punto 3.	28
Figura 2.2 Representación de las formas que una fractura puede adquirir..	31
Figura 2.3 Representación de altura de la fractura cuando es menor al espesor de la formación.....	32
Figura 2.4 Representación de la altura de la fractura cuando sobrepasa al espesor de la formación.....	32
Figura 2.6 Representación de modelo PKN.....	42
Figura 2.7 Representación de modelo KGD	43
Figura 2.8 Gráfica de pérdida de presión por fricción debido a la tortuosidad o por el efecto de cañoneos o disparos	46
Figura 2.9 Gráfica general presión-tiempo de una prueba de esfuerzos in situ	49
Figura 3.1 Gráfica dada por prueba Step-up (izquierda) y gráfica construida a partir de datos obtenidos de la gráfica dada por prueba Step-up (derecha) .	61
Figura 3.2 Prueba de Inyección Step-down que ayuda a identificar la presión por efecto de disparos (A) y por tortuosidad (B)	63

Figura 3.3 Gráfico de presión de fondo vs la función G, cuya curva es una línea recta	64
Figura 3.4 Función G para determinar la presión de cierre de la fractura en un caso ideal.....	67
Figura 3.5 Función G para determinar la presión de cierre de la fractura en un caso ideal.....	69
Figura 3.6 Función G que describe el crecimiento de la altura hacia zonas impermeables	70
Figura 3.7 Función G que describe el crecimiento de la altura hacia zonas impermeables	71
Figura 3.8 Función G para identificar la extensión longitudinal de la fractura	73
Figura 3.9 Función G cuando se tiene extensión de la punta de la fractura	73
Figura 4.1 Gráfico de prueba SRDT.....	76
Figura 4.2 Gráfico de Superposición de presiones modeladas del tratamiento principal con las presiones obtenidas por el MINIFRAC	76
Figura 4.3 Gráfico de Prueba SRDT con rango seleccionado cuando se realiza la prueba de Step-up.....	77
Figura 4.4 Gráfico de BHP vs Q inyector	79
Figura 4.5 Gráfico de prueba Step-down	80
Figura 4.6 Gráfico de Presión de Fondo Vs Caudal de Inyección.....	81
Figura 4.7 Gráfico de fricciones en la cercanía del pozo	82

Figura 4.8 Gráfico de Función G	83
--	----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Datos obtenidos de rango de prueba SRDT	78
Tabla II Resultados obtenidos de Gráfica BHP vs Q inyector con prueba Step-up	79

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

En la industria del petróleo es indispensable que, en el transcurso de la vida del pozo, a éste se le realicen estimulaciones ya que el yacimiento con el pasar el tiempo pierde su energía natural y ya no es capaz de producir por sí solo.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación la cual mantiene o aumenta la producción de fluidos, ya que aumenta el radio efectivo de drenaje y cambia la geometría de flujo de fluidos del yacimiento al pozo.

De manera general el fracturamiento consiste en inyectar fluido a presión elevada suficiente para poder fracturar la roca, creando canales altamente conductivos facilitando así el paso de fluidos de la formación hacia el pozo. Cuando la fractura se abre, si la formación está conformada por arenisca o lutita, se inyecta un fluido de tratamiento junto con agente apuntalante capaz de evitar que la fractura inducida se cierre al abatir la presión de inyección también evitará que los esfuerzos geomecánicos sobre la roca actúen. En orden de asegurarse que el canal conductor no se cierre en una formación calcárea, se inyectará ácido para lograr disolver los minerales de la roca, provocando una rugosidad artificial en las caras de la fractura facilitado así el paso de fluidos.

El fracturamiento hidráulico ha tenido un gran auge en la industria del petróleo en los últimos años, permitiendo que se exploten muchos campos petroleros cuyo desarrollo no tenía interés comercial de no ser por ésta técnica de estimulación.

El primer proceso realizado de este tipo fue en 1947 en el campo de gas Hugoton, ubicado al oeste de Kansas (Estados Unidos). Aunque esta operación no tuvo éxito debido a que no aumentó la producción de fluidos de manera significativa, marcó el inicio de la aplicación de este tratamiento comercialmente. Los análisis y el estudio continuaron y al poco tiempo después se descubrió la importancia que tenían los datos de presión generados durante la operación y su relación con los esfuerzos en sitio. Autores como Khristianovich y Zheltov (1955), Perkins y Kern (1961), Carter (1972), entre otros, presentaron modelos para comprender la geometría y cómo se propagarían las fracturas inducidas. Sin embargo, debió transcurrir más tiempo para que el procesamiento de datos fuera introducido en la industria.

Los primeros tratamientos consistieron en la inyección de pequeños volúmenes de fluidos para que no se genere daño a la formación. A finales de los años 70 se realizaron operaciones masivas para mejorar las características de la producción, así como el recobro de las reservas.

En la posterioridad, Nolte y Smith (1980) introdujo las bases para interpretar el comportamiento de la presión junto con procedimientos para tener parámetros cuantificadores como el coeficiente de pérdida de filtrado, el cálculo de las dimensiones de la fractura y el tiempo de cierre de la fractura. Es por esto que se aumentó la aplicación de esta estimulación de pozos como resultado del conocimiento científico adquirido hasta entonces.

El desarrollo de este proyecto, se enfoca en analizar la prueba MINIFRAC como herramienta básica para la toma de decisiones en fracturamiento de

un pozo petrolero. Entre las gráficas más representativas de cada una de las pruebas de inyección que forman parte de la prueba de MINIFRAC que se va a analizar en el presente proyecto tenemos: gráfico de la prueba de inyección STEP UP, gráfico de la prueba STEP DOWN, gráfico de la función G contra la Presión de fondo.

El análisis de los gráficos de estas pruebas de inyección nos ayudará a cumplir con el objetivo principal de la prueba MINIFRAC que es determinar el valor de varios parámetros determinantes en el proceso de fracturamiento hidráulico, permitiendo afinar el diseño o cumplir con la mejor toma de decisiones en la realización o suspensión de dicha estimulación. (Reyes, 2016)

1.2. Planteamiento del problema

En los proyectos llevados a cabo en la industria petrolera de manera general en el transcurso del proceso siempre se presentan distintos problemas o retos que deben ser solucionados de distintas formas dependiendo del proceso que se esté llevando a cabo.

Siendo el fracturamiento hidráulico un proceso muy complejo y largo en la industria petrolera, se debe tener un diseño principal para realizar el proceso, ya que este diseño puede variar sus resultados a lo largo de su aplicación siendo un problema a ser solucionado para lo cual es importante tener en cuenta su éxito total de aplicabilidad con ayuda de herramientas como MINIFRAC.

1.3. Justificación

El fracturamiento hidráulico como proceso de estimulación debe tener un excelente diseño el cual debe cumplirse a cabalidad, ser mejorado en el proceso o enfrentar retos que se presenten en el proceso al no poderse cumplir con ciertos aspectos del diseño.

Durante el fracturamiento hidráulico se puede presentar que el diseño principal utilizado o que se quiere utilizar no será el más exitoso en cuanto a la producción obtenida o producción que se obtendrá, para estos casos se emplea la prueba de MINIFRAC con el objetivo de recabar información necesaria para definir viabilidad, realizar o mejorar el diseño.

Por lo tanto, el enfoque de este proyecto es analizar los resultados que brinda la prueba MINIFRAC, dando así una base para tener la capacidad de evaluar el éxito del tratamiento de fracturamiento original.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

- Analizar pruebas de inyektividad incluidas en la prueba de MINIFRAC para evaluar el posible éxito de fracturamiento hidráulico.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Justificar la acción de una prueba de minifractura

- Distinguir entre presión de extensión de fractura y presión de cierre de fractura.
- Analizar cualitativamente y cuantitativamente las pérdidas de fricción en la cercanía del pozo.
- Sintetizar los gráficos dados por pruebas de inyectividad.

1.5. Metodología

A continuación, se detalla la metodología de estudio:

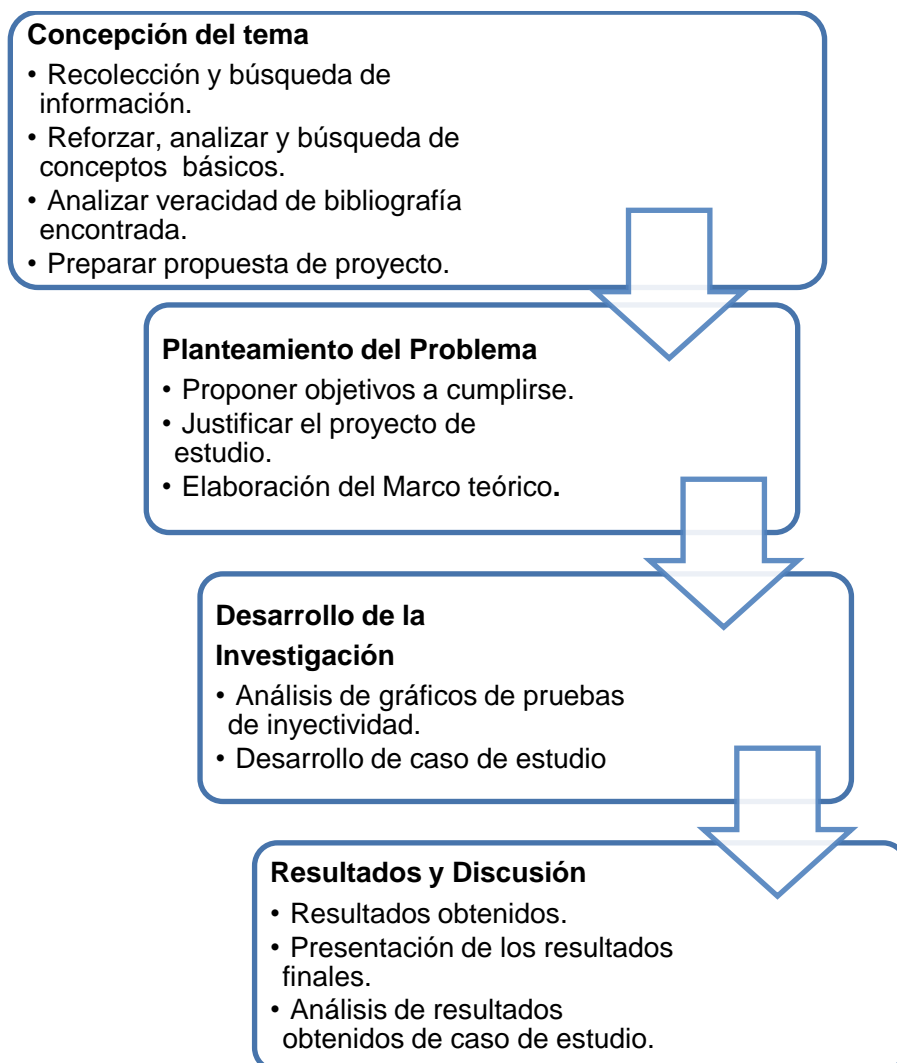


Figura 1.1 Metodología de trabajo
Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El enfoque del presente proyecto es analizar los gráficos dados por pruebas de inyectividad incluidas en la prueba de MINIFRAC para tener la capacidad de evaluar el éxito del tratamiento de fracturamiento original. En este capítulo se describen cada una de las bases que respaldan la investigación, necesarias para comprender el proceso que se realiza.

2.1. Fracturamiento Hidráulico

Si el daño de la formación es muy profundo o la permeabilidad muy baja, lo que se requiere en la formación es crear canales de flujo de alta conductividad para lo cual se toma la mejor opción que es realizar una operación de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico es un proceso que se lleva a cabo para estimular pozos creándose fracturas o canales conductores, lo cual provoca el aumento de la productividad del yacimiento. En la figura 2.1 se puede observar la representación de fracturas en el subsuelo.

Entre los factores que provocan que la producción de los campos maduros disminuya están las bajas presiones y las pérdidas de permeabilidad del yacimiento. Para evitar dicha disminución implementar nuevas técnicas se hacen necesarios, con el objeto de pasar posibles zonas con daños y contactar áreas del yacimiento nuevas que no hayan sido alcanzadas. (Díaz & Lasso, 2013)

Como objetivos de realizar un fracturamiento hidráulico se tiene:

- Extender la vida útil de los pozos del yacimiento

- Aumentar el recobro total
- Sobrepasar las zonas con daños de formación elevados
- Conectar fracturas naturales
- Desarrollar el uso de la energía natural del yacimiento
- Aumentar el área efectiva de drenaje de los pozos.



Figura 2.1 Representación de una fractura en el punto 3.
Fuente: (Decofinanzas, 2014)

2.2. Fractura hidráulica

Fracturar hidráulicamente comprende en realizar una ruptura en la roca que contiene el fluido de producción ya sea gas o petróleo, utilizando la inyección de un fluido a presiones elevadas. El fluido mencionado tiene la energía necesaria para provocar fracturas o fisuras aplicando presiones que vencen el esfuerzo de la misma. Las altas presiones son alcanzadas mediante el uso de equipos de bombeo móviles que se ubican en superficie, y dependen de las características del yacimiento, su ubicación, profundidad, entre otros.

Antes de llevar a cabo un fracturamiento se debe realizar un estudio en el cual se detalla las condiciones actuales del yacimiento, estos detalles se los obtiene a través de la corrida de registros eléctricos, saturación, de integridad de casing y de cementación.

La inyección de fluidos debe ser realizada a una presión suficientemente alta para así provocar que la roca alcance la falla de tensión (tensile failure). La roca se comienza a abrir cuando se tiene la presión de comienzo de fractura o presión de fraccionamiento (breakdown pressure). Al inyectar los fluidos adicionales, la abertura se extiende haciendo que la fractura se propague.

El resultado de una fractura hidráulica propiamente realizada es un canal o camino (path) que se conecta con más caminos en dirección al pozo, dichos canales tienen una mayor permeabilidad que la formación adyacente.

Estos canales de alta permeabilidad son angostos, pero extremadamente largos; los espesores promedios tienen una medida de 0.25 pulgadas o menos, y la longitud efectiva puede alcanzar hasta los 300 pies. (Díaz & Lasso, 2013)

2.3. Generalidades de fracturamiento hidráulico

2.3.1. Reología de fluidos

La Reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de fluidos, su estudio es importa ya que se deben conocer las características reológicas

de los fluidos utilizados en las distintas operaciones de la industria petrolera.

Los fluidos se dividen en dos grandes grupos principales:

a. Fluidos Newtonianos

Aquellos que a condiciones de presión y temperatura constantes son directamente proporcionales entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, también se los conocen como fluidos lineales.

b. Fluidos no Newtonianos

Son fluidos que no mantienen una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, no se comportan como un fluido newtoniano. La mayoría de los fluidos utilizados en operaciones petroleras son de este tipo.

2.3.2. Orientación de la fractura

La creación y propagación de la fractura siempre es sentido ortogonal al esfuerzo mínimo de la roca, a esto se debe agregar que en la mayoría de los casos el esfuerzo mayor se presenta en la dirección vertical es por esto que la fractura se propaga de manera horizontal.

La orientación que tome la fractura en su mayoría es influenciada por los siguientes factores: presión porosa, presión de formación, geometría de la roca, elasticidad-dureza-compresibilidad de la roca. (Loaiza, 2009)

2.3.3. Forma de la fractura

Puede obtener dos formas: circular o elíptica. La forma circular se produce cuando el fluido inyectado a la fractura es a través de un punto y la forma elíptica cuando el fluido fracturante ingresa por medio de una línea. Ambos casos se pueden observar en la figura 2.2. (Loaiza, 2009)

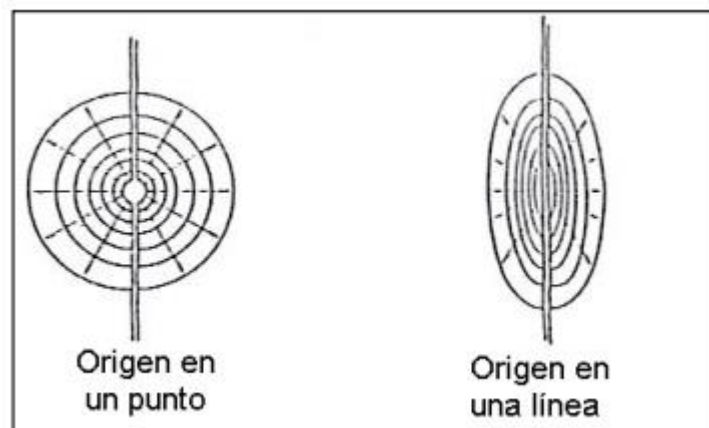


Figura 2.2 Representación de las formas que una fractura puede adquirir
Fuente: (Loaiza, 2009)

2.3.4. Dimensiones de una fractura

a. Longitud de una fractura (X_f)

Es la distancia de la fractura abierta al flujo, se supone también que la fractura consiste de dos lados simétricos o medias longitudes a cada lado del pozo.

b. Altura de fractura

Es determinada por los esfuerzos en sitio, particularmente por la diferencia en la magnitud o nivel de esfuerzos entre los distintos estratos. De manera formal, la altura está dada por la relación de la presión neta (P_{neta}) y la diferencia de esfuerzos ($\Delta\sigma$).

- Si $\Delta\sigma$ es mayor, entonces la altura de fractura es en sí el espesor de la formación mientras que la longitud de la fractura será grande (situación ideal para un fracturamiento hidráulico).

Figura 2.3. (Loaiza, 2009)

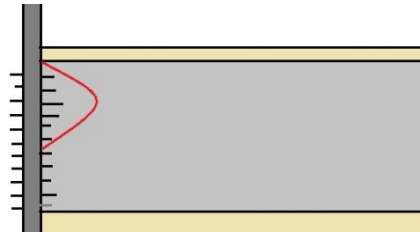


Figura 2.3 Representación de altura de la fractura cuando es menor al espesor de la formación

Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017

- En cambio, cuando $\Delta\sigma$ es menor, la altura de la fractura es mucho mayor que el espesor de la formación de interés haciendo que se fracturen los estratos adyacentes y también reduciendo la longitud de la fractura, se puede observar en la Figura 2.4. Esta situación no es deseada debido a que se tiene una gran posibilidad de que se fracturen acuíferos (aumentando el corte de agua) y también provoca pérdidas económicas.

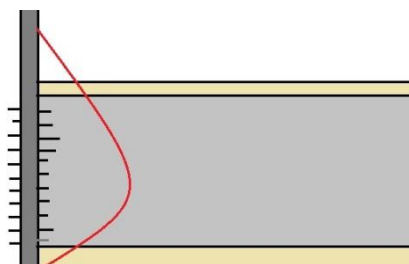


Figura 2.4 Representación de la altura de la fractura cuando sobrepasa al espesor de la formación

Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017

c. Ancho de fractura (W)

Está dado por la distancia horizontal perpendicular a la dirección de los cañoneos.

2.3.5. Volumen de una fractura

Es el producto de la longitud con el ancho y la altura (ec. 2.1) de los canales que conforman el volumen de un paralelepípedo, siendo esto una aproximación de la realidad. Ver figura 1.5.

$$V_f = h_f * W * 2X_f \quad \text{ec. 2.1}$$

De donde se conoce:

- V_f Volumen de fractura
- h_f Altura de fractura
- W Ancho de fractura
- $2X_f$ Longitud de fractura

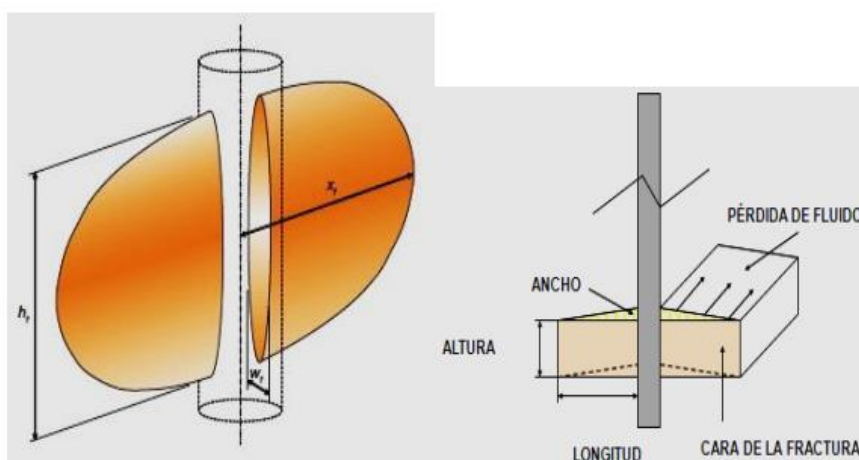


Figura 2.5 Representación de dimensiones de una fractura

Fuente: (Díaz & Lasso, 2013)

2.3.6. Conductividad efectiva y adimensional de la fractura

La conductividad efectiva es la relación entre permeabilidad y longitud de la fractura, expresándose en unidades de md*ft, se utiliza para calcular el potencial productivo de la fractura y se la puede obtener de la siguiente forma:

$$F_{cd} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad \text{ec. 2.2}$$

De la ecuación anterior se tiene:

- F_{cd} conductividad adimensional de la fractura
- k_f permeabilidad de fractura (md)
- w_f ancho de fractura (in)
- k permeabilidad de formación (md)
- x_f longitud de la fractura (ft)

Las fracturas deben estar diseñadas para valores que cumpla con $F_{cd} > 1.6$

2.3.7. Presiones presentes en el proceso de realizar una fractura

A continuación, se detallan los distintos tipos de presiones que intervienen en un proceso que fracturamiento hidráulico:

- **Presión de bombeo**, necesaria para que la fractura se extienda manteniendo el caudal de producción constante.
- **Presión de tratamiento en superficie (Pinj)**

$$P_{inj} = P_{ef} + P_{frict} + P_{fricp} - P_h \quad \text{ec. 2.3}$$

- **Presión hidrostática (Phead)**, se conoce como cabeza del fluido y es la presión ejercida por el fluido del pozo debido a su profundidad y densidad

$$P_{head} = 0,052\rho_f * \text{profundidad} \quad \text{ec. 2.4}$$

- **Presión de fricción en la tubería P_{fricp}** , es la presión de fricción en el tubing o presión de fricción en el hoyo. Es la pérdida de presión debido a los efectos de fricción en el hoyo cuando los fluidos se inyectan.
- **Presión de fricción en la perforación $\Delta p_{fricdisparos}$** , es la pérdida de presión cuando el fluido fracturante pasa a través un área de flujo restringido de las perforaciones.
- **Presión de tortuosidad $\Delta p_{tortuosidad}$** , también conocida como tortuosidad, esta es la pérdida de presión por el fluido fracturante a su paso a través de una región de flujo restringido entre las perforaciones y la fractura principal o fracturas.
- **Fricción cercana al hoyo $\Delta p_{near-wellbore}$** , es la pérdida de presión total debido a efectos de cercanía del pozo y es igual a la suma de la presión de fricción en las perforaciones más la presión de tortuosidad.
- **Pérdidas de fricción total (Pfricciones)**

$$P_{fricciones} =$$

$$\text{Pérdidas en las tuberías} + \text{pérdidas de fricción en los cañoneos} + \text{pérdidas de fricción del pozo} \quad \text{ec. 2.5}$$

- **Presión de inyección en el fondo de pozo (P_{iw})**, se refiere a presión de tratamiento en el fondo del pozo (BHTP) o presión en el fondo del pozo. Es la presión en el centro del intervalo que está siendo tratado.

$$P_{iw} = p_{inj} + p_{head} - p_{fricp} \quad \text{ec. 2.6}$$

- **Presión de cierre instantáneo (P_{ci})**, también conocida como Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP). Es la presión de inyección en el fondo del pozo inmediatamente después de que las bombas han sido paradas, de manera que todas las pérdidas de presión basadas en la fricción se eliminan. Uno de los métodos para determinar si la fricción en la cercanía del pozo es significativa es comparar el ISIP y el P_{iw} desde un minifrac.
- **Presión de cierre P_c**, es la presión ejercida por la formación sobre el fluido fracturante es decir la fuerza actuante para cerrar la fractura. Es también la mínima presión requerida dentro de la fractura de manera que mantenga su apertura. Es un valor muy importante en el fracturamiento, debajo de esta presión la fractura está cerrada y encima de ella la fractura está abierta. Usualmente está determinada de un minifrac, por cuidadoso examen de la declinación de la presión después de que las bombas han sido paradas.
- **Presión de extensión P_{ext}**, también conocida como presión de extensión de la fractura. Esta es la presión requerida dentro de la fractura para lograr el crecimiento de la fractura. Por definición $p_{ext} > p_c$

usualmente de 100 a 200 psi mayor, en tanto la fractura se mantenga abierta, ésta pueda ganar longitud, altura y ancho. Cuando se tiene formaciones duras, la presión de extensión es muy cercana a la presión de cierre. En formaciones suaves donde significativas cantidades de energía pueden ser absorbidas por declinación plástica en el extremo de la fractura, la presión de extensión puede ser significativamente más alta que la presión de cierre. La presión de extensión no es una constante y puede variar con la geometría de la fractura. Puede ser obtenida de una prueba Step rate.

- **Presión de rotura**, es un punto en el cual la formación cede y se rompe. También se lo conoce como gradiente de fractura y está determinado por la ecuación de Hubbert & Willis:

$$FG = K(OBG - PPG) + PPG \quad \text{ec. 2.7}$$

De donde se tiene:

- FG: Gradiente fractura (psi/ft)
- K: relación de esfuerzos efectivos
- OBG gradiente de sobrecarga (psi/ft)
- PPG gradiente de presión de poro (psi/ft)

- **Presión de fractura de fondo (BHFP, Bottom hole flowing pressure)**, a esta presión se logra fracturar la formación y se puede determinar con la siguiente ecuación

$$BHFP = FG * TVD \quad \text{ec. 2.8}$$

BHFP presión de fractura de fondo (psi)

FG gradiente de fractura (psi/ft)

TVD profundidad vertical verdadera (ft)

- **Presión neta de fracturamiento**, la acción de fracturar la formación provoca una grieta de dos dimensiones, en la cual una dimensión se alarga de manera infinita mientras que la otra se extiende finitamente y es descrita por Sneddon y Elliot. La presión neta es aquella que actúa cuando ocurre el bombeo y sirve para que la fractura se mantenga abierta. La máxima amplitud de los canales es proporcional a las dimensiones y se la conoce como presión neta.

$$P_{neta} = P_f - \sigma_c = P_f - \sigma_h = P_f - \sigma_{min} \quad \text{ec. 2.9}$$

De donde se tiene:

- P_f presión de fluido inyectado a lo largo y ancho de la fractura.
- σ_c Esfuerzo de cierre de la fractura
- σ_h Esfuerzo horizontal menor
- σ_{min} Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos perpendiculares.

Con lo anterior mencionado y de manera general el ancho máximo de la fractura viene expresado como:

$$W_{m\acute{a}x} = \frac{2dP_{net}}{E} = \frac{2d(P_f - \sigma_{min})}{E} \quad \text{ec. 2.10}$$

De esta ecuación se conoce que d es la dimensión característica que dependerá del plano de formación que se utilice, E es el módulo de esfuerzo plano. Dependiendo del modelo de fractura utilizado se tiene:

- Para el modelo PKN

$$d = h_f$$

$$\gamma_c = 0,75$$

- Para el modelo KGD

$$d = x_f$$

$$\gamma_c = 1$$

La presión neta define la propagación de la fractura (rompimiento físico de la roca en los extremos de la fractura) al producir altura y longitud: para la propagación de la fractura la condición $p_{neta} > p_{ext}$ debe ser satisfecha, es decir que la presión neta debe ser lo suficientemente alta para inducir un esfuerzo crítico en la formación que permita romper la roca.

Determinar la presión de extensión y de aquí el esfuerzo crítico no es simple; esto varía con la geometría de la fractura. Además, las fracturas a menudo se propagan a través de capas de rocas con diversas características de mecánica de las rocas y por eso se tiene diferentes

valores para la dureza de la fractura. Las fracturas siguen la trayectoria de la menor resistencia, dicha trayectoria se encuentra en la roca reservorio permitiendo el diseño de la longitud máxima y buena contención de la altura dentro de la zona de interés.

Como consecuencia se tiene que la presión neta cae dentro de tres regímenes:

- $p_{neta} \leq 0$ La fractura está cerrada, no es posible la propagación
- $0 < p_{neta} \leq p_{ext}$ La fractura está abierta pero no es posible propagarla
- $p_{neta} > p_{ext}$ La fractura está abierta y se tiene presión suficiente para generar esfuerzos para propagar la fractura

2.3.8. GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

Luego de que la formación haya comenzado a fracturarse, el fluido que se inyecte adicionalmente propagará la formación de canales y fracturas. La geometría que tome la fractura provocada se puede aproximar con ayuda de modelos los cuales atienden las propiedades mecánicas de la roca, propiedades del fluido fracturante, condiciones de inyección y la manera en la que se distribuya el esfuerzo en el medio poroso.

Los modelos caracterizados a continuación ayudan a predecir el comportamiento de la formación de fracturas en el subsuelo. Se tiene tres familias generales de modelos:

- Modelos bidimensionales 2D

Los modelos 2D se han venido utilizando desde hace varios años contribuyendo en el diseño de procesos de fracturamiento. Entre los más utilizados se tiene a Khristianovic y Zeltov, con pos contribuciones de Geertsma y de Klerk (modelo KGD, 1969) y Perkins&Kern (19761); y más tarde el de Nordgren (modelo PKN, 1972). Dichos modelos han brindado resultados gratos para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican completamente adecuada la respuesta de presión de superficie que se tiene cuando el fracturamiento ocurre. Si es que lo anterior llegase a pasar, es muy común concluir que la geometría de los canales fracturados no se ajuste a lo planificado.

Los modelos 2D difieren de manera considerable en la forma de cálculo de la extensión y volumen de la fractura.

No requieren propiedades mecánicas de la formación exactas.

- Modelos tridimensionales y modelos pseudo tridimensionales P3D

El uso de estos modelos ya es muy común en la industria del petróleo. Se los considera más exactos debido a que simulan en forma más precisa la forma en la que crecen las fracturas.

Requieren datos de entrados y valores precisos de las características mecánicas de la roca (relación de Poisson y módulo de elasticidad de Young) (Freire & Chuiza, 2011)

- **Modelo Perkins, Kern y Nordgren**

Creado por Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972), este modelo considera para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud se encuentra en la línea central de la elipse formada, con cero de ancho en el tope y fondo como se puede observar en la figura 1.6.

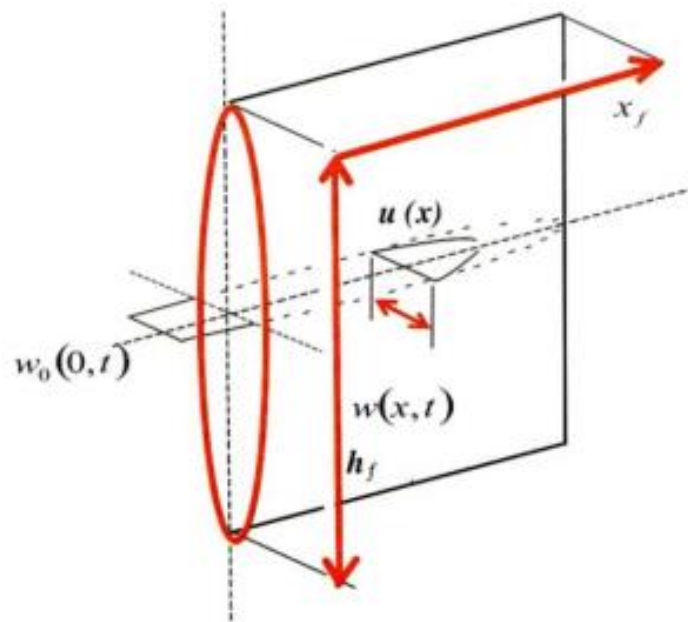


Figura 2.6 Representación de modelo PKN
Fuente: (Freire & Chuiza, 2011)

- Fractura con geometría elíptica (aproximación acertada) en ambos planos horizontal y vertical
- Fracturas largas
- Altura constante y flujo en una dirección
- Presión neta aumenta a través del tiempo
- Ancho mucho menor que la altura y longitud

$$x_f \gg h_f$$

- **Modelo Khristianovich & Zheltov y Geertsma & Klerk (KGD)**

Este modelo es parecido al modelo PKN con un giro de 90 grados y aplicado de manera particular en la aproximación de geometría fracturas como se ilustra en la figura 1.7. donde:

$$h_f \gg x_f$$

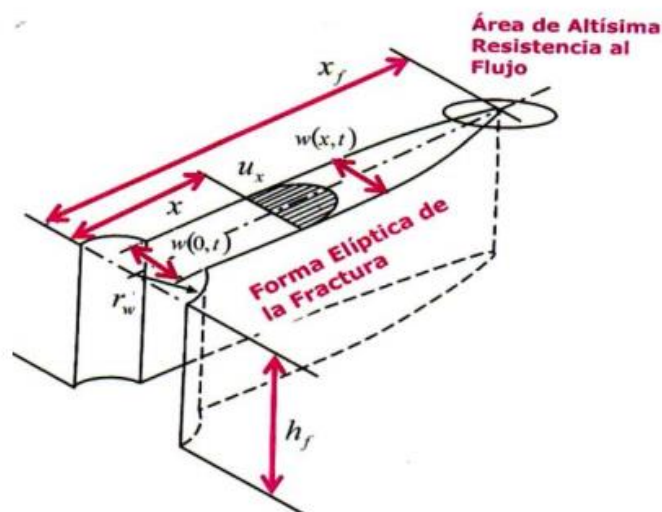


Figura 2.7 Representación de modelo KGD
Fuente: (Freire & Chuiza, 2011)

- El ancho de la fractura no cambia con la altura
- Se tiene altura constante y flujo en una dirección

- No existen esfuerzos en el plano horizontal
- Presión neta disminuye al paso del tiempo
- Fractura con forma de elipse en el plano horizontal y rectangular en el vertical

2.4. Pruebas de inyectividad

Las pruebas de inyectividad son una de las técnicas más confiables para medir el esfuerzo in situ, éstas consisten en bombear fluido al yacimiento, crear una fractura y medir la presión a la cual se cierra la misma. Estas pruebas son: pruebas de decremento (fall off) y la prueba mini fractura (también conocida como MINIFRAC) que incluye las pruebas en etapa-retorno (step rate- flowback), las de inyección- decremento (pump in- shut in) y las de inyección- retorno (pump in- flowback). En general la aplicación de estas pruebas es antes de realizar el fracturamiento hidráulico con el objeto de obtener mayor información necesaria para la operación; las pruebas de pump in- flowback no se hacen en todos los pozos siendo más común que se realicen en campos o yacimientos nuevos para así desarrollar correlaciones requeridas y optimizar los fracturamientos para pozos subsecuentes. La prueba MINIFRAC se realiza necesariamente antes de cualquier operación de fracturamiento hidráulico. (Reyes, 2016)

2.4.1. Prueba de decremento- fall off

Para que esta prueba sea exitosa, su requerimiento primordial es que haya conexión entre el pozo y la fractura creada. El objetivo principal de las pruebas de esfuerzos en sitio y de minifrac es determinar las presiones en la fractura, al abrirse y cerrarse. Si hay una caída presión muy grande en las cercanías del pozo debido a una mala conexión entre el pozo y la fractura, será muy complicado realizar una interpretación de datos.

La prueba de fall off es una medida de presión en un pozo que esté en proceso de inyección y se realiza antes del MINIFRAC, porque es recomendable que no hay perturbaciones en el pozo antes de ejecutarse el fall-off. Esta prueba consiste en bombear fluidos lineales a caudales que provoquen fracturas. La presión de fondo del pozo durante la inyección es función de la presión neta de fractura y de la caída de presión adyacente al pozo. Para conocer la caída de presión, la presión neta en la fractura tiene que ser relativamente constante durante la etapa de disminución de la prueba. Para esto, la prueba se empieza inyectando al pozo durante 10 o 15 min. El caudal que se inyecta debe ser constante por aproximadamente un minuto para lograr que la presión de inyección se estabilice y pueda ser medida. El caudal inyector debe ser reducido desde el valor máximo de inyección hasta cero en tres o cinco etapas de menos de 5 minutos. (Reyes, 2016)

El enfoque para analizar esta prueba es identificar las dos razones primarias de la caída de presión conforme se analizan los datos, las cuales son debido a fricción de los cañoneos o por la tortuosidad.

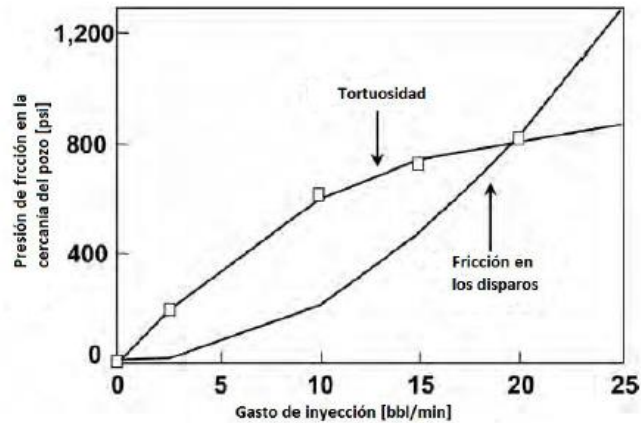


Figura 2.8 Gráfica de pérdida de presión por fricción debido a la tortuosidad o por el efecto de cañoneos o disparos

Fuente: (Reyes, 2016)

2.4.2. Prueba MINIFRAC

Es una prueba de inyectividad que se realiza como diagnóstico previo al fracturamiento original, gracia a esta prueba se puede determinar el valor de parámetros necesarios para ejecutar el proceso. Sirve para confirmar el término del esfuerzo en sitio de la zona de interés y así estimar las propiedades de pérdida de fluido fracturante. El objetivo es crear una fractura de altura similar a la que se tiene en el plan original de fracturamiento mediante el bombeo de varios cientos de barriles a caudales fracturante también con un fluido semejante al que se tiene planeado utilizar. Luego de haber creado la mini fractura, se detiene el bombeo y se controla la disminución de presión. La caída de presión puede ser utilizada para una estimación de presión de cierre, coeficiente de pérdida y esfuerzo mínimo. Los resultados de esta prueba pueden ser usados para modificar el diseño del fracturamiento, en caso de necesitarse. En el MINIFRAC se puede incluir la prueba de inyección de fluido en forma de escalón (step

rate test) que aumenta el caudal inyector (step up) seguido de un periodo de flujo que puede ser escalonada (step down) o de retorno (flowback) y las pruebas de inyección- disminución e inyección- retorno. (Reyes, 2016)

- **Step up** test consiste en la variación ascendente de inyección de caudales con el propósito de obtener la presión de extensión de fractura. Mientras que la parte descendente en escalones (step down test) se realiza después que la presión de propagación de fractura ha sido establecida, consistiendo en que una vez bombeado un pre colchón se procederá a disminuir los caudales de inyección por escalones. Su función es determinar de manera cualitativa la pérdida de presión ya sea por fricción en los cañoneos o bien por efectos de tortuosidad.

Los pasos o escalones de estas pruebas mantendrán una duración de algunos minutos y además de obtener la presión de extensión de la fractura y las pérdidas de presión, puede hacer posible determinar las propiedades de pérdida de fluido en la formación.

El período de retorno sirve para estimar la presión de cierre de la fractura al analizar la curva de caída de presión. (Reyes, 2016)

- **Pruebas de inyección- disminución (pump in/ shut in) e inyección- retorno (pump in/ flowback).** La prueba pump in/ shut in a veces incluye como parte del step up o step down, se realiza con volúmenes pequeños de fluido inyectados a caudales pequeños. Lo que se desea

es bombear un fluido a caudal suficiente y así poder crear una fractura. Cuando se obtiene la fractura, las bombas se apagan y la presión se registra y analiza para determinar la presión de cierre.

Debido a esto, la presión de cierre de la fractura es igual al mínimo esfuerzo de horizontal:

- Cuando la presión de fractura es mayor que la presión de cierre de fractura, la fractura es abierta.
- Cuando la presión de fractura es menor que la presión de cierre de fractura, la fractura es cerrada.

La presión se controla en superficie durante el tratamiento de manera que se pueda identificar cada uno de los puntos de la Figura 2.9. Al inicio se tiene la presión hidrostática del pozo (1), se empieza a bombear y la presión aumenta hasta alcanzar el punto máximo (2) y de repente ocurre una caída indicando la iniciación dando paso a la propagación de la fractura (3). Para poder fracturar la roca en el intervalo requerido, la presión de iniciación de la fractura debe ser mayor a la suma de esfuerzo principal mínimo con la resistencia a la tensión de la roca. Para encontrar la presión de cierre de la fractura, se deja que la presión disminuya y llegue a la presión de cierre instantánea- ISIP (4), la disminución de la presión sigue ocurriendo debido al efecto combinado de la pérdida de fluido a la formación y por los esfuerzos de cierre de la formación. Cuando la tasa de declinación cambia, implica que la fractura se cerró (5); el tiempo que transcurre entre el término de bombeo del fluido y este cambio en el ritmo de

declinación, corresponde al tiempo que se requiere para que la fractura cierre, esto deberá ser considerado en el diseño de la operación. Para comprobar la consistencia de las presiones identificadas se inyecta una segunda etapa de fluido y así se halla la presión de reapertura de la fractura presurizando la zona hasta que la presión indique que la fractura se haya abierto nuevamente (6); se sigue inyectando y nuevamente se llega la presión de extensión (3). Las presiones de cierre y reapertura se controlan por el esfuerzo de compresión mínimo principal. (Reyes, 2016)

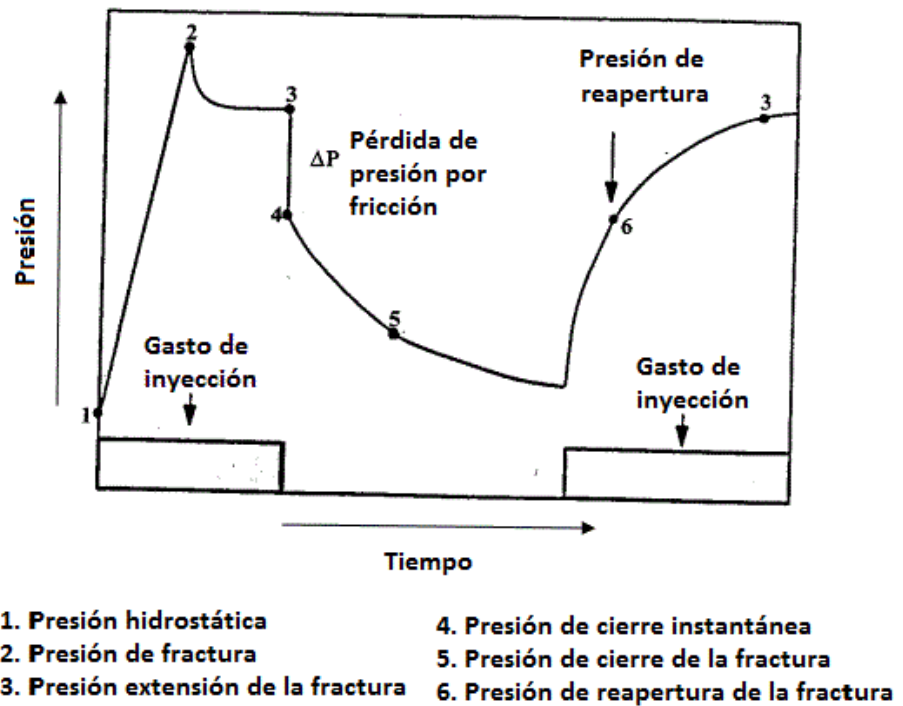


Figura 2.9 Gráfica general presión-tiempo de una prueba de esfuerzos in situ

Fuente: (Reyes, 2016)

De forma adicional permite determinar la pérdida de fluido del sistema roca fluido.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

A continuación, se detalla la metodología de estudio:

3.1. Información requerida

La información que se requiere antes de realizar la prueba de MINIFRAC es la misma que se necesita para el diseño, ejecución, control y evaluación de una operación de fracturamiento hidráulico. Así como para un proceso de fracturamiento hidráulico, el MINIFRAC debe estar diseñado únicamente para cada pozo y no es recomendable ser utilizado para otro pozo. (Reyes, 2016)

En esta información se tiene aspectos referentes al yacimiento y al pozo, pudiéndose agrupar de la siguiente manera:

Yacimiento:

- Aspectos generales; profundidad, temperatura, presión y gradiente de presión del yacimiento.
- Propiedades de la roca: litología y composición mineralógica de la formación, geomecánica (parámetros elásticos, espesores bruto y neto del intervalo productor y espesor que admitirá el fluido fracturante, perfil de esfuerzos del intervalo de interés y de los estratos adyacentes, incluyendo dirección y magnitud del esfuerzo horizontal mínimo), compresibilidad de la formación, porosidad y permeabilidad.
- Propiedades de fluidos: tipo de fluido producido, viscosidades y densidades, salinidad del agua de la formación.

- Propiedades del sistema roca-fluidos: saturaciones y profundidades de los contactos existentes entre los fluidos (gas-aceite, gas-agua y aceite-agua) (Reyes, 2016)

Pozo

- Terminación del pozo: localización, tipo de pozo (productor o inyector), geometría del pozo (vertical, desviado y horizontal), profundidad del pozo (profundidad vertical y profundidad medida), diámetro del agujero del pozo.
- Estado mecánico del pozo; información del cabezal del pozo, características de las TR y tubing.
- Resultados de pruebas de presión. (Reyes, 2016)

De esta información requerida generaliza, se tienen algunos parámetros que poseen una gran influencia y por lo tanto se los considera como de mayor importancia: (Reyes, 2016)

- **Presión del yacimiento en condiciones estáticas:**

En la etapa de diseño este parámetro es requerido para determinar la presión de fractura; en la etapa de ejecución del fracturamiento, la presión del yacimiento será la fuerza impulsora que proporcione la energía para recuperar el fluido inyectado una vez que el pozo se abra para continuar la producción. Cuando se tenga que la presión del yacimiento sea mucho menor a la presión hidrostática se deben considerar fluidos de densidad baja que faciliten la limpieza del pozo. Si

es que se decide continuar con el fracturamiento hidráulico, un dato correcto de presión de yacimiento se necesita para el correcto análisis de la productividad del pozo antes de la estimulación y es de mucha importancia para las estimaciones de recuperación de fluidos a largo plazo posteriores al tratamiento.

- **Propiedades mecánicas de las rocas**

Es necesario tenerlas identificadas ya que sirven para la realización de cálculos de los modelos de propagación de fracturas. La distribución de esfuerzos verticales se necesita ya que la altura de la fractura depende directamente de dicha distribución. El espesor, la extensión areal y el nivel de esfuerzo de las barreras superior e inferior de la zona de interés productora tienen gran influencia sobre el éxito del tratamiento. Datos como el módulo de Young y la relación de Poisson se obtendrían de pruebas de núcleos realizadas bajo condiciones in situ reales, lo cual es poco frecuente.

- **Gradiente de fractura**

De gran importancia en la determinación de gastos y presiones de inyección admisibles a la formación de los materiales de fractura influyendo en las dimensiones finales de la misma. Se puede calcular a partir de registros de fracturamiento realizados en pozos vecinos dividiendo el valor del ISIP entre la profundidad a la cual se realizó la fractura.

- **Espesores del yacimiento**

El espesor neto productivo se determina separando los términos permeabilidad altura ($k-h$) de una prueba de aumento de presión y este dato sirve para la elaboración del diseño de la estimulación.

- Cuando se tiene un sobredimensionamiento de espesor se tendrá un requerimiento excesivo de fluido fracturante en orden para abarcar todo el espesor y probablemente no se seleccionará un apuntalante lo mayor conductivo al empacar la fractura principal.
- En cambio, cuando se tiene un espesor muy pequeño, la permeabilidad a considerarse será muy alta, conllevando a errores en el proceso de selección de fluido apuntalante. Este intervalo neto productivo debe cambiar antes y después de la estimulación ya que existirá un aumento de la producción debido al crecimiento vertical de la fractura más allá del intervalo disparado.

El espesor que admite la pérdida de fluido durante el tratamiento puede ser mayor que el espesor neto productivo debido a que esta pérdida puede ir más allá de la región de la fractura que permanecerá abierta para que el fluido apuntalante se pueda colocar, o en caso de existir zonas que acepten elevada pérdida de fluido, pero con poca o inclusive

aportación nula a la producción, este es el caso de varias fracturas naturales de la formación.

Estos espesores pueden ser calculados a partir de análisis combinado de datos de núcleos con registros de porosidad.

- **Propiedades de los fluidos del yacimiento**

Estos son influyentes principalmente en el comportamiento de la pérdida del fluido inyectado, factor de suma importancia para determinar la eficiencia del fluido seleccionado para realizar la operación. Estas propiedades pueden ser obtenidas a partir de pruebas de laboratorio realizadas a los fluidos.

- **Características del cabezal de pozo (wellhead- wh) y de la tubería de producción (tubing)**

El wh debe soportar altas presiones de inyección para fracturar, si el wh opera con rango de presiones menor al que se requiere entonces se podría cambiar de manera temporal o también puede ser aislado de las presiones de tratamiento con una herramienta especial. Los fluidos de fracturamiento se inyectan comúnmente a través de la tubería de producción por lo que no debe poseer restricciones y así mismo se requiere que tenga un diámetro suficiente para permitir el paso de altos caudales de inyección con caídas de presión por fricción mínimas. Si es que no se tienen estas indicaciones, se debe adecuar los caudales y

las presiones de inyección, y en caso de ser necesario, cambiar la tubería de producción por una de mayor diámetro es indispensable.

- **Características de la tubería de producción (TR)**

Las condiciones deben de ser las adecuadas para ser capaz de soportar las presiones operativas elevadas. Hay casos en los que se bombean los fluidos a través de la TR para alcanzar los altos caudales de inyección deseados. Cuando la inyección se realiza por debajo del 'tubing' entre la TR y el empacador (packer), la TR debe soportar todas las presiones de bombeo.

La inyección también puede ser simultánea por el tubing y el espacio anular entre esta y la TR.

- **Ubicación y tipo de empacador (packer)**

El packer debe resistir las fuerzas de presión que como tendencia empujan hacia arriba al packer durante la ejecución. En la fracturación los packers generalmente utilizados son permanentes. Cuando la inyección se realiza a través del tubing y la TR, el tubing puede estar acompañado con un packer hinchable que se infla cuando el tratamiento para aislar el anular concluya. En pozos muy profundos se recomienda que el packer con un sello corredizo no esté fijado al tubing hasta después de que se haya concluido la operación para que el tubing pueda flotar con el receptáculo del packer evitando así que debidos a cambios térmicos por la temperatura de los fluidos inyectados se rompa parte de la tubería o conexiones.

- **Aspectos asociados a los disparos**

La densidad, orientación y tamaño de los disparos en una completación de agujero entubado tienen gran importancia porque ayudan o dificultan el proceso. Cuando se tiene baja densidad de disparos es porque la gran pérdida de presión a través de ellos puede restringir la inyectividad. La desorientación de los disparos puede generar tortuosidad en la vecindad del pozo.

Con respecto al tamaño de los disparos se debe tomar en cuenta la degradación del fluido fracturante. En caso de que los disparos sean pequeños, los esfuerzos elevados de corte generados en el túnel de disparo son capaces de destruir la estructura del fluido, es decir que provocan la pérdida de viscosidad necesaria para agrandar la fractura.

En caso de que el fracturamiento original se realice con fluido apuntalante, si el tamaño de los disparos es muy pequeño y la viscosidad del fluido se pierde, éste perderá su habilidad de transportar el apuntalante, también influye directamente en el tamaño y concentración del agente apuntalante que pueda ser bombeado al interior de la fractura por lo que se debe tener presente que el diámetro de disparo debe ser suficientemente grande en relación al máximo diámetro del apuntalante para prevenir el taponamiento de la zona cañoneada.

- **Limitaciones en caudales y presiones inyectoras**

Para evitar este tipo de limitaciones, en las etapas iniciales de la completación del pozo se debe considerar que éste se encuentre en condiciones de soportar caudales elevados y presiones de tratamiento de futuras estimulaciones. (Reyes, 2016)

3.2. Prueba de MINIFRAC

El término MINIFRAC es generalmente utilizado para referirse de cualquier prueba de inyección realizada en un yacimiento para de esta manera obtener la información característica asociada a un proceso de fracturamiento hidráulico. Sirve de diagnóstico y es realizada in situ previa al tratamiento principal, por lo tanto debe ser desarrollado junto con éste.

Objetivo prueba MINIFRAC: determinar el valor de varios parámetros de gran importancia durante el proceso de fracturamiento hidráulico permitiendo mejorar el diseño principal dando paso a decidir si es que se prosigue o si se suspende la estimulación programada.

La prueba debe ser lo más representativa posible, es por esto que se busca la inyección de un volumen suficiente de fluido de tratamiento, a tasas y presiones de fractura, y así crear una fractura representativa de la geometría de la fractura principal; la extensión alcanzable por la minifractura debe ser lo suficientemente pequeño para asegurar que no se sobrepasen las barreras

dadas por la fractura y lo suficientemente grande para penetrar toda la zona de interés. (Reyes, 2016)

Las gráficas más importantes para el análisis de la minifractura son: presión de fondo vs tiempo, presión de fondo contra raíz cuadrada del tiempo, logaritmo de presión vs tiempo y presión de fondo contra la función G.

La medición de la presión de fondo cuando se realiza la mini fractura permite determinar la presión de operación máxima en la tubería, también calcular las pérdidas por fricción en la tubería. No es indispensable conocer la geometría de la fractura abierta para conocer el ISIP, el tiempo y la presión cierre y la pérdida de presión por fricción.

3.3. Principales gráficas a analizar

Las gráficas de las pruebas de inyectividad realizadas durante la Minifractura que se analizarán en el capítulo 4 son:

3.3.1. Gráfico de la prueba de inyectividad Step-up

Como se mencionó anteriormente, los parámetros que se adquieren son: presión y caudal de extensión o propagación de fractura, la presión de cierre (valor aproximado) y una estimación de presión de yacimiento. Para adquirir estos datos se debe seleccionar valores de presión de fondo y de caudales de inyección a partir de la gráfica de éstos valores contra el tiempo. Esta gráfica es dada por la misma prueba. Cuando se seleccionen, se procede a graficar y es entonces que se obtienen dos líneas rectas, cuya intersección

se interpreta como la presión y el caudal de extensión de la fractura. Esta intersección entre las rectas ocurre debido al cambio en la pendiente de la gradiente la cual marca el cambio de flujo radial Darcy (tasas de inyección bajas) a flujo lineal Darcy (altas tasas de inyección). Extendiendo estas líneas hacia el eje de las ordenadas se consiguen los valores de presión de yacimiento y presión de cierre de manera aproximada. Esto se puede observar en la figura 3.1. (Del Castillo, 2010) página 147.

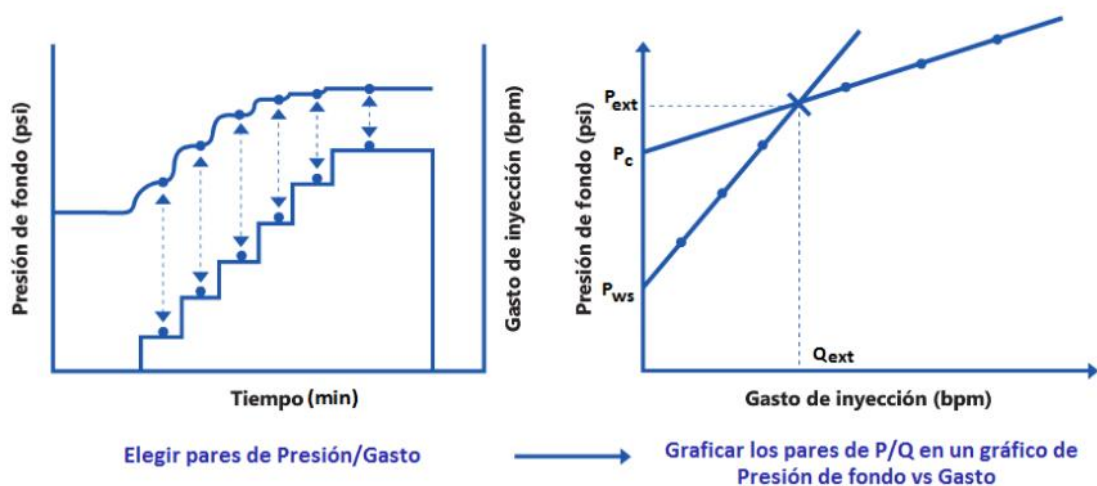


Figura 3.1 Gráfica dada por prueba Step-up (izquierda) y gráfica construida a partir de datos obtenidos de la gráfica dada por prueba Step-up (derecha)

Fuente: (Reyes, 2016)

La presión de extensión (P_{ext}) es usualmente 100 a 300 psi mayor que la presión de cierre de fractura (P_c).

Para realizar la prueba step-up es común utilizar ya sea agua con KCl o gel lineal. Sin embargo, si la prueba se combina con el minifrac, entonces el real fluido del frac deberá ser utilizado.

Operación: el bombeo durante esta prueba comienza con la fractura cerrada (el Step-up comúnmente es la primera operación realizada en el pozo), se empieza el bombeo a una tasa de inyección lo más bajo posible (0.25-0.75 bpm) con las bombas de frac. Luego la tasa es aumentada de a poco a poco. En cada escalón de bombeo es importante no avanzar al siguiente sino hasta que la presión se encuentre estable. Tiene mayor importancia obtener una tasa y presión estables para cada etapa que lograr la tasa correcta. (Del Castillo, 2010)

3.3.2. Gráfico de la prueba de inyectividad Step-down

Analizar esta prueba permite determinar de manera específica si el efecto de presión de fricción en la cercanía del pozo es por efectos de los cañoneos y/o la tortuosidad del yacimiento, se pueden presentar ambos casos, pero la gráfica sólo tendrá la forma característica de aquel que sea predominante es decir de aquel que tenga una mayor pérdida de presión. La prueba step- down muchas veces se lleva a cabo en vez de realizar una prueba de retorno.

Al momento de efectuarse la prueba Step- down la fractura debe encontrarse abierta el tiempo total de la prueba, sino la prueba es inválida. Por esta razón la prueba es aplicada después de la prueba de step- up. Al realizar una prueba step- down, se mantiene etapas cortas cuando la tasa de inyección esté disminuyendo. Las etapas no pueden ser muy largas, debido a que si la fractura se cierra se tendrá puntos inválidos. Lo que se requiere son 4 o 5 etapas de tasas de inyección declinante, con duración de 10 o 15 segundos cada una. También se debe asegurar que antes de iniciar

la prueba, la fractura haya estado abierta por lo menos 5 minutos, mientras mayor tiempo mejor, porque las fracturas pequeñas se cierran más rápido que las grandes. (Del Castillo, 2010) página 148.

De la misma forma que en la prueba step- up, se seleccionan y grafican datos de presión de fondo y tasas de inyección (Figura 3.2). Las curvas obtenidas permitirán conocer la causa de las presiones por fricción, es decir:

- Si la curva tiene forma cóncava hacia arriba significa que la presión por fricción en la vecindad del pozo se debe a efectos de cañoneos (Figura 3.2A).
- Cuando la curva es cóncava hacia abajo, indica que las restricciones son debido a la tortuosidad del yacimiento (Figura 3.2B). (Reyes, 2016)

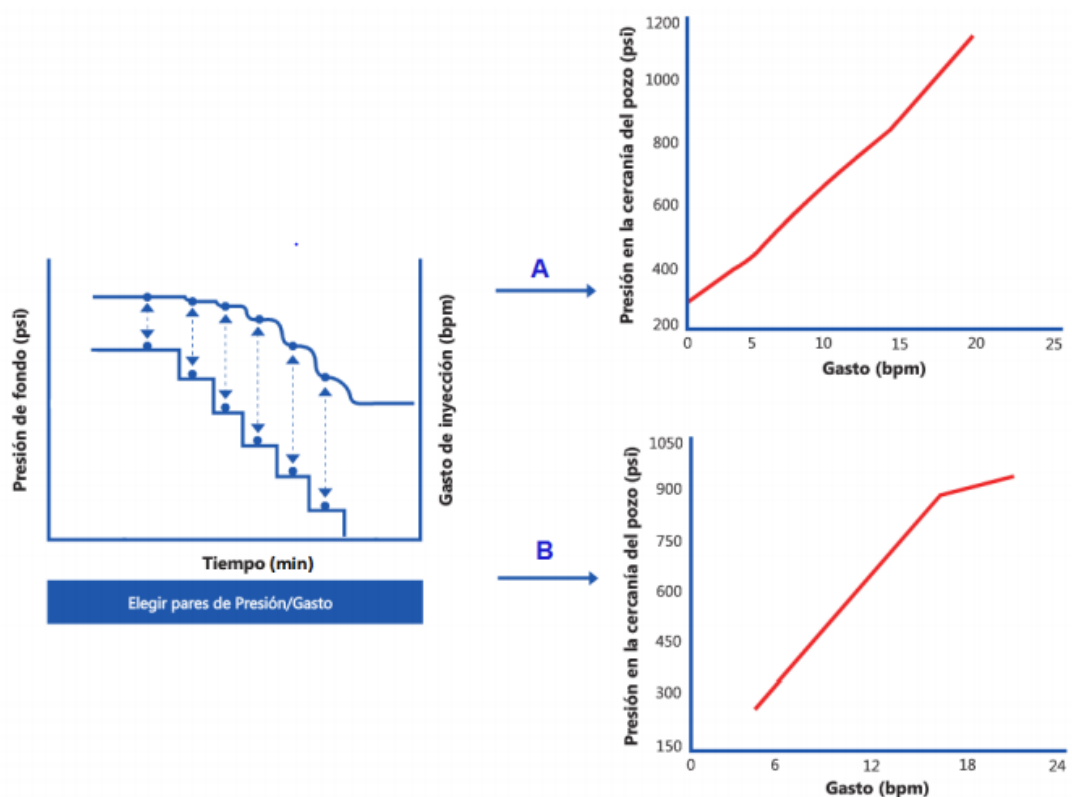


Figura 3.2 Prueba de Inyección Step-down que ayuda a identificar la presión por efecto de disparos (A) y por tortuosidad (B)

Fuente: (Reyes, 2016)

3.3.3. Gráfico de la función G contra la presión de fondo

Esta función nos brinda un gráfico especializado, útil para analizar y describir el comportamiento de la pérdida normal de fluido a lo largo de una fractura cuando el comportamiento de la presión se linealiza. Una pérdida normal de fluido tiene lugar cuando se presente durante el cierre y es de manera constante. Cualquier desviación de la curva se usa para identificar otro mecanismo de pérdida de fluido. (Ver Figura 3.3)

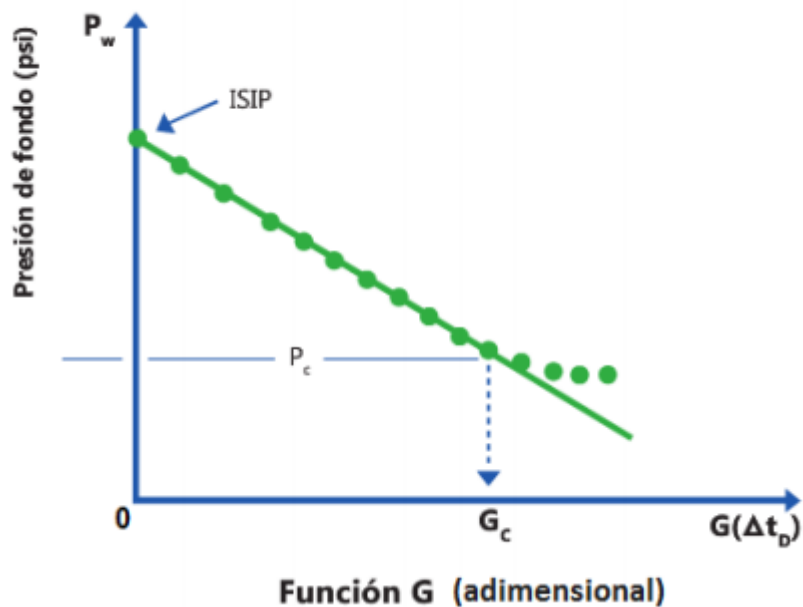


Figura 3.3 Gráfico de presión de fondo vs la función G, cuya curva es una línea recta

Fuente: (Reyes, 2016)

Caso ideal

La gráfica de la función en un caso ideal se caracteriza porque la función $G \frac{dP}{dG}$, conocida como función superposición, tiene pendiente positiva constante parecido a una línea recta que pasa por el origen, curva que mantiene hasta cuando la fractura se cierra. (Reyes, 2016)

La relación entre la caída de presión y la función G es:

$$G(\Delta t_D) = \frac{P_{wDB} - P_w(\Delta t_D)}{\frac{\pi R_p C_L \sqrt{t_p}}{2 C_f}} \quad \text{ec. 3.1}$$

$$\Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_p} \quad \text{ec. 3.2}$$

Donde:

P_{wDB} : Presión de fondo cuando se detiene el bombeo (psi)

P_w : Presión de fondo del tratamiento (presión hidrostática más la presión de tratamiento) (psi)

R_p : Razón entre el área de pérdida del fluido y el de fractura (adim)

C_L : Coeficiente de pérdida de fluido a la formación ($pie/min^{1/2}$)

C_f : coeficiente de conformidad de la fractura (pie/psi)

$G(\Delta t_D)$: Función G del tiempo de pérdida de fluido (adim)

Δt : Tiempo de paro de bombeo (hrs)

t_p : Tiempo de bombeo (hrs)

Δt_D : tiempo (adim)

El coeficiente de conformidad de la fractura viene definido por:

$$C_f = \frac{\bar{w}}{P_{net}} \quad \text{ec. 3.3}$$

Donde:

\bar{w} : ancho promedio de fractura (pie)

P_{net} : Presión neta (psi)

La pendiente de disminución de presión (P^*) con respecto a la función G está dada por:

$$P^* = \frac{\pi R_p C_L \sqrt{t_p}}{2C_f} \quad \text{ec. 3.4}$$

El gráfico de la función G contra la disminución de presión de una fractura en el caso ideal está representado por una curva recta cuya pendiente es equivalente a:

$$P^* = \frac{ISIP - P_c}{G_c} = \frac{P_{neta}}{G_c} \quad \text{ec. 3.5}$$

De donde:

$ISIP$: Presión de cierre instantáneo (psi)

P_c : Presión de cierre (psi)

G_c : Valor de la función G a la presión de cierre (adim)

P_{neta} : Presión neta (psi)

Cuando se cierra la fractura se puede identificar con la curva de la función superposición (línea roja) cuando ésta se desvía de la tendencia de una línea recta con pendiente positiva que pasa por el origen (línea azul). La curva de presión (verde) y la derivada de la presión respecto a G (negra) describen complementariamente el comportamiento de una pérdida de fluido fracturante cuando la formación se fractura en un caso ideal.

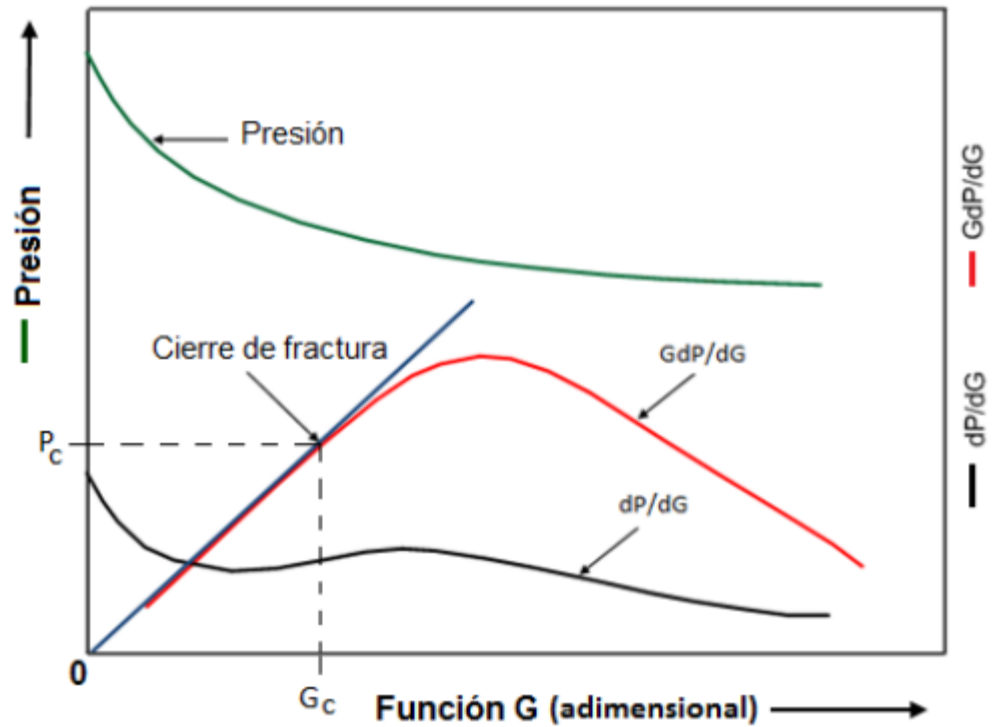


Figura 3.4 Función G para determinar la presión de cierre de la fractura en un caso ideal

Fuente: (Reyes, 2016)

Igualando las ecuaciones 3.4 y 3.5 y despejando el coeficiente de pérdida de fluido se obtiene:

$$C_L = \frac{2C_f P_{neta}}{\pi R_p G_c \sqrt{t_p}} \quad \text{ec. 3.6}$$

El valor de G_c nos permite calcular la eficiencia de fluido fracturante mediante lo siguiente:

$$\eta_f = \frac{G_c}{2k + G_c} \quad \text{ec. 3.7}$$

Donde:

η_f : Eficiencia del fluido de fractura (fracción)

k : factor de corrección por la pérdida instantánea del filtrado (adim).

Generalmente se considera que no hay pérdida instantánea de filtrado en la formación durante la propagación de la fractura, es decir que $k=1$

Caso no ideal

Cuando se tiene un comportamiento no ideal de la fractura lo cual sucede en la mayoría de los casos, se establecen las siguientes ecuaciones.

$P^* \neq \text{constante durante la declinación}$

$$\eta_f = \frac{G_c}{2k+G_c} \text{ con } k \neq 1 \quad \text{ec. 3.8}$$

Ahora se ilustran las gráficas de los mecanismos comunes de pérdida de fluido que se pueden identificar con la gráfica de la función G.

- **Pérdida de fluido en la formación controlada por la presión de la zona invadida o del yacimiento**

Esto se genera cuando existen fracturas secundarias que intersecan a la fractura principal. Esto tiene como consecuencia una pérdida de fluido más rápido de lo esperado ya que estas fracturas adicionales brindan una mayor superficie de la matriz expuesta por donde el fluido fracturante se pierde.

Dicha pérdida está controlada por la generación de un enjarre en las paredes de la fractura, cuando esta costra no se forma, el fluido de tratamiento se filtrará hacia la formación controlado sólo por las restricciones impuestas por la presión del yacimiento.

Estos fenómenos se pueden identificar debido a que la curva de la derivada GdP/dG tiene una forma cóncava hacia abajo que pasa por encima de la línea recta que pasa por el origen que describe la pérdida normal de fluido (Observar Figura 3.5). Cuando la curva de la superposición toca la línea recta, se alcanza la presión de apertura de fractura, luego, la sección de la curva que coincide con esta línea recta es la porción en la que hay una pérdida de fluido normal. La presión de cierra es identificada cuando la derivada GdP/dG se empieza a desviar de la línea recta. Al final de esta curva, la presión presenta un descenso normal.

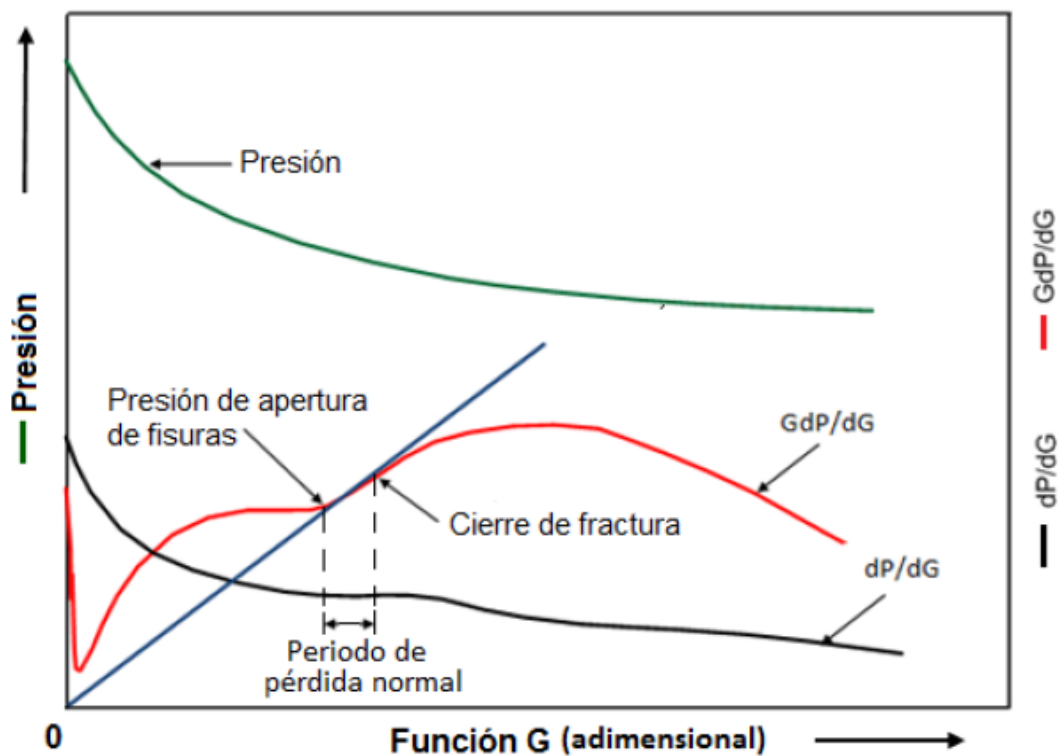


Figura 3.5 Función G para determinar la presión de cierre de la fractura en un caso ideal

Fuente: (Reyes, 2016)

- **Almacenaje transversal o recesión de la altura de la fractura**

Si el fluido se pierde más lento de lo esperado en una pérdida normal se entiende que la fractura tiene algún mantenimiento de presión y este comportamiento se puede explicar por la causa de dos fenómenos.

Primero se tiene al almacenaje transversal que tiene lugar cuando la fractura principal interseca con una red de fracturas secundarias, ya sea natural o inducida. La diferencia de este caso con el anterior yace en que las fracturas secundarias proporcionan un soporte adicional de presión en lugar de una superficie adicional para la pérdida de fluido.

El otro fenómeno es la recesión de la altura de la fractura que se genera cuando la fractura se propaga a través de estratos contiguos impermeables durante la inyección (obsérvese la figura 3.6)

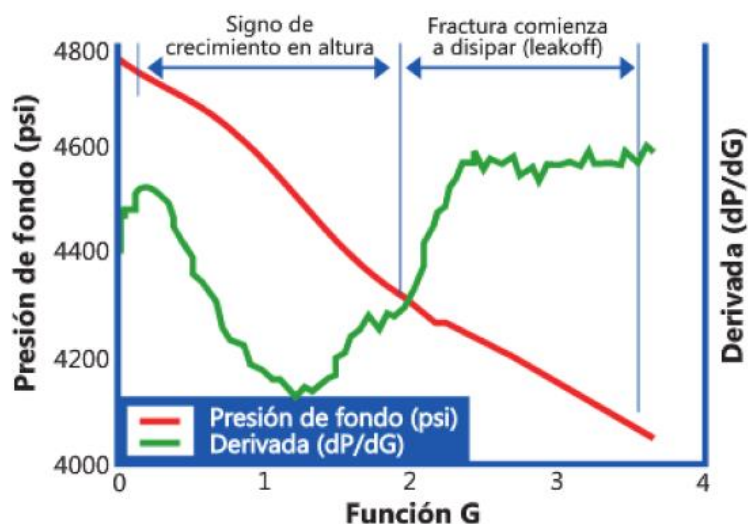


Figura 3.6 Función G que describe el crecimiento de la altura hacia zonas impermeables

Fuente: (Reyes, 2016)

En el caso normal, el fluido se pierde por toda la superficie de la fractura; en caso de recesión de la altura de la fractura, la pérdida se tiene sólo en la porción de la fractura que esté en contacto con una zona permeable. Como consecuencia, la pérdida es menor que en el caso normal. Cuando la fractura se empieza a cerrar en los estratos impermeables (recesión de la altura), durante este periodo la caída de presión aumenta y una vez que la altura de la fractura se encuentra en la zona permeable, toda la superficie de la fractura contribuye a la pérdida de fluido, dando como resultado un periodo de pérdida normal.

Como características tenemos:

La curva de GdP/dG se encuentra por debajo de la línea recta de la pérdida normal y se observa una curva cóncava hacia arriba, igual que el caso anterior, el inicio del cierre de la fractura está representado por el cambio de la curvatura (Figura 3.7).

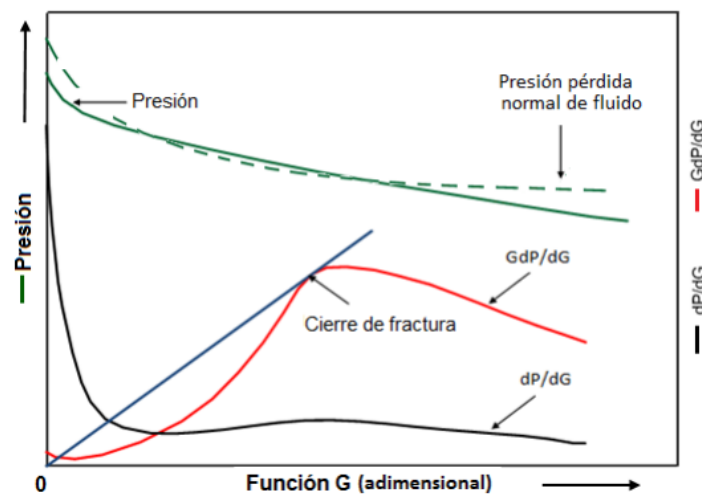


Figura 3.7 Función G que describe el crecimiento de la altura hacia zonas impermeables

Fuente: (Reyes, 2016)

- **Extensión de la longitud de fractura**

Caracterizado por el crecimiento longitudinal de la fractura cuando el bombeo se ha detenido y el pozo se cierra. De manera general ocurre en yacimientos de baja permeabilidad donde la que energía que normalmente se libera a través de la pérdida de fluido, se transfiere a la punta de la fractura resultando en la extensión de la longitud.

Graficando la variación de la presión neta con respecto a la función G, la curva muestra una forma convexa al paro del bombeo, lo que indica una extensión longitudinal e la fractura. La segunda sección de la curva indica la recesión longitudinal y el inicio del cierre de la misma (Ver Figura 3.8).

La gráfica de la función derivada es parecida a la pérdida de fluido dependiente de la presión y en algunos casos es difícil diferenciar entre ambos fenómenos. La curva GdP/dG al comienzo tiene una pendiente positiva que luego disminuye dando lugar a una curva cóncava hacia abajo (Figura 3.9)

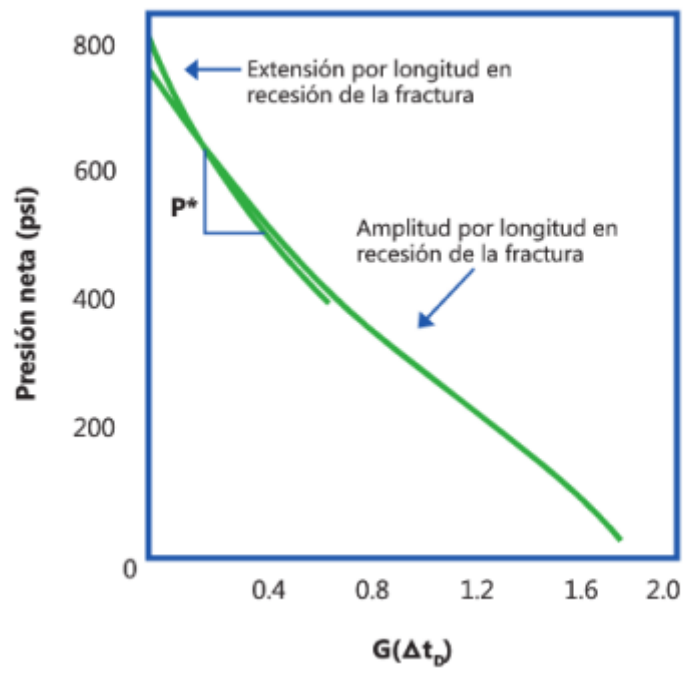


Figura 3.8 Función G para identificar la extensión longitudinal de la fractura
Fuente: (Reyes, 2016)

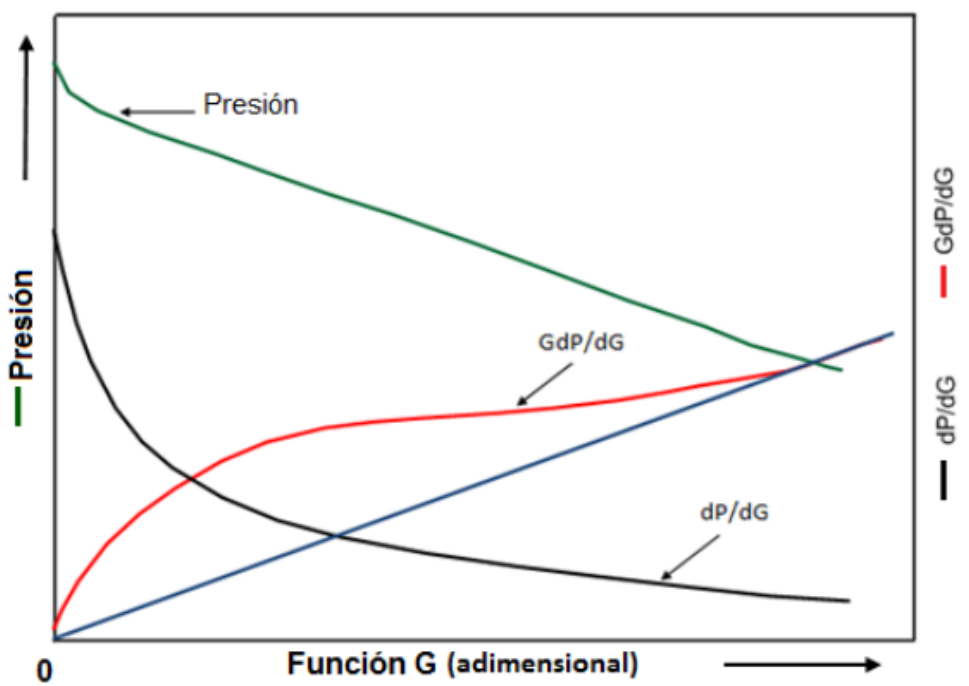


Figura 3.9 Función G cuando se tiene extensión de la punta de la fractura
Fuente: (Reyes, 2016)

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el presente capítulo mostraremos los resultados que se obtuvieron en nuestro proyecto, con su respectiva interpretación y análisis de los mismos.

Se realizó una prueba MINIFRAC con inyección de 2150 galones de Gel lineal a una tasa inyectora de 15.9 bpm para poder ajustar el gradiente de fricción, el esfuerzo de cierre de formación y la permeabilidad estimada. Cabe recalcar que la prueba MINIFRAC se la bombeó con un caudal de inyección menor al caudal del tratamiento principal de fractura, así mismo se bombea un volumen mucho menor al volumen que la fractura del diseño original podría abarcar.

4.1. Prueba SRDT

En el proyecto se realiza una prueba SRDT mostrada en el Gráfico 4.1 para conocer valores de presión de admisión de fractura, ISIP y gradiente de fractura.

También con ayuda de la misma prueba SRDT y superponiendo la curva de Presión neta observada (curva negra, Gráfico 4.2) y la curva de Presión neta del modelo (curva naranja, Gráfico 4.2); se puede observar el comportamiento de la MINIFRACTURA con respecto al comportamiento modelado del tratamiento de la fractura principal.

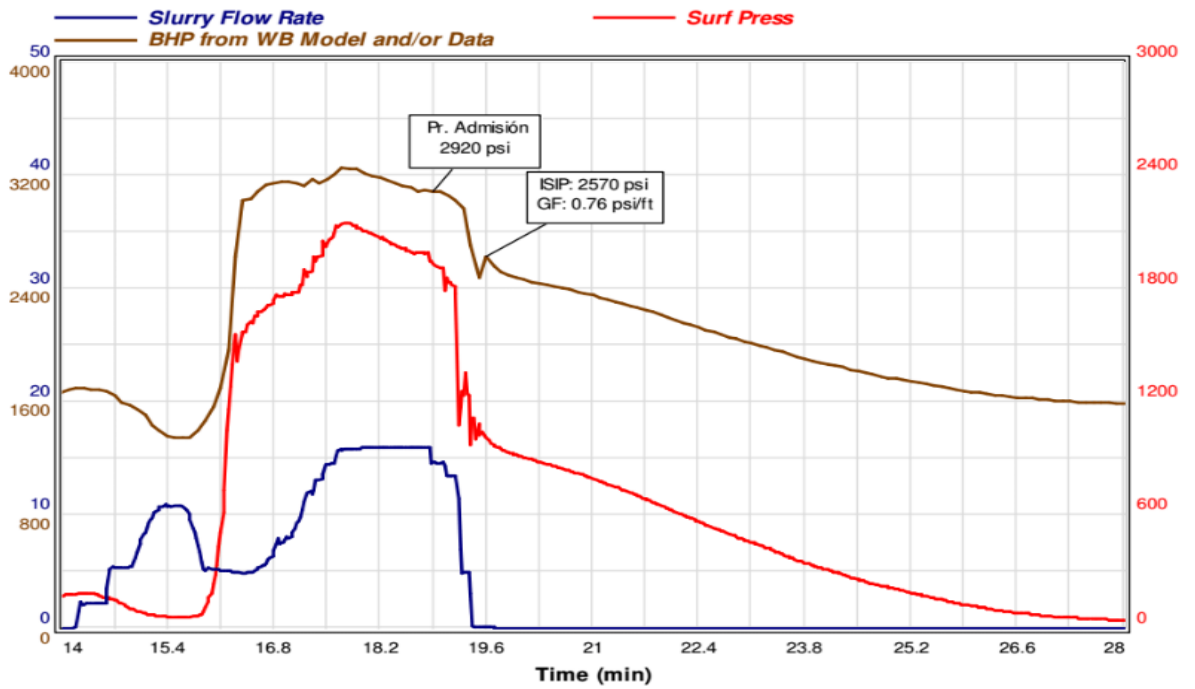


Figura 4.1 Gráfico de prueba SRDT
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

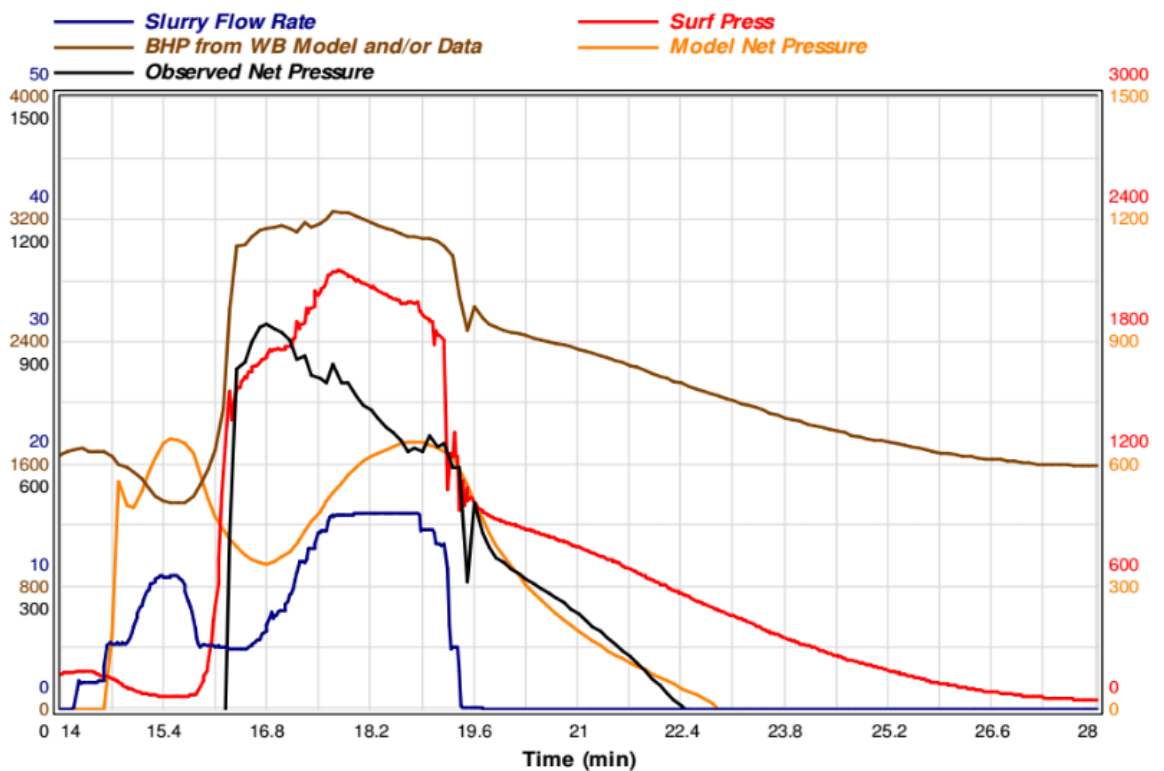


Figura 4.2 Gráfico de Superposición de presiones modeladas del tratamiento principal con las presiones obtenidas por el MINIFRAC
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

4.2. Prueba de Step-up

De la prueba SRDT se observa que la prueba Step up fue realizada hasta alcanzar los 16 bpm como tasa de inyección de gel lineal. Entonces se escoge del gráfico dado por la prueba SRDT, el rango en el que se hizo el step up como se puede observar en la Figura 4.6, como ya se dijo en el capítulo anterior esta prueba se la realiza bombeando fluido a tasas de inyección bajas (flujo radial) y luego a altas tasas de inyección (flujo lineal).

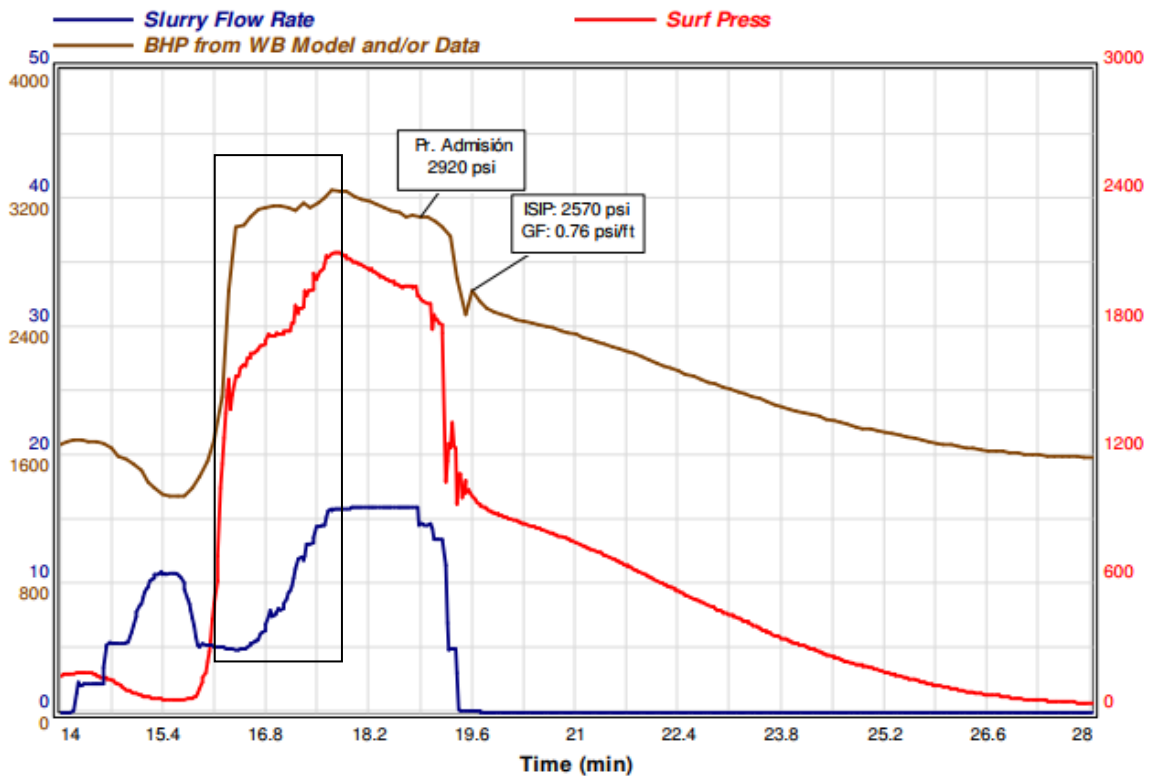


Figura 4.3 Gráfico de Prueba SRDT con rango seleccionado cuando se realiza la prueba de Step-up

Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

Gracias a esta prueba se obtienen valores de presión de fondo (BHP) y tasas de inyección de gel lineal dados en la Tabla I los cuales se proceden a graficar de manera separada mostrados en la Figura 4.3.

Tabla I Datos obtenidos de rango de prueba SRDT

Q INYECCIÓN	PRESIÓN DE FONDO
6	2400
6.5	2600
7	2800
7.5	2900
8	3000
11.5	3150
12.2	3200
14	3210
16	3200

Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017

Los datos de la tabla I son graficados en la Figura 4.4 en donde se han marcado los puntos de color rojo el flujo lineal Darcy y de color azul flujo radial Darcy.

Al intersecarse estas dos líneas se obtienen la presión de extensión de fractura y el caudal de extensión; también se extendieron las líneas hacia el eje de las ordenadas consiguiéndose los valores de **presión de yacimiento y presión de cierre de manera aproximada**. Estos resultados se los puede observar en la tabla II.

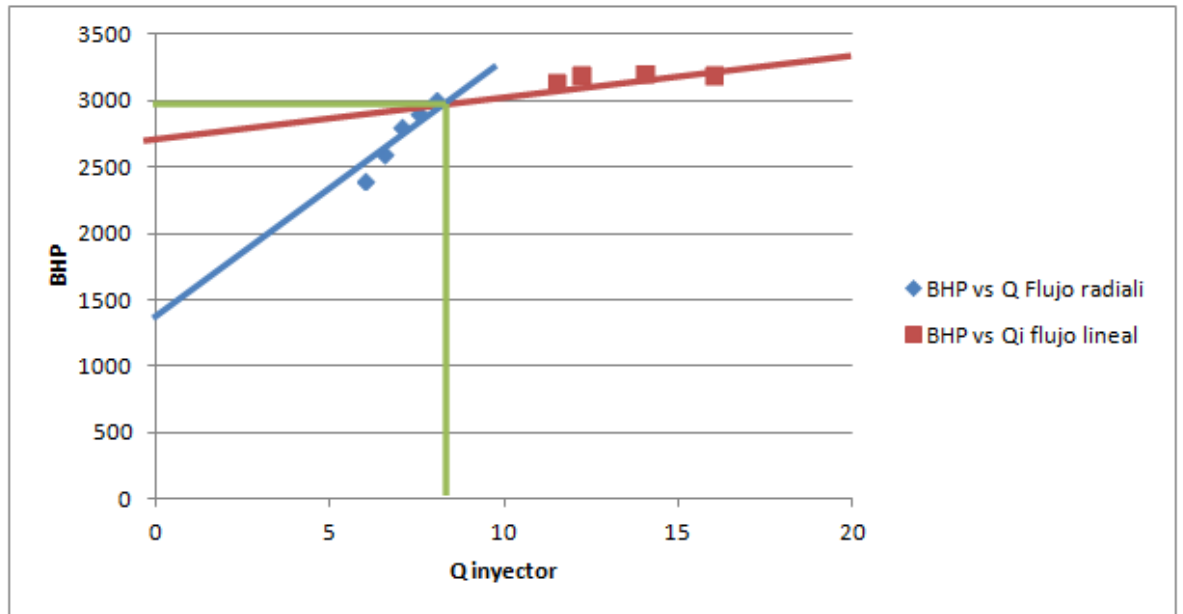


Figura 4.4 Gráfico de BHP vs Q inyector

Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017

Tabla II Resultados obtenidos de Gráfica BHP vs Q inyector con prueba

Step-up

Presión de extensión de fractura	2990 psi
Caudal de inyección de extensión de fractura	8.5 bpm
Presión de cierre de fractura	2600 psi
Presión en la cara de la arena	1400 psi

Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017

4.3. Prueba Step-down

Con ayuda de la Figura 4.5 dada de la prueba step down, donde se tiene en el eje de las ordenadas Presión de fondo y caudal de inyección versus el eje de las abscisas tiempo de la prueba, se obtienen datos de presión de fondo y caudal.

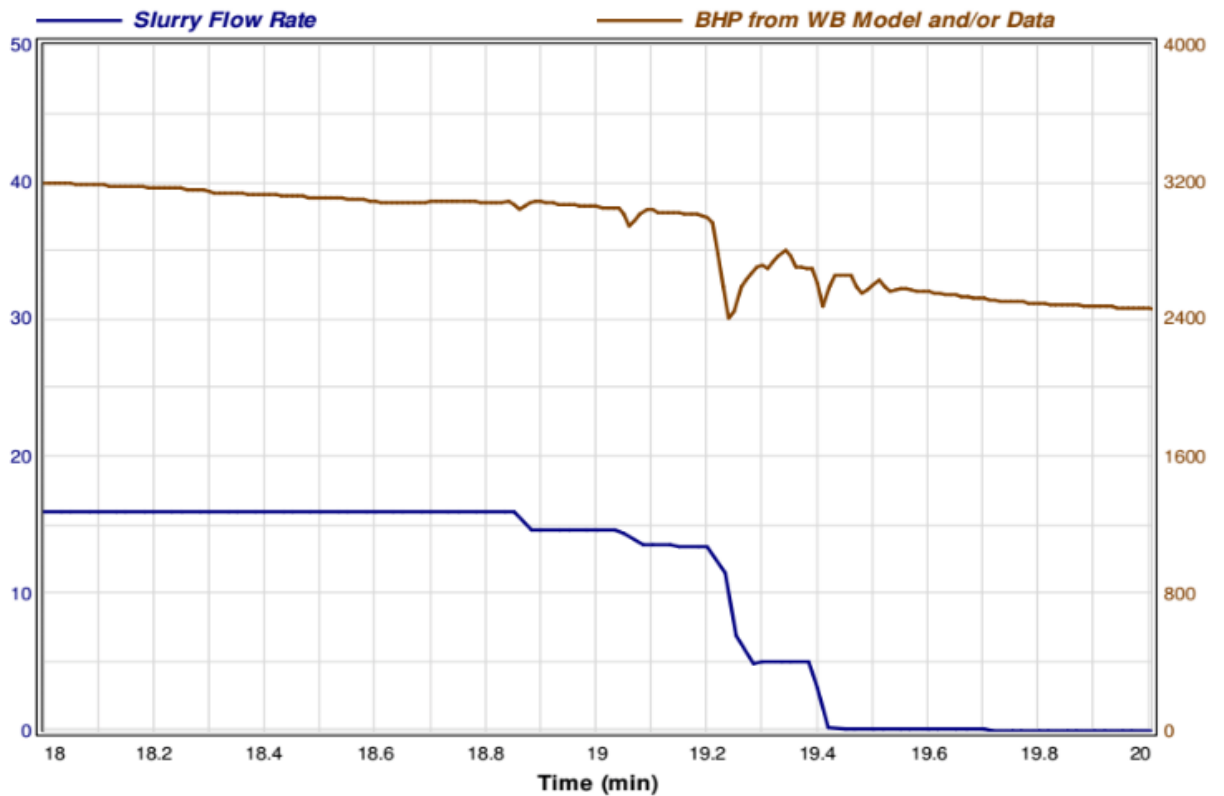


Figura 4.5 Gráfico de prueba Step-down
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

Al obtener los datos de la prueba Step-down, se procede a realizar una gráfica de presión de fondo versus el caudal de inyección, con la finalidad de conocer si la caída de presión en la cercanía del pozo es causa de:

- Restricciones por la tortuosidad del yacimiento, cuando la curva del gráfico obtenido es cóncava hacia abajo
- Efectos de cañoneos, si es que la curva es cóncava hacia arriba

Cabe recalcar que ambos fenómenos pueden estar actuando a la vez, pero la forma de la curva nos mostrará el efecto predominante.

En la Figura 4.6 se tiene el gráfico BHP (Presión de fondo) vs Q (caudal de inyección), del cual se puede observar que la curva toma la forma de

cóncava hacia abajo, por lo que se puede decir que las pérdidas de presión en la cercanía del pozo son causadas a restricciones por la tortuosidad que existe en el yacimiento.

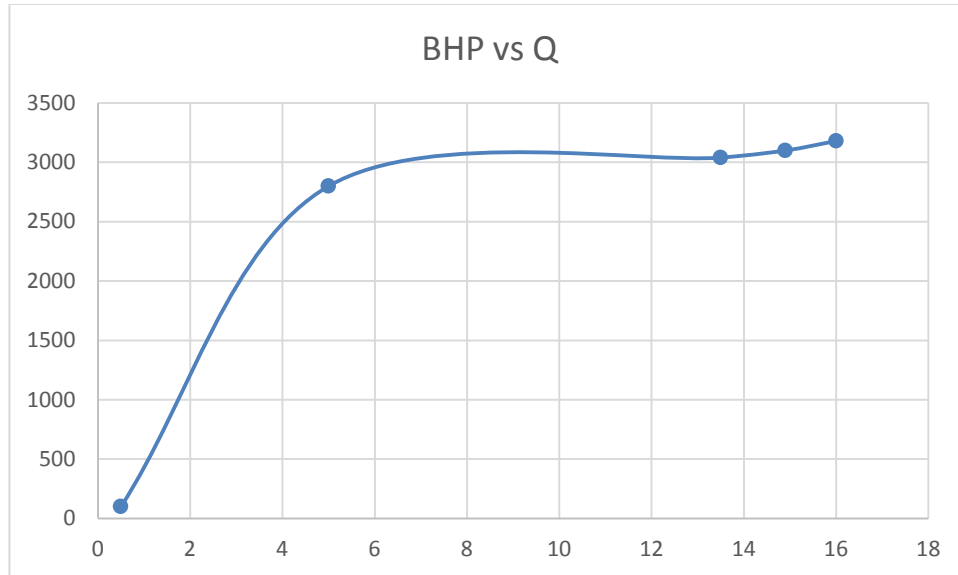


Figura 4.6 Gráfico de Presión de Fondo Vs Caudal de Inyección
Fuente: Caamaño, O., Chele, A., 2017

Como se mencionó en el punto 4.1 la prueba SRDT también puede determinar los valores de fricción en la cercanía del pozo, es decir si es que la fricción está demandada por efectos de los cañoneos o por efecto de tortuosidad. En la figura 4.7 se muestran las fricciones existentes en la cercanía del pozo resultante de la prueba de inyectividad SRDT, de lo cual se puede confirmar los resultados cualitativos obtenidos de la figura 4.6 donde se dijo que las pérdidas de presión en la cercanía del pozo son causadas a restricciones por la tortuosidad que existe en el yacimiento. Esto se puede confirmar ya que a la tasa de inyección 16 bpm al intersecarse con la curva de tortuosidad (línea azul) se tiene una caída de presión de 265 psi y al cortar la curva de disparos (línea roja) se observa que la caída de

presión es de 85 psi. Es decir que la caída de presión por tortuosidad es mayor a la provocada por los cañoneos.

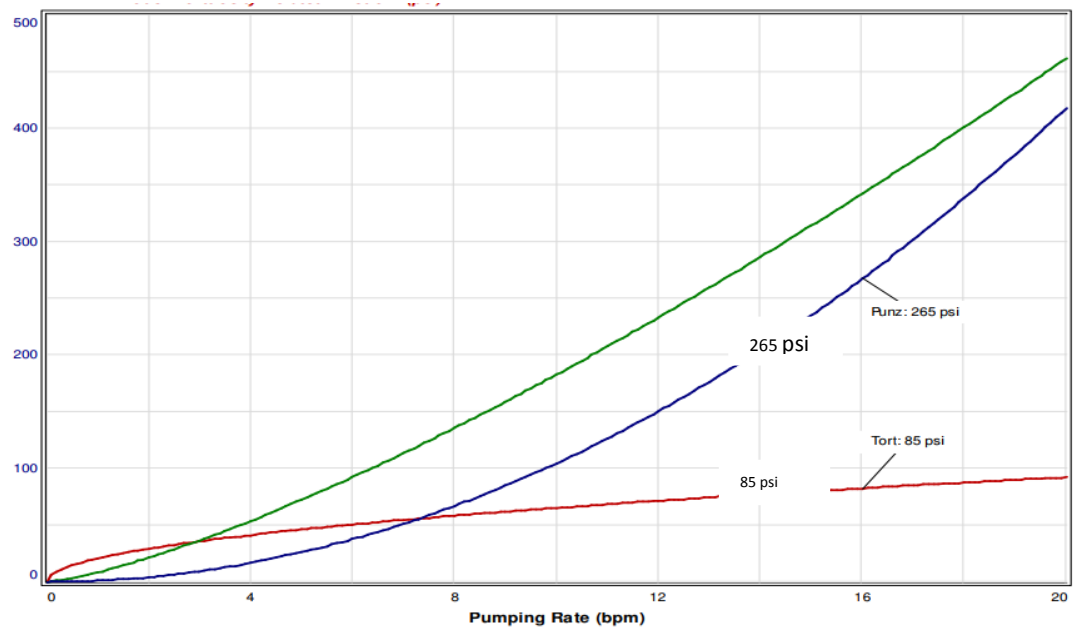


Figura 4.7 Gráfico de fricciones en la cercanía del pozo
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

4.4. Prueba de Función G

La gráfica dada por la prueba de función G se usa para determinar la presión de cierre de la fractura, en el caso hipotético que la formación se haya fracturado con el MINIFRAC. Para poder realizar nuestro análisis la curva más importante es la de superposición de la función G (GdF/Dg), ya que esta nos permite visualizar el cierre de la fractura. En sí se trazó una línea recta sobre la curva que pasa por el origen de la gráfica, al proyectarse este punto de manera vertical, se puede obtener la presión de cierre de la curva BHP y se obtiene la presión de fondo al momento del cierre, la cual alcanza los 2085 psi.

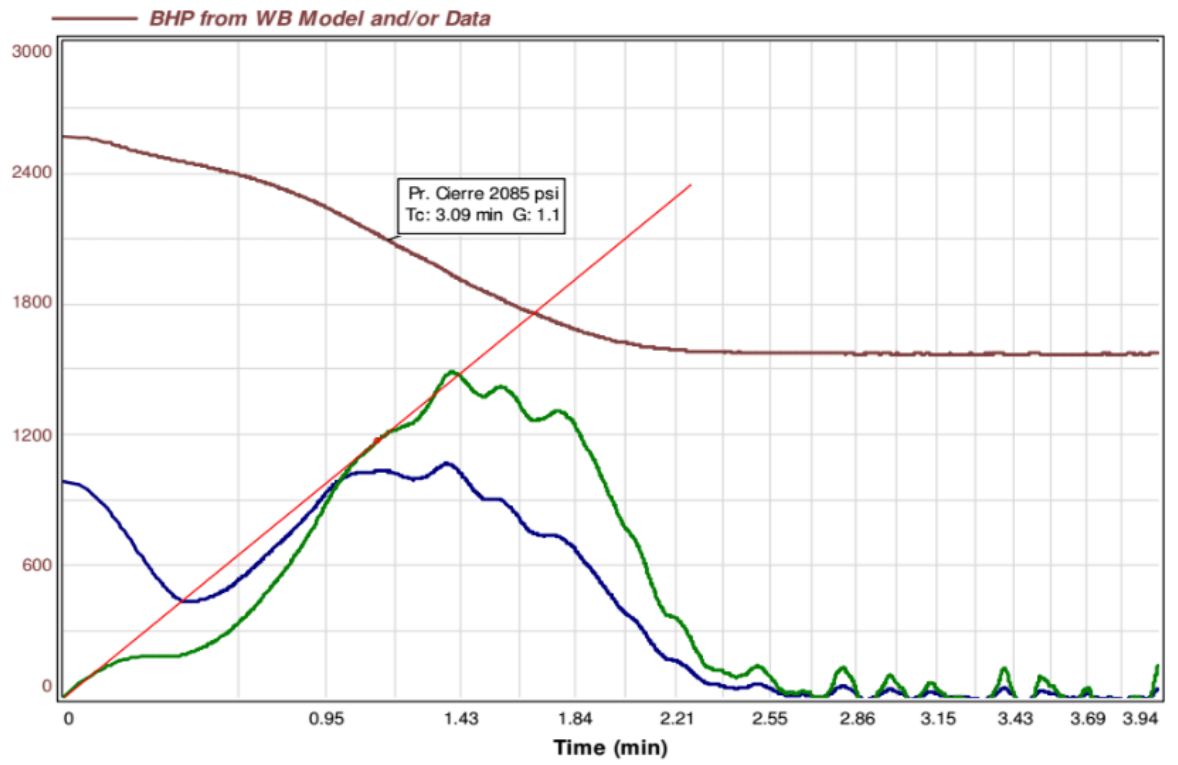


Figura 4.8 Gráfico de Función G
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

La fricción en la cercanía del pozo está demandada por efecto de tortuosidad según el gráfico obtenido de la prueba de SRDT. Sin embargo, gracias a la prueba de fricciones NWB se puede observar que en la fricción actúan los dos efectos tanto de tortuosidad de yacimiento como el de los cañoneos, pero sí se confirma que el efecto de tortuosidad es mayor.

Con la prueba SRDT se obtiene automáticamente la presión de admisión o extensión de fractura igual a 2920 psi y haciendo un análisis de datos y del rango de la prueba Step-up y graficando a manera apartada BHP Vs. Tasa de inyección se obtiene que la presión de extensión fuera 2990 psi. Lo cual es un valor aproximado al obtenido mediante el SRDT. Este análisis apartado también ayudó a calcular la presión de cierre de fractura (2600 psi) comprobando con lo que dice la metodología que la Presión de extensión es usualmente de 100 a 300 psi mayor que la presión de cierre. También se obtuvo la presión en la cara de la arena (1440 psi) de manera aproximada.

Analizando los resultados dados por la prueba de la función G se obtuvo que la presión de cierre estimada fue de 2085 psi. Así mismo se puede interpretar de esta prueba que el mecanismo de pérdida de fluido está asociado a una recesión de la altura de la fractura.

La eficiencia del fluido a partir del valor obtenido de la función G es 41%

5.2. Recomendaciones

Se debe tener una base de conceptos básicos bien cimentada sobre fracturamiento hidráulico para poder analizar los gráficos dados por las pruebas de inyectividad.

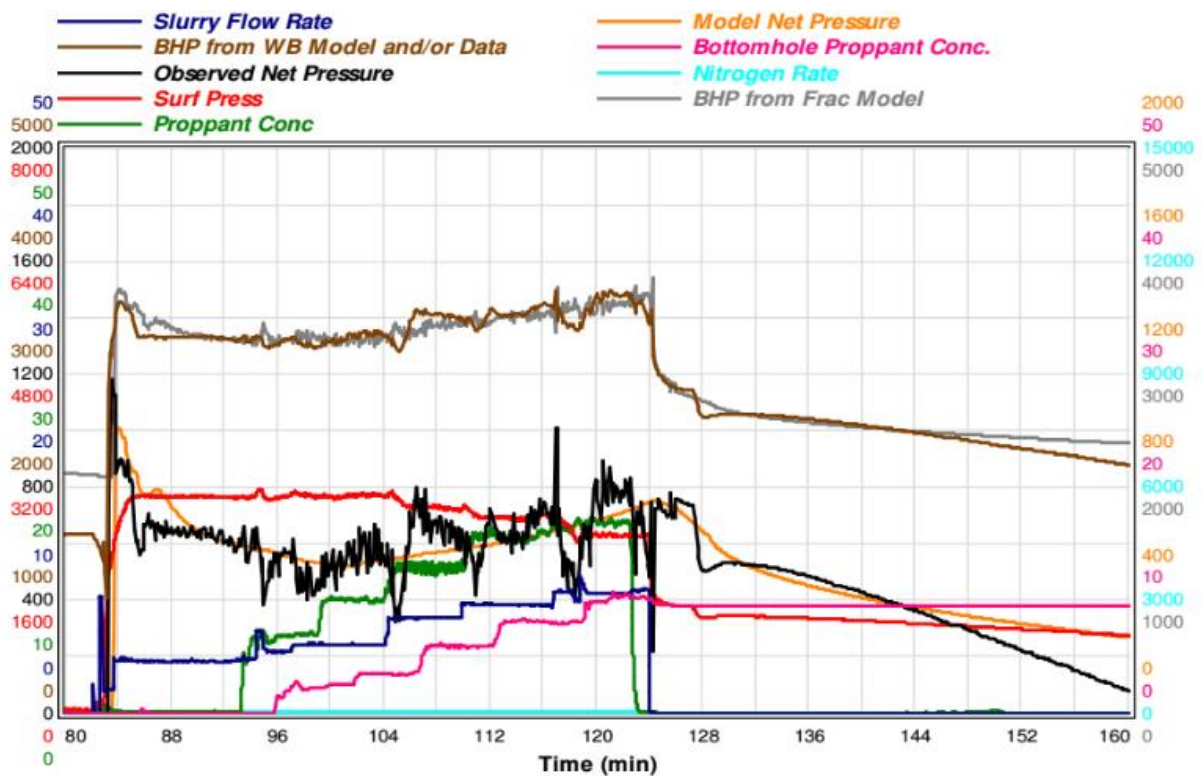
Recordar que la minifractura se la realiza siempre antes de realizar el tratamiento de fractura principal para poder indicar y analizar si es que el diseño del diseño principal fue bien realizado y si es que este tendrá éxito.

ANEXOS

ANEXO A

A.1. Informe final de fractura hidráulica

Una vez realizada la prueba de minifractura se procedieron a realizar los respectivos cambios en el diseño en las presiones para lo cual se obtuvo la siguiente información:



Anexo A.1 Gráfico de la fractura
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

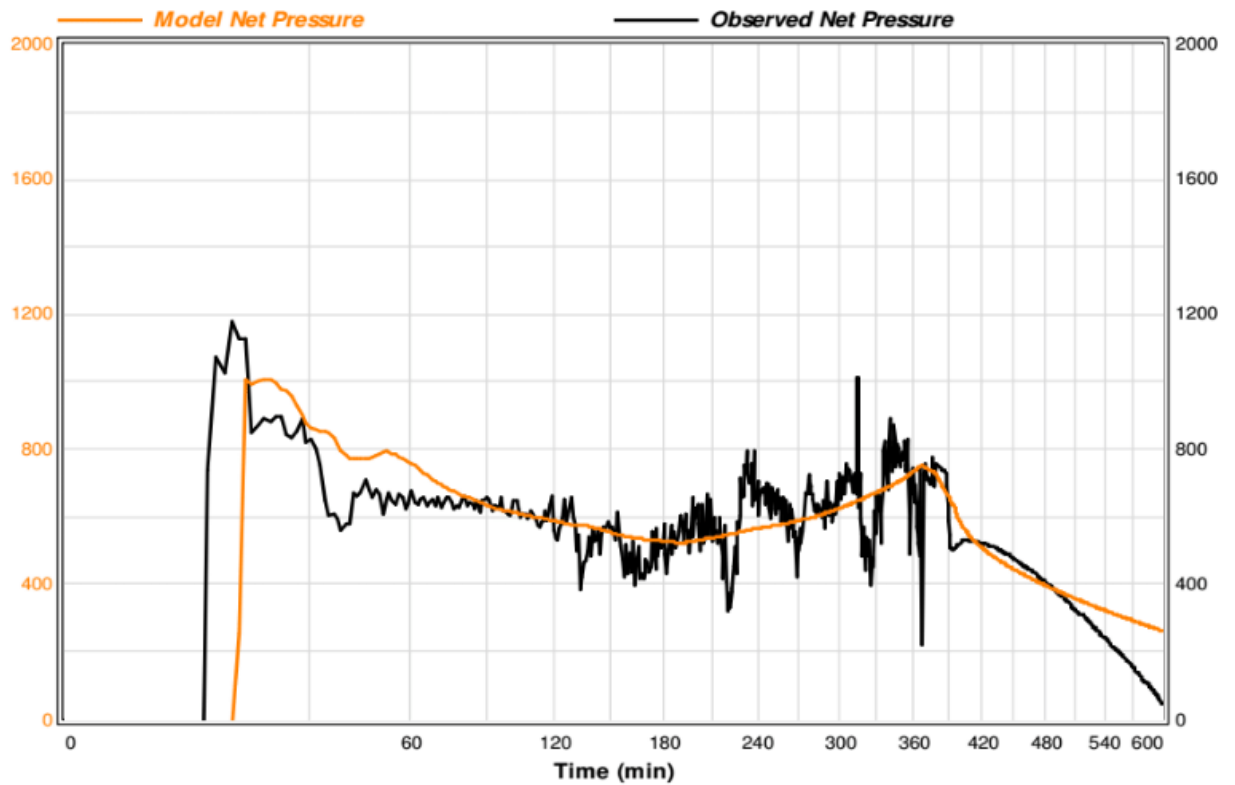
En la operación del fracturamiento hidráulico con fluido espuma N₂ se pudo obtener los siguientes datos:

Anexo A.2 Datos de la fractura utilizando Nitrógeno

P Hidrostática	1535 psi
P Ruptura	1530 psi
P Promedio	2900 psi

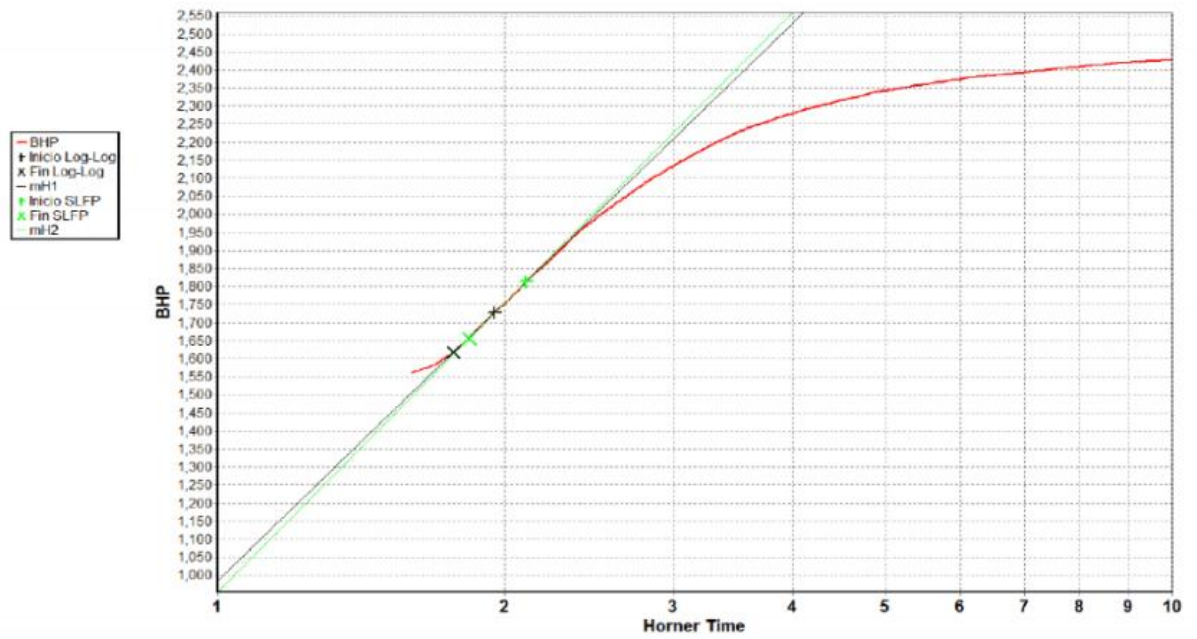
P Mínima	2520 psi
P Máxima	3135 psi
P Final	2520 psi
PIF	1780 psi
GF	0.95 psi/ft
Arena de formación	814 bolsas
Conc. Mezclada	17.0 #/gal
Conc. Formación	17.0 #/gal
Nitrógeno Utilizado	19394.4 lts

Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)



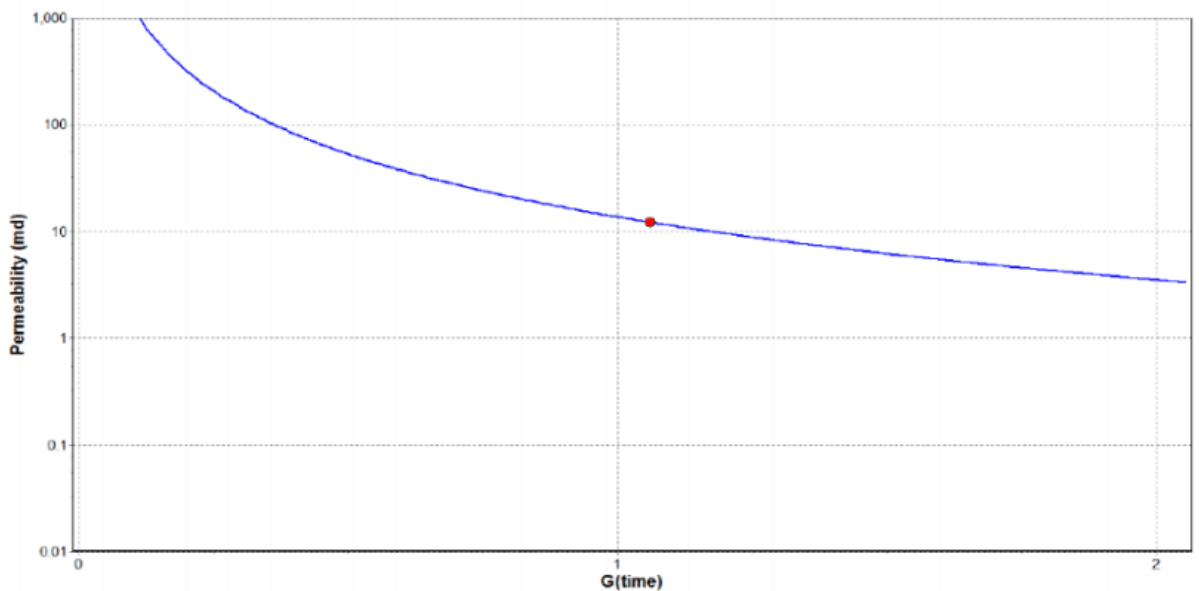
Anexo A.3 Gráfico de Nolte

Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

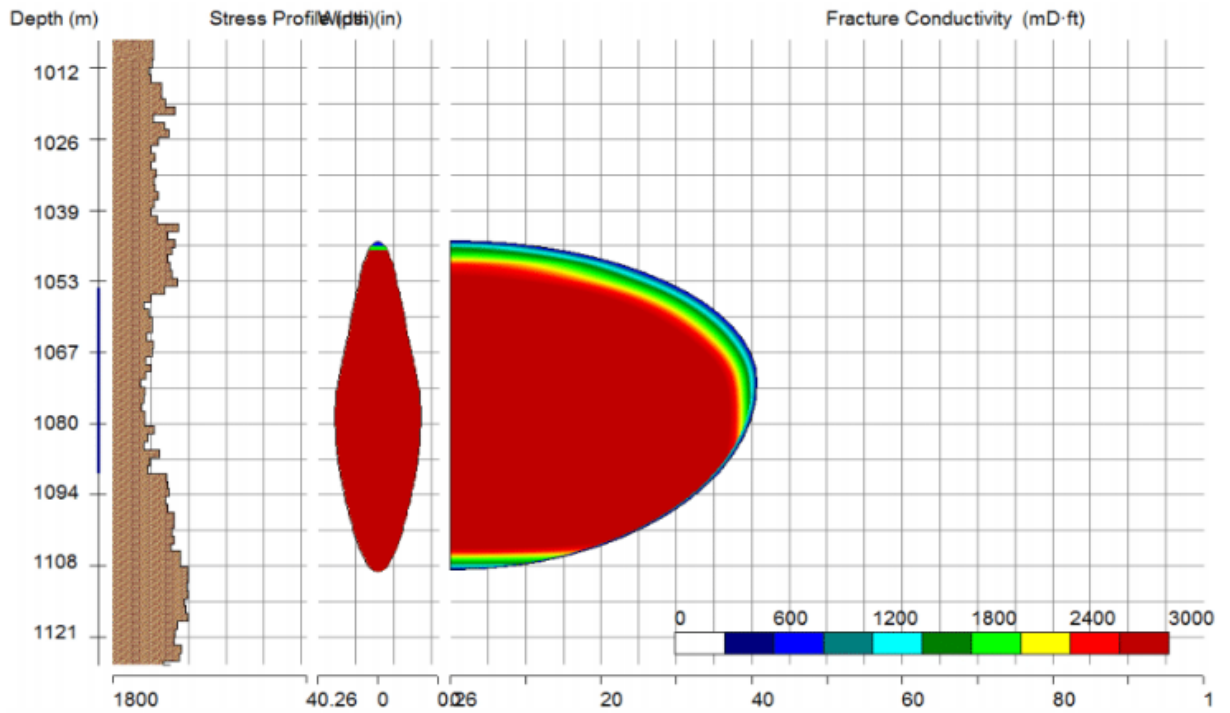


Anexo A.4 Gráfico de Horner
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

La permeabilidad de la arena se la puede estimar mediante la siguiente gráfica la cual es 12.1532 md



Anexo A.5 Gráfico de Permeabilidad estimada a partir de la función G
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)



Anexo A.6 Gráfico de Concentración de la arena y Conductividad de la Fractura

Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

Conductividad de la fractura

Anexo A.7 Conductividad en concentraciones de N₂ de la fractura por etapas

Etapa	Longitud (m)	Upper Ht (m)	Lower Ht (m)	Upper Conc (lb/ft ²)	Lower Conc (lb/ft ²)
1	Se ha filtrado				
2	Se ha filtrado				
3	Se ha filtrado				
4	Se ha filtrado				
5	40.8	27.3	36.3	863	685
6	40.1	26.4	36	2094	2768
7	36.3	25.6	31	2854	4412
8	30.9	18.8	29.4	4381	5305
9	23.3	17	19.3	4914	6540
10	9.1	7.4	6.8	6003	6864

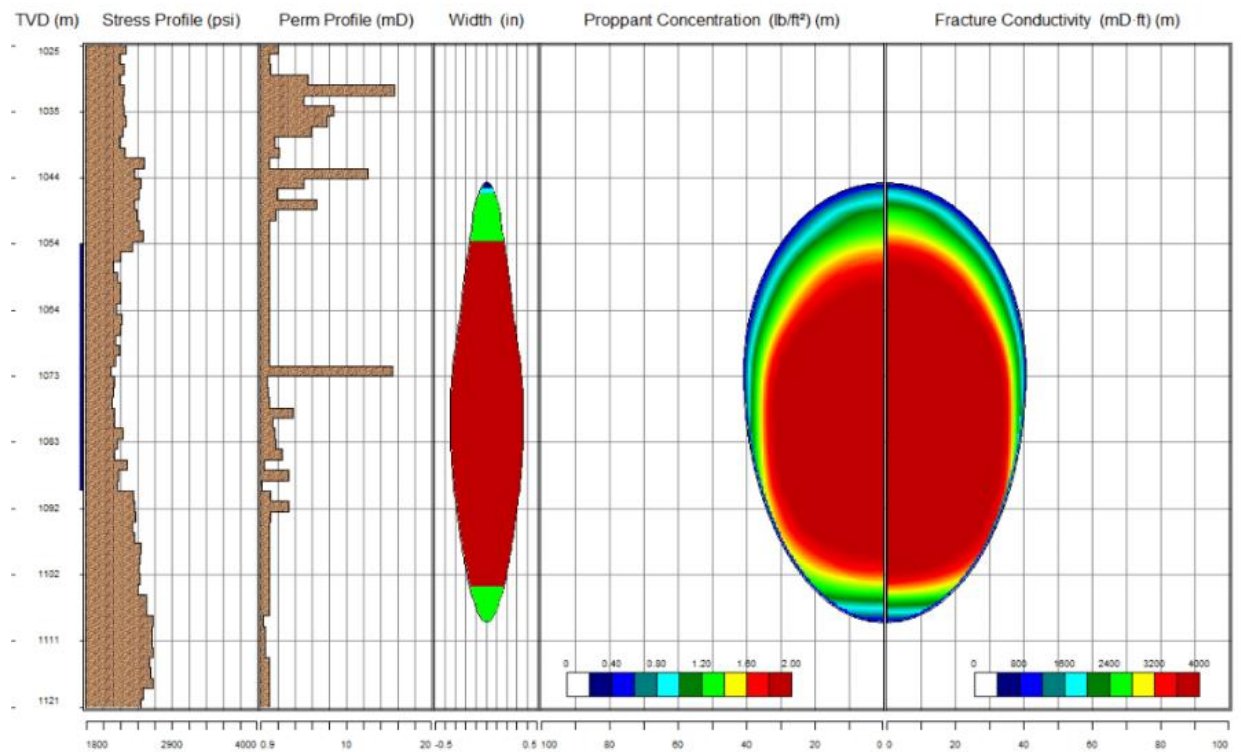
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

Concentración de Arena

Anexo A.8 Tabla de concentración de N2 en la arena

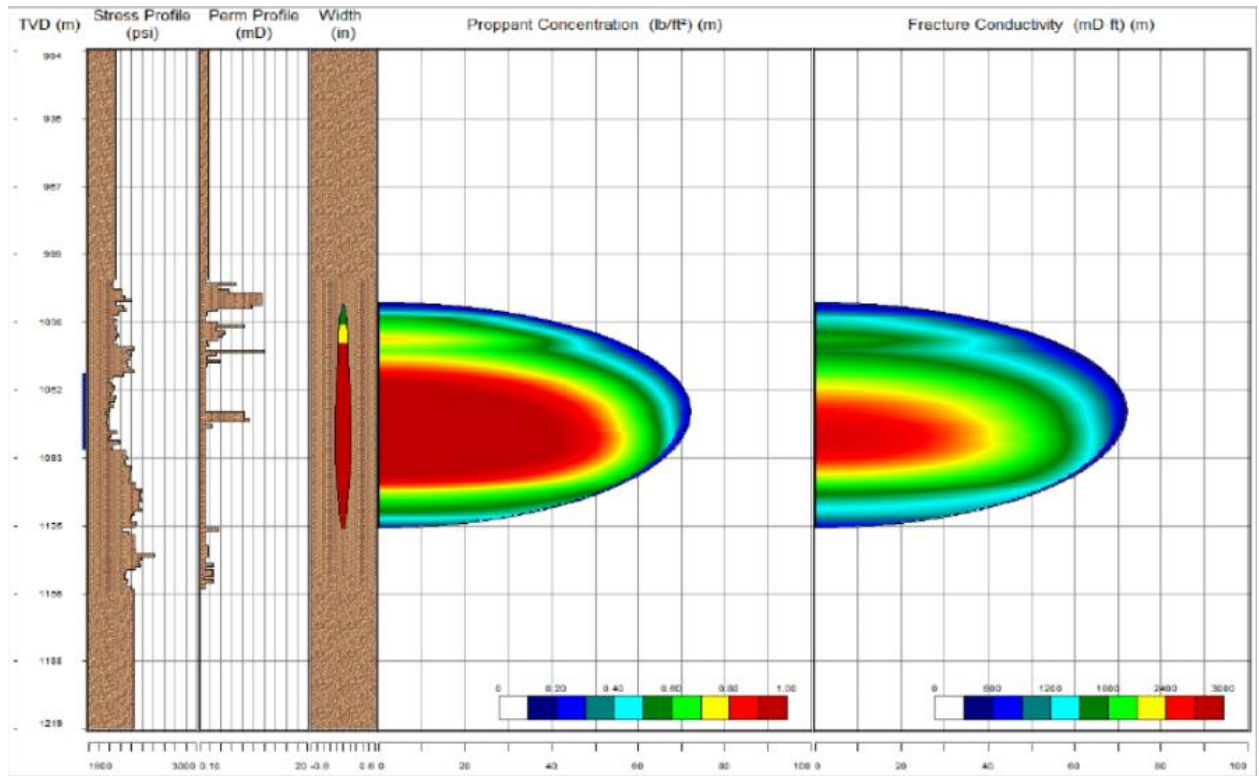
# Etapa	Longitud (m)	Upper Ht (m)	Lower Ht (m)	Upper Cond (mD*ft)	Lower Cond (mD*ft)
1	Se ha filtrado				
2	Se ha filtrado				
3	Se ha filtrado				
4	Se ha filtrado				
5	40.8	27.3	36.3	0	0
6	40.1	26.4	36	1	1
7	36.3	25.6	31	1.25	1.93
8	30.9	18.8	29.4	1.92	2.33
9	23.3	7	19.3	2.15	2.87
10	9.1	7.4	6.8	2.63	3.01

Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)



Anexo A.9 Gráfico de Crecimiento de Fractura por Diseño

Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)



Anexo A.10 Gráfico de Crecimiento de Fractura Ajustado
Fuente: (San Antonio Internacional, 2010)

BIBLIOGRAFÍA

Decofinanzas. (2014, Septiembre 2). *Decofinanzas*. Retrieved from <https://decofinanzas.wordpress.com/2014/09/02/el-fracking-una-controvertida-tecnica-de-extraccion-que-llegaria-a-colombia-el-proximo-ano/>

Del Castillo, L. A. (2010). *MEJORAS EN EL DISEÑO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO UTILIZANDO ANÁLISIS DE RIESGO EN EL NOROESTE DEL PERÚ*. Lima- Perú: Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica.

Díaz, A., & Lasso, A. (2013). *ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO Y PROPUESTA DE NUEVOS POZOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA AMY*. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Freire, P., & Chuiza, Á. (2011). *ANÁLISIS DEL FACTOR DE DAÑO DE FORMACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO REALIZADOS EN EL CAMPO ANPA DEL DISTRITO AMAZÓNICO*. Guayaquil, Ecuador: ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL- FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

Loaiza, S. (2009). *ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA EL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO ALBERTO (TESIS DE INGENIERÍA)*. QUITO, ECUADOR: Universidad Central del Ecuador.

Reyes, E. (2016). *LA PRUEBA MINIFRAC COMO HERRAMIENTA BÁSICA PARA TOMAR DECISIONES EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN UN*

POZO PETROLERO. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

San Antonio Internacional, I. R. (2010). *Informe Final: Fractura hidráulica*. Neuquen, Argentina.