



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Implementación de fracturamiento hidráulico de pozos de  
petróleo en el campo de MBoundi**

Trabajo de Suficiencia Profesional para optar el Título de  
Ingeniero Industrial

**Johnny Guillermo Falla Estela**

**Revisor:  
Dr. Ing. Gastón Eduardo Cruz Alcedo**

**Piura, agosto de 2025**

### Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

Yo, Johnny Guillermo Falla Estela, egresado del Programa Académico de Ingeniería Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI: 16702699, declaro que:

Soy autor del trabajo final titulado:

“Implementación de fracturamiento hidráulico de pozos de petróleo en el campo de MBoundi”

El mismo que presento bajo la modalidad de Trabajo de suficiencia profesional para optar el Título profesional de Ingeniero Industrial.

Que el trabajo se realizó en coautoría con los siguientes alumnos de la Universidad de Piura.

- Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con Elija un elemento: Escribir número

El texto de mi trabajo final es original y no vulnera los derechos de terceros o, de ser el caso, derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para lo cual, he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas. Asimismo, el texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico; y que la investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.

En caso de detectarse el incumplimiento de lo declarado asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

La asesoría del trabajo estuvo a cargo de los siguientes docentes de la Universidad de Piura:

- Dr. Ing. Gastón Eduardo Cruz Alcedo, identificado con DNI: 03566958

Declaro (declaramos) que:

Luego de haber empleado el software de coincidencia Turnitin, revisado las fuentes de información señaladas por el autor, y en razón de mi (nuestra) experiencia como investigador(es), declaro (declaramos) que las ideas expuestas en el trabajo final alcanzan las condiciones de calidad, integridad y originalidad acorde a los objetivos institucionales y estándares en materia de investigación. Finalmente, no asumo (asumimos) responsabilidad por la posible vulneración de derechos de autor en el trabajo final referido, pues tal responsabilidad es exclusiva del autor.

Fecha: 09/06/2025.



.....  
Firma del autor<sup>1</sup>



.....  
Firma del asesor<sup>1</sup>

.....  
Firma del co-asesor<sup>1</sup>

.....  
Firma del co-asesor<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Firma idéntica al DNI. No se admite digital, salvo certificado.

## **Dedicatoria**

A mis padres. Su esfuerzo y apoyo han sido factores determinantes en alcanzar esta meta.



## Resumen

La experiencia profesional del autor se centra en la industria petrolera. Luego de egresar de la facultad de ingeniería de la Universidad de Piura, ingresó a trabajar en la empresa de servicios petroleros BJ Services para las operaciones de Talara. Desempeñándome como ingeniero de servicios de campo durante siete años. Al inicio de su carrera, fue capacitado por esta empresa de servicios en el diseño y ejecución de trabajos de cementación y estimulación de pozos petroleros a través de asistencia a cursos y, principalmente, trabajo de campo.

Su experiencia internacional se inicia en el año 2004, cuando fue transferido a las operaciones de Trinidad y Tobago como ingeniero de estimulación, especializándose en trabajos de empaques de grava y fracturamiento hidráulico. En el año 2007 fue asignado a las operaciones de Argentina, donde tuvo la oportunidad de trabajar en el fracturamiento hidráulico para pozos de gas y reservorios no convencionales. En el año 2009, fue asignado como ingeniero de distrito del Congo para participar en el inicio de las operaciones de fracturamiento hidráulico en ese país. En esa oportunidad fue el ingeniero líder para los trabajos de fractura realizados en los pozos de petróleo del campo de M'Boundi. El presente trabajo, se centra precisamente en el proceso de planeamiento, ejecución y optimización de estos trabajos.

Gracias a los resultados favorables de la campaña de fractura en el Congo y a la experiencia alcanzada hasta este punto, a partir del año 2011 fue asignado como ingeniero de estimulación para la región de Oriente Medio con base en Dubai. En 2014, se estableció en Arabia Saudita como Gerente Técnico y de Ventas para los trabajos de estimulación y fractura en ese país.

En el año 2015, ingresó a trabajar en la empresa petrolera Petroleum Development of Oman (PDO) como ingeniero de estimulación química. Trabajó en esta empresa hasta el año 2021, llegando a ser la autoridad técnica para fluidos de estimulación acida y de fracturamiento hidráulico. Al momento de redactar este documento, se encuentra trabajando como consultor externo para las operaciones de fracturamiento hidráulico en esta misma compañía.

## Tabla de contenido

Introducción .....	8
Capítulo 1 Estimulación y fracturamiento.....	9
1.1 Estimulación de pozos de petróleo .....	9
1.2 Definición de fracturamiento hidráulico .....	10
1.2.1 Definición de presión de cierre y presión neta .....	12
1.2.2 Conductividad adimensional (FCD) .....	12
1.2.3 Técnica de Tip Screen Out (TSO) .....	13
1.3 Diseño de las fracturas hidráulicas .....	14
1.3.1 Recolección de información .....	14
1.3.2 Diseño preliminar .....	15
1.3.3 Pruebas de calibración .....	15
1.3.4 Ejecución del trabajo.....	15
1.3.5 Evaluación post trabajo .....	15
Capítulo 2 Campaña de fracturamiento hidráulico en el campo de M'Boundi .....	17
2.1 Escenario para la campaña de fracturamiento hidráulico.....	17
2.2 Estudio petrológico de la formación.....	17
2.3 Estudio geomecánico de la formación.....	19
2.3.1 Propiedades elásticas estáticas y dinámicas .....	19
2.3.2 Correlaciones empíricas .....	20
2.3.3 Dureza de formación.....	21
2.4 Selección de fluidos de fractura .....	22
2.5 Simulación de fractura - software .....	25
2.6 Equipos de fractura y logística .....	26
2.6.1 Tanques de fractura .....	26
2.6.2 Blender .....	27
2.6.3 Silos para el material apuntalante.....	28
2.6.4 Unidades de bombeo de alta presión .....	28
2.6.5 Unidad de monitoreo .....	29
2.6.6 Treesaver.....	30
Capítulo 3 Ejecución de los trabajos de fracturamiento.....	31
3.1 Diseño y ejecución de fracturas.....	31
3.1.1 Ejemplo de tratamiento 1 .....	32
3.1.2 Ejemplo de tratamiento 2 .....	37
3.2 Evaluación posterior al tratamiento .....	41
Conclusiones.....	42
Referencias.....	43

## Lista de tablas

<b>Tabla 1</b>	<i>Análisis mineralógico por difracción de rayos X</i> .....	18
<b>Tabla 2</b>	<i>Módulo de Young y relación de Poisson</i> .....	20
<b>Tabla 3</b>	<i>Valores de dureza Brinell (BH)</i> .....	21



## Lista de figuras

<b>Figura 1</b>	<i>Representación gráfica de reservorio de petróleo</i> .....	9
<b>Figura 2</b>	<i>Representación idealizada de una fractura hidráulica</i> .....	12
<b>Figura 3</b>	<i>Representación del principio de la técnica de TSO</i> .....	13
<b>Figura 4</b>	<i>Módulo de Young vs Densidad aparente</i> .....	20
<b>Figura 5</b>	<i>Comportamiento reológico del fluido de fractura</i> .....	23
<b>Figura 6</b>	<i>Permeabilidad recuperada inicial 66.1%</i> .....	24
<b>Figura 7</b>	<i>Mejora de la permeabilidad al 86.9%</i> .....	24
<b>Figura 8</b>	<i>Arreglo típico del equipo de fractura</i> .....	26
<b>Figura 9</b>	<i>Prueba de step down test</i> .....	32
<b>Figura 10</b>	<i>Análisis de la prueba de SDT</i> .....	33
<b>Figura 11</b>	<i>Prueba de minifrac</i> .....	34
<b>Figura 12</b>	<i>Análisis de minifrac – Tiempo función G</i> .....	34
<b>Figura 13</b>	<i>Análisis de minifrac – Tiempo delta de raíz cuadrada</i> .....	35
<b>Figura 14</b>	<i>Coincidencia de presión neta</i> .....	35
<b>Figura 15</b>	<i>Bombeo del tratamiento principal</i> .....	36
<b>Figura 16</b>	<i>Coincidencia de presión neta – Tratamiento principal</i> .....	36
<b>Figura 17</b>	<i>Prueba de minifrac</i> .....	37
<b>Figura 18</b>	<i>Análisis de minifrac – Tiempo función G</i> .....	38
<b>Figura 19</b>	<i>Tratamiento principal</i> .....	38
<b>Figura 20</b>	<i>Coincidencia de presión neta – Tratamiento principal</i> .....	39
<b>Figura 21</b>	<i>Análisis de minifrac – Tiempo función G</i> .....	39
<b>Figura 22</b>	<i>Tratamiento principal</i> .....	40
<b>Figura 23</b>	<i>Coincidencia de presión neta – Tratamiento principal</i> .....	40
<b>Figura 24</b>	<i>Reducción de la tasa de producción vs FCD de la fractura</i> .....	41
<b>Figura 25</b>	<i>Reducción de la tasa de producción vs Concentración del apuntalante</i> .....	41

## Introducción

La experiencia profesional del autor se ha desarrollado en la industria petrolera, con especial enfoque en los procesos de mejora de la producción de pozos de petróleo y gas. Se podría pensar que el estudio e implementación de estos procesos son exclusividad de la ingeniería de petróleo; sin embargo, en ellos concurren muchas de las ciencias que cursó exitosamente en la facultad de ingeniería industrial de la UDEP, como: mecánica de fluidos, ciencias de los materiales, química orgánica e inorgánica, etc. Es por este motivo, que se puede decir que ha desarrollado su carrera en el sector petrolero de manera exitosa tanto en el Perú como en el extranjero.

En el presente trabajo se describe uno de los proyectos en los que ha trabajado durante su carrera y detalla el desarrollo de una campaña de estimulación de pozos petroleros en el campo de M'Boundi de la República del Congo durante los años 2009 a 2011. Durante esa campaña de trabajo, fue el ingeniero de fracturamiento hidráulico para la empresa de servicios BJ Services, estando a cargo de los diseños y ejecución de estos trabajos de estimulación.

Este documento consta de tres capítulos principales. El capítulo 1 sirve como introducción sobre cómo se construye y produce un pozo de petróleo. Se definen conceptos básicos referidos a los tratamientos de estimulación como procesos de mejora de la producción de hidrocarburos, se explica de manera concisa en que consiste la técnica de fracturamiento hidráulico y el proceso a seguir para la correcta ejecución de este tipo de trabajos.

En el capítulo 2, se describe en detalle la experiencia particular de la campaña de fracturamiento hidráulico realizada en el campo de M'Boundi. Incluye la descripción y alcance de los estudios de laboratorio preliminares realizados para la caracterización de la roca reservorio a estimular, así como los fluidos contenidos en este reservorio. También se describe el equipo y los problemas logístico-operativos cumplidos en más de 2 años de operaciones y más de 60 trabajos ejecutados.

En el capítulo 3, se presentan ejemplos de la ejecución de estos trabajos. Asimismo, se comparten, los resultados y evaluación de esta campaña de fracturamiento hidráulico mostrando las lecciones aprendidas al optimizar el diseño y la ejecución de la estimulación de fracturas en este campo. Se incluye también un análisis interesante, correlacionando algunos parámetros clave de los trabajos de fractura como la conductividad de la fractura y la concentración de apuntalante con los rendimientos de producción de los pozos, con el objetivo de definir una estrategia de mejora de los trabajos de estimulación y maximizar la recuperación de petróleo.

# Capítulo 1

## Estimulación y fracturamiento

### 1.1 Estimulación de pozos de petróleo

Las reservas petrolíferas se encuentran bajo la superficie terrestre a cientos o miles de metros de profundidad. Por esta razón, el único método seguro para ubicarlas es la perforación de pozos de exploración.

El petróleo no se encuentra en lagos subterráneos. Comúnmente se halla encerrado en los intersticios que hay entre los granos de arena que forman las rocas denominadas «areniscas», que pueden ser de origen marino, fluvial, glacial o lacustre. Estas rocas con características litológicas comunes son agrupadas bajo el nombre de “formaciones” para su estudio geológico.

Se considera que, después de su formación, el petróleo fue expulsado, por el peso de los sedimentos que se habían depositado sobre las rocas de grano fino (arcillas y limos) en que se había formado, hacia una roca más porosa, de grano más grueso, en los poros de la cual pudo acumularse. Este desplazamiento del petróleo, desde su roca de origen hasta la roca en que lo encontramos actualmente, se denomina «migración del petróleo». La roca en la cual lo encontramos se denomina «roca reservorio». La roca en que suponemos se formó se denomina «roca madre». Ver figura 1

**Figura 1**

*Representación gráfica de reservorio de petróleo*



*Nota:* Tomado de Petroperú. Museo del petróleo (2023).

Un pozo, cuando ha sido perforado y entubado hasta llegar a la zona con petróleo, está listo para empezar a producir. Si la presión en el reservorio es alta, el petróleo es impulsado velozmente desde el fondo y sube por la tubería. Cuando la presión del pozo no es suficiente para que el petróleo suba hasta la superficie, se emplean además los sistemas de producción y de levantamiento artificial. Entre estos, el más común en el Perú es el bombeo mecánico, fácilmente reconocible en superficie por la presencia de la unidad de bombeo. Se usan también en el país otros sistemas de bombeo, como el electrocentrífugo, el neumático (gas lift) y el hidráulico.

Para que el hidrocarburo fluya a caudales económicamente razonables, además de adecuada presión de reservorio o instalación de sistemas de levantamiento artificial, la

permeabilidad al petróleo de la roca deberá ser suficientemente alta para facilitar que este fluya de la roca al pozo. Si esta permeabilidad es relativamente baja o se encuentra disminuida por algún tipo de daño, un tratamiento de estimulación suele ser aplicado.

Los tratamientos de estimulación de pozos están dirigidos a iniciar o mejorar la productividad de un pozo para reducir el tiempo en el que la recuperación esperada de hidrocarburo sea obtenida. Pueden, por lo tanto, ser clasificados como “proyectos de aceleración” que incrementan la velocidad de producción, aumentando el flujo de caja.

Como regla general, los tratamientos de estimulación no incrementan la recuperación final de las reservas de un pozo o reservorio. Las excepciones se dan cuando, como resultado de un tratamiento de estimulación, un pozo puede producir arriba del límite económico o cuando se establece comunicación con zonas del reservorio que, sin tratamiento de estimulación, permanecerían inaccesibles o cuando la presión de abandono es reducida (Shell International Petroleum, 1991).

Un incremento de productividad, usando técnicas de estimulación se alcanzan mediante:

1. Remoción, o esquivando, un daño a la permeabilidad en la vecindad del pozo (skin) producto de las actividades de perforación, completamiento o producción.
2. Reducción de la resistencia al flujo desde el reservorio al pozo a través de la creación de canales de alta conductividad.

## **1.2 Definición de fracturamiento hidráulico**

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas empleadas en la estimulación de pozos de petróleo y gas. Consiste en crear un camino conductor de alta permeabilidad desde el depósito de hidrocarburos hasta el pozo. Esto se logra aplicando presión suficientemente elevada para fisurar la roca reservorio en el sentido transversal a su esfuerzo mínimo y rellenándola con un material apuntalante de alta permeabilidad que mantendrá la fisura como el canal preferente para la producción del hidrocarburo.

La presión aplicada sobre la roca reservorio es de tipo hidráulica, ya que se logra mediante el bombeo a elevado caudal de un fluido hacia la formación permeable. Esta inyección violenta de fluido genera un diferencial de presión que es proporcional a la permeabilidad de la formación,  $k_f$ . A medida que aumenta la tasa de bombeo, este diferencial de presiones entre la presión inducida en el pozo y la presión original del yacimiento también aumenta, generándose una tensión adicional alrededor del pozo. Eventualmente, a medida que aumenta la velocidad del fluido inyectado, el diferencial de presión causará tensiones que excederán la tensión mínima necesaria para romper la roca y se formará una fractura. En este punto, si la inyección de fluido cesa, la fractura se cerrará nuevamente. Eventualmente, dependiendo de la permeabilidad de la roca y la magnitud de la fuerza que actúa para cerrar la fractura (presión de cierre), será como si la roca nunca hubiera sido fracturada. En

consecuencia, el bombeo de fluido por sí solo no necesariamente producirá un aumento en la producción de hidrocarburo.

Sin embargo, si bombeamos algún agente de sostén o apuntalante, en la fractura y luego liberamos la presión, la fractura permanecerá abierta, siempre que el apuntalante sea capaz de soportar las fuerzas de confinamiento que intentan cerrar la fractura. Si este apuntalante también es capaz de mantener una porosidad y permeabilidad significativas bajo estas condiciones, entonces, bajo las circunstancias adecuadas, se ha creado un camino de mayor conductividad desde el reservorio hasta el pozo. Si el tratamiento se ha diseñado correctamente, esto producirá un aumento en la producción.

En general, el proceso de fracturamiento hidráulico convencional requiere que se bombee un fluido altamente viscoso al pozo a alta velocidad y presión. La alta tasa y presión significan caballos de fuerza, y es por eso el proceso generalmente involucra camiones grandes o patines con enormes motores Diesel y bombas masivas. Una bomba de fractura típica tendrá una potencia nominal de 700 a 2,000 caballos de fuerza hidráulicos (HHP).

Para crear la fractura, generalmente se bombea primero una etapa de fluido conocida como Pad o colchón. Esto es seguido por varias etapas de fluido cargado de apuntalante, que en realidad acarrea el apuntalante a la fractura. Finalmente, todo el tratamiento es desplazado en la tubería del pozo a la profundidad del reservorio. Estas etapas se bombean consecutivamente, sin pausas. Una vez finalizado el desplazamiento, las bombas se apagan y se permite que la fractura se cierre sobre el apuntalante. El ingeniero de fractura define el volumen del Pad, los tamaños de las etapas con apuntalante, el número de estas etapas, la concentración del apuntalante dentro de las etapas, el caudal de bombeo y el tipo de fluido para producir las características de fractura requeridas. Para esto, se sirve de programas computarizados especializados que dimensionan el tamaño de la fractura considerando las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades de los fluidos involucrados y las dimensiones y especificaciones de los tubulares de completamiento del pozo.

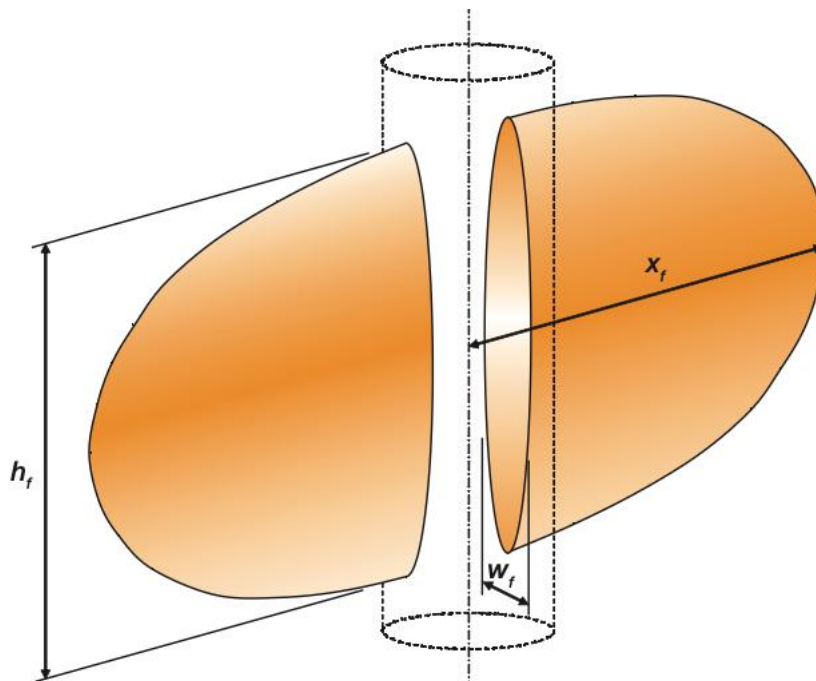
Los modelos empleados en el diseño de las fracturas hidráulicas tienen en cuenta las siguientes tres características: altura (H), longitud (xf) y ancho (W). Una vez, que estas tres dimensiones son definidas, otras variables como, cantidad de agente apuntalante, conductividad de la fractura e incremento final de la producción de hidrocarburo pueden ser definidos. Es común asumir que las fracturas crecen en dos alas idénticas espaciadas en 180° (es decir, en lados opuestos del pozo); sin embargo, esto no es necesariamente correcto. También es normal asumir la geometría de las fracturas de forma elíptica; esto tampoco se ajusta necesariamente a la verdad. La realidad suele ser algo más compleja. Sin embargo, la determinación inicial de altura, largo y ancho nos permitirá definir algunos otros parámetros.

En la figura 2, se representa una fractura idealizada con dos fracturas simétricas de forma elíptica posicionadas a cada lado del pozo. En la realidad, la situación es un poco más

compleja, sin embargo, esta representación sirve para demostrar las características geométricas básicas de una fractura: largo ( $x$ ), altura ( $h$ ) y ancho ( $w$ ).

**Figura 2**

*Representación idealizada de una fractura hidráulica*



*Nota.* Tomado de Michael J.; Tony Martin (2007).

### **1.2.1 Definición de presión de cierre y presión neta**

Presión de cierre es la presión que ejerce la formación sobre el agente apuntalante. Es la mínima presión requerida dentro de la fractura para mantenerla abierta. En una única capa del reservorio, es equivalente al esfuerzo horizontal mínimo. En el caso de múltiples capas fracturadas simultáneamente, es el resultado promedio de este proceso, por lo que es posible observar más de una presión de cierre.

La presión neta es la presión en el fluido de fractura en exceso a aquella que simplemente mantiene la fractura abierta. En otras palabras, es la energía disponible en el fluido de fractura disponible para propagar la fractura y producir ancho de esta. Matemáticamente es calculada como la presión del fluido de fractura menos la presión de cierre.

### **1.2.2 Conductividad adimensional (FCD)**

La conductividad de fractura adimensional (FCD por sus siglas en inglés o CfD definida por la API) o también llamada Conductividad Relativa de Fractura es una medida de cuán conductiva es la fractura en comparación con la formación. Para producir un incremento de la producción, la fractura empacada deberá tener mayor conductividad que la formación.

Dado que la conductividad de la fractura se define como el producto de su ancho por la permeabilidad del agente apuntalante, la conductividad adimensional será:

$$C_{fD} = \frac{F_c}{x_f k} = \frac{k_p \bar{w}}{x_f k}$$

Donde  $x_f$  es el largo de la fractura,  $k_p$  es la permeabilidad del agente apuntalante,  $\bar{w}$  es el ancho promedio de la fractura y  $k$  es la permeabilidad de la formación. La Conductividad Adimensional de la Fractura debe ser mayor que uno, para que ésta sea más conductiva que la formación.

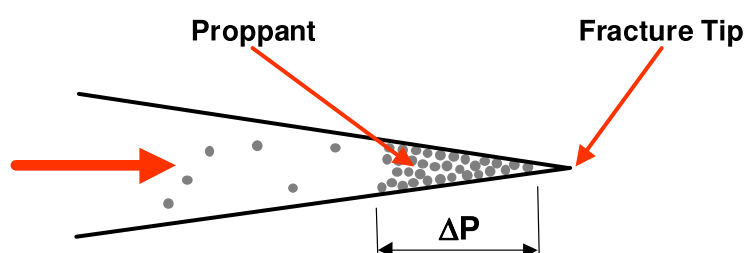
Esta ecuación, compara la habilidad que tiene la formación para transportar los fluidos hacia la fractura con la habilidad de la fractura para trasladar los fluidos al pozo. Si la FCD es menor a uno, la producción post tratamiento está limitado por la relativa baja conductividad de la fractura y los fluidos transitarán más fácilmente a través de la formación. Si la FCD es significativamente mayor que uno, el factor limitante de la producción será la habilidad de la formación para producir hidrocarburo hacia la fractura

### 1.2.3 Técnica de Tip Screen Out (TSO)

El Tip Screen Out (TSO) es una técnica usada para incrementar artificialmente el ancho de la fractura sin aumentar significativamente su longitud. Aplicando esta técnica de fracturamiento, podemos incrementar significativamente la FCD. El TSO es una técnica usada generalmente en formaciones de alta permeabilidad. La razón de esto es que la alta permeabilidad de la formación dificulta obtener un FCD mayor que uno. La siguiente figura, ilustra el principio de esta técnica.

**Figura 3**

*Representación del principio de la técnica de TSO*



*Nota.* Tomado de Tony Martin (2005).

Para generar un TSO, el agente apuntalante es bombeado dentro de la fractura más tempranamente de lo que normalmente se haría. Dado que la permeabilidad de la formación es alta, el fluido filtra relativamente rápido. Esto, deshidrata la lechada que contiene el agente apuntalante. Si el tratamiento es correctamente diseñado, la deshidratación ocasionará que

el apuntalante se almacene en la punta (Tip en inglés) de la fractura. Para que la fractura continúe creciendo en longitud, la presión neta ( $P_{net}$ ) ejercida en la punta de ésta, debe ser positiva. A medida que el apuntalante se acumula en la punta de la fractura, el fluido tiene que atravesarlo para llegar a la punta y mantener la  $P_{net}$ . Este paso a través de los granos del apuntalante representa una pérdida de presión por fricción ( $\Delta P$ ) para el fluido. Cuando la acumulación de apuntalante en la punta es lo suficientemente grande, la pérdida por fricción iguala y sobrepasa el valor de presión neta por lo que la fractura deja de propagarse longitudinalmente.

Cuando esto sucede, el fluido aún sigue siendo bombeado dentro de la fractura y tiene que fluir hacia otro punto que no sea la punta. Parte de este fluido filtra hacia la formación, pero no completamente, por lo que el volumen de la fractura sigue aumentando. Esto significa, que la fractura empezará a ensancharse. Esto también significa un incremento en la presión neta, dado que la formación es compactada gradualmente. Este aumento de presión neta es usado como indicativo del inicio del TSO durante el tratamiento.

Para aplicar con éxito la técnica del TSO deben darse dos condiciones: alta permeabilidad de la formación (y por consiguiente alto filtrado del fluido de fractura) y bajo módulo de Young de la roca reservorio. El alto filtrado a formación es necesario para que la lechada con el apuntalante se deshidrate lo suficiente para permitir la acumulación en la punta de la fractura. Un bajo módulo de Young es necesario para permitir que el ancho de fractura crezca. Si la formación es muy dura (módulo de Young alto), la presión incrementará rápidamente y excederá el límite permitido de bombeo.

### **1.3 Diseño de las fracturas hidráulicas**

El correcto diseño y ejecución de fracturas hidráulicas puede ser dividido en cinco etapas:

#### **1.3.1 Recolección de información**

En esta primera etapa, se debe recolectar la mayor información posible de suficiente calidad que nos permita conocer las propiedades de la roca y fluidos de formación, de manera que la selección de materiales sea la adecuada. Entre las fuentes confiables de información están:

- Los registros eléctricos, que nos pueden proporcionar datos de porosidad y permeabilidad de la zona a fracturar, así como propiedades geomecánicas dinámicas de la roca
- Información obtenida de núcleos de formación. Los ensayos de laboratorio en núcleos de formación nos proporcionan datos de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Adicionalmente, nos brinda información de propiedades mecánicas de la roca (dureza, módulo de Young, relación de Poisson) y contenido mineralógico de la misma (especialmente útil en formaciones sensibles a fluidos base agua).

- Ensayos de laboratorio sobre fluidos de reservorio. Es muy importante realizar ensayo de compatibilidad entre los fluidos de formación y el fluido de fractura. Esto para evitar generación indeseable de emulsiones o precipitados.

### **1.3.2 Diseño preliminar**

Esta etapa, considera el uso adecuado de toda la información obtenida en el proceso anterior, para producir un diseño preliminar de la fractura a ejecutar. Se analiza la información de reservorio y de producción para proponer una geometría de fractura óptima. Para este diseño, se utiliza un simulador de geometría de fractura.

### **1.3.3 Pruebas de calibración**

Estas son pruebas realizadas en la locación misma previo al bombeo de fracturamiento final. Es importante su correcta ejecución para obtener información relevante que ayude al ingeniero de fractura a rediseñar y ajustar el tratamiento final.

El Step Down Test, es una prueba realizada generalmente en todos los trabajos de fracturamiento hidráulico y su objetivo es identificar pérdidas de presión por fricción muy alta en la cercanía del reservorio debido a baja eficiencia del número de perforaciones o por presencia de fenómeno de tortuosidad.

El minifrac, es un bombeo al mismo caudal planeado para el tratamiento de fractura y empleando el mismo fluido del tratamiento principal. El análisis adecuado de las presiones registradas durante esta prueba permite al ingeniero de fractura determinar valores de presión de cierre, presión neta y eficiencia de fluido con los cuales ajustará el simulador de geometría de fractura y optimizará el diseño de esta.

### **1.3.4 Ejecución del trabajo**

Esta etapa comprende el bombeo del tratamiento planeado y propuesto por el ingeniero de fractura. El supervisor y los operadores del equipo procuran mantener los parámetros de diseño según lo planteado.

El monitoreo de las propiedades reológicas del fluido se realiza continuamente mediante la toma de muestras. Es también habitual correr el simulador de fractura en paralelo a los parámetros reales de ejecución para verificar comportamientos de la presión neta y ayudar en la toma de decisiones en el caso que se necesite realizar un cambio de último momento.

### **1.3.5 Evaluación post trabajo**

El ingeniero de fractura realiza esta evaluación en dos pasos importantes: primero, haciendo coincidir el comportamiento de presiones registradas durante el trabajo y la predicción del simulador. Este análisis, brindará una idea más cercana a la geometría de fractura finalmente alcanzada, así como servirá para optimizar futuros trabajos en el mismo reservorio y campo.

El segundo paso es de mucha importancia, y consiste en monitorear el incremento de producción del pozo, que es finalmente el objetivo del trabajo de fracturamiento hidráulico. Esta evaluación de la producción permite mejorar la selección de pozos candidatos de fractura, así como el diseño óptimo de geometría de fractura.



## Capítulo 2

### Campaña de fracturamiento hidráulico en el campo de M'Boundi

#### 2.1 Escenario para la campaña de fracturamiento hidráulico

El campo de M'Boundi es un campo de petróleo que produce principalmente de un reservorio de baja permeabilidad. Está localizado en la República del Congo y es uno de los descubrimientos de petróleo de África Occidental. Los trabajos de fracturamiento hidráulico aquí descritos, fueron realizados durante los años 2009 a 2011.

Las operaciones de fracturación hidráulica en África Occidental no son tan comunes, como en los Estados Unidos, América Latina o el Medio Oriente. En el Congo su implementación y propagación, encontró más que pocas dificultades desde el principio, principalmente de tipo logístico-operativas ligadas a la complejidad del campo e incluso a la complejidad de los niveles a fracturar.

El éxito de esta campaña de fracturamiento hidráulico se pudo alcanzar a través de un diseño optimizado del fluido de fractura, correcta evaluación pre-trabajo de las propiedades de fractura a crear, análisis post trabajo y una correcta organización de la logística. Al término de esta campaña de fracturamiento hidráulico, el 30% de la producción global diaria del campo de M'Boundi era a través de pozos fracturados, abriendo nuevos horizontes de aplicación de esta tecnología en otros campos administrados por la operadora a nivel mundial.

Una parte importante del correcto diseño de las fracturas en el campo de M'Boundi, comprendió la correcta caracterización de la roca reservorio y los fluidos de la formación. Este trabajo comprendió una serie de ensayos de laboratorio realizados, en su mayoría, en los laboratorios del Centro de Tecnología de BJ Services en Tomball, Texas. Se emplearon muestras de núcleo de roca de la formación, muestras de petróleo crudo y se evaluaron distintas formulaciones de fluido de fractura empleando agua del campo de M'Boundi que sería usada como fluido base para los trabajos de estimulación.

#### 2.2 Estudio petrológico de la formación

Muestras de núcleos de formación fueron enviadas al laboratorio de Geología con el objetivo de caracterizar la estructura mineralógica, materiales cementantes, arcillas, y tipos de porosidades, así como identificar y prevenir potenciales problemas en los trabajos de estimulación.

Se realizaron análisis con estereomicroscopio para evaluar y clasificar las muestras para los subsiguientes análisis; mediciones de porosidad con helio y de densidad de grano; permeabilidad al gas; análisis petrográfico de sección delgada y análisis con microscopio eléctrico de barrido y espectrómetro de energía dispersa (SEM/EDS) para interpretar las interrelaciones entre los granos de roca, tipos de porosidad, materiales cementantes y arcillas; y mineralogía por difracción de rayos X (XRD) para obtener información sobre la cantidad relativa de los minerales presentes en la roca.

Para los ensayos, las muestras de núcleos fueron previamente limpiadas de hidrocarburos con solvente y luego secadas. Los residuos de los solventes fueron examinados con luz ultravioleta, confirmándose que los núcleos de formación contenían petróleo.

La medición de porosidad al Helio y densidad de grano se determina con un porosímetro y aplicando la ley de Boyle. Se obtuvieron valores de porosidad entre 7.6-19.4%. La permeabilidad al gas se determina inyectando en una muestra corona de dimensiones conocida Nitrógeno gaseoso hasta alcanzar presiones y caudal constantes. La ley de Darcy es usada para el cálculo de permeabilidad. Se obtuvieron valores entre 0.123-1.66 mD

Como parte de la evaluación litológica algunos fragmentos de las muestras fueron atacados con ácido clorhídrico al 15% (HCl), encontrándose mínimos niveles de reacción al ácido. Durante estos ensayos se observó rechazo de las muestras de arenisca al ácido, lo que indica que las areniscas no estarían mojadas al agua, sino al aceite.

El resultado de la interpretación mineralógica con la técnica de difracción por rayos X (XRD), se muestra en la Tabla 1.

**Tabla 1**

*Análisis mineralógico por difracción de rayos X*

Mineral Phases	A4 2351.38 (brown)	A9 2351.50 (white)	B1 2358.26 (brown)	B5 2358.33 (white)	C6 2361.12 (brown)	D2 2363.04 (brown)
Quartz (SiO <sub>2</sub> )	72	60	73	68	82	78
Plagioclase Feldspar	1	<i>trace</i>	1	1	1	1
Potassium Feldspar	5	4	9	6	7	4
Calcite (CaCO <sub>3</sub> )	nd	<i>trace</i>	Nd	9	nd	nd
Siderite (FeCO <sub>3</sub> )	nd	<i>trace</i>	Nd	Nd	nd	nd
Pyrite (FeS <sub>2</sub> )	<i>trace</i>	1	nd	<i>trace</i>	<i>trace</i>	nd
Chlorite	1	3	<i>trace</i>	<i>trace</i>	<i>trace</i>	1
Mixed-Layer Illite <sub>80</sub> /Smectite <sub>20</sub>	20	21	16	15	9	15
TOTALS	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Review of the air-dried and glycol-solvated clay slides indicates that these mixed-layer illite/smectite clays are composed of **20% expandable smectite layers**

*Nota.* BJ Services Technology Center (December 2008 - February 2009).

El estudio petrológico identificó algunos potenciales problemas que deberían prevenirse durante los trabajos de fracturamiento. Se determinó que el tratamiento del reservorio con mezclas de fluidos ácidos, como ácido clorhídrico (HCl) puede generar precipitación de asfaltenos además de la generación de emulsiones o sedimentos.

Otro problema potencial se debe a la presencia de capas mixtas de arcillas que, debido a su sensibilidad al agua pueden hincharse y generar migración de finos. La roca del reservorio está compuesta por capas mixtas de illita y esmectita en un 18% y contiene aproximadamente 20% de capas expandibles. Esto la clasifica como ligeramente expandible y será susceptible a ser dañada por agua de baja salinidad.

### **2.3 Estudio geomecánico de la formación**

El propósito de este estudio fue caracterizar las propiedades elásticas de la formación para su implementación en el modelo de fracturamiento hidráulico e investigar los efectos que ciertos fluidos base tienen en la reducción de la dureza de la formación.

El módulo de Young y la relación de Poisson se midieron específicamente. Estas constantes elásticas son necesarias para ingresar en los modelos numéricos de fractura hidráulica actuales, ya que influyen en el ancho de fractura y, en cierta medida, en el crecimiento de la altura de fractura. Se emplearon métodos de prueba estáticos y dinámicos para obtener estas constantes elásticas. Además, se establecieron relaciones empíricas entre las constantes elásticas obtenidas en laboratorio y los datos del reservorio comúnmente adquiridos con registros eléctricos. Estas correlaciones están destinadas a servir como guía para identificar equivalencias típicas que pueden ser útiles para calibrar registros de propiedades mecánicas.

#### **2.3.1 Propiedades elásticas estáticas y dinámicas**

Las constantes elásticas dinámicas se calcularon a partir de mediciones de la velocidad de propagación de ondas ultrasónicas longitudinales o de compresión (ultrasonic compressional) y ondas transversales o de corte (shear velocity) a través de los núcleos de formación sometidos a diversas cargas de presión.

Las constantes elásticas estáticas fueron medidas empleando ensayos de esfuerzos triaxiales confinados en los núcleos de formación. Los resultados se resumen en la Tabla 2. Las constantes elásticas y dinámicas fueron medidas simultáneamente.

El módulo de Young varió de  $1 \times 10^6$  psi a  $1.72 \times 10^6$  psi. Estos valores de módulo de Young observados son relativamente bajos y son consistentes con una arenisca de característica friable. La relación de Poisson varió de 0,10 a 0,195.

Las constantes elásticas estáticas fueron menores que los valores dinámicos en todos los casos. La relación promedio de módulo de Young estático a dinámico fue de 0,42. La relación promedio de la relación de Poisson estática a dinámica fue de 0,51.

**Tabla 2***Módulo de Young y relación de Poisson*

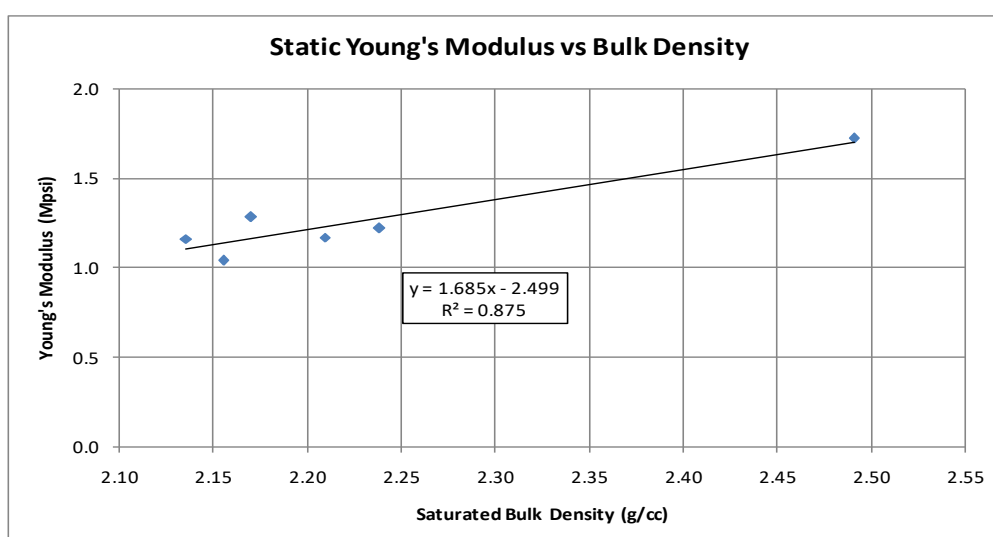
Sample	Poisson's Ratio	Young's Modulus ( $\times 10^6$ psi)	$E_s/E_{dyn}$	$\nu_s/\nu_{dyn}$
A1	0.179	1.04	0.39	0.56
A2	0.186	1.17	0.47	0.59
A3	0.104	1.22	0.50	0.31
Average	0.156	1.14	0.45	0.49
Standard deviation	0.045	0.09	0.05	0.15
B5	0.195	1.72	0.24	0.65
C3	0.173	1.28	0.48	0.45
D3		0	1.16	-
D3 (retest)		0	0.92	-
D4		0.133	1.54	0.41
Overall Average	0.167	1.21	0.42	0.51
Standard deviation	0.036	0.25	0.09	0.14

*Nota.* BJ Services Technology Center (December 2008 - February 2009).

### 2.3.2 Correlaciones empíricas

Se generaron varios gráficos de correlación entre las constantes elásticas obtenidas y otros parámetros físicos. El objetivo fue identificar información medida con registros eléctricos comunes que podrían usarse para calibrar registros de propiedades mecánicas existentes o generar registros sintéticos de propiedades elásticas.

Una correlación entre el módulo de Young y la densidad aparente se sugirió a partir de la figura 4. Como generalmente se observa en las areniscas, el módulo de Young de esta roca reservorio tiende a aumentar con el aumento de la densidad aparente.

**Figura 4***Módulo de Young vs Densidad aparente*

*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

### 2.3.3 Dureza de formación

Dado que los fluidos planeados para la ejecución de los trabajos de fracturamiento hidráulico eran base agua, se investigó la influencia que el agua dulce y agua más Cloruro de Potasio (KCl) tienen en la dureza de la formación. La preocupación de que los fluidos de fracturamiento reduzcan la dureza de la formación surge en el contexto de minimizar la incrustación del apuntalante en la roca. El potencial de una alta incrustación del apuntalante es mayor en formaciones blandas que se fracturan hidráulicamente con bajas concentraciones de apuntalante y que luego soportan una alta presión de cierre. Este efecto de incrustación del apuntalante conlleva una reducción del ancho y conductividad de la fractura creada, lo que finalmente impacta negativamente en la producción del pozo.

La dureza de la formación se probó midiendo la dureza Brinell (BH) antes y después de la inmersión de las muestras de núcleos en uno de los tres fluidos (agua dulce, 2% KCl y 4% KCl). El método de prueba consiste en medir el área de contacto entre una bola de acero y la superficie del núcleo en función de la fuerza aplicada. Se realizaron hendiduras en tres lugares diferentes en la superficie de cada núcleo, a partir de las cuales se determinaron tres mediciones independientes de BH. Se calculó el promedio y la desviación estándar de la BH (antes y después de la inmersión) y se muestran en la Tabla 3.

Los valores promedio de la BH post inmersión se utilizaron para estimar la cantidad de incrustación que podría esperarse de una monocapa de apuntalante sometida a la presión de cierre neta máxima anticipada. Los resultados se muestran en la última columna de la Tabla 3 y se expresan como una reducción porcentual en el ancho de fractura inicial.

**Tabla 3**

*Valores de dureza Brinell (BH)*

Sample	Initial BH	Stdev.	Immersion Fluid	Final BH	Stdev.	% ΔBH	% Δwf/wf
A1a	6.93	0.49	Fresh water	2.51	1.00	-63.8	100
A5a	13.6	4.62		3.55	1.05	-73.9	74.1
B3	9.63	2.93		1.01	0.65	-89.5	100
C1a	16.4	4.70		2.05	0.51	-87.5	100
D8	17.2	4.05		1.33	0.46	-92.3	100
A1b	10.8	6.77	2% KCl	2.42	0.17	-77.6	100
A5b	12.5	1.31		2.59	0.55	-79.3	100
B4	11.2	0.84		4.48	0.66	-60.2	58.9
C1b	4.33	3.45		4.47	1.64	3.1	59.1
D9a	15.2	5.07		1.63	0.38	-89.3	100
A2	8.05	1.24	4% KCl	1.86	0.05	-76.8	100
A6	11.5	2.65		4.71	0.18	-59.1	55.8
B6	17.8	6.57		4.10	0.61	-77.0	64.4
C2	7.75	2.98		2.94	1.16	-62.1	89.9
D9b	10.3	1.69		3.95	0.48	-61.7	66.9

*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

Se encontró que la dureza intrínseca de la formación era baja y que los tres fluidos evaluados redujeron la dureza de la formación. El agua dulce fue la peor, reduciendo la dureza en un 81% en promedio. Las soluciones con KCl mitigaron las reducciones, pero no de manera importante. La disminución de la dureza con KCl varió del 61% al 67%. Estas reducciones en la dureza de la formación fueron lo suficientemente grandes como para causar preocupación por la incrustación excesiva del agente apuntalante. Los cálculos de la cantidad de incrustación en una monocapa de apuntalante predijeron, en casi todos los casos, una pérdida del 100% del ancho de fractura en presencia de agua dulce. La suavidad inherente de esta formación indica la necesidad de evitar bajas concentraciones de apuntalante de una sola capa o menos cuando se realicen fracturas hidráulicas en estos pozos.

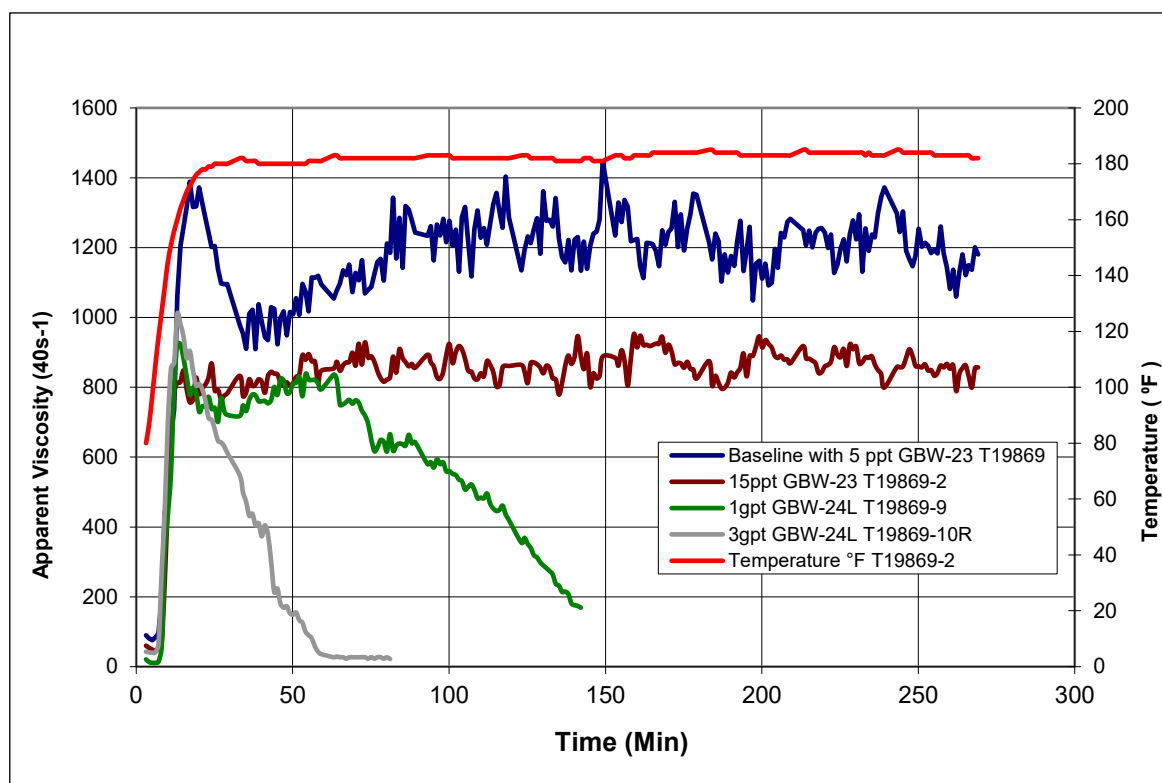
#### **2.4 Selección de fluidos de fractura**

El fluido de fractura debe satisfacer algunos requisitos mínimos para que cumpla eficientemente su función durante un trabajo de fracturamiento hidráulico. Debe tener propiedades de viscosidad que le permitan, suspender y transportar el material apuntalante dentro de la fractura, mantener presión suficiente dentro de la fractura para crear un ancho adecuado de la misma, y esta viscosidad debe ser estable durante el bombeo del tratamiento. Adicionalmente, el fluido seleccionado debe ser compatible con la roca y los fluidos del reservorio, debe proporcionar valores de fricción adecuados, es decir no muy elevados, para la ejecución del bombeo y debe ser fácilmente recuperable luego de concluido el trabajo de fracturamiento.

El fluido de fractura propuesto fue base agua que emplea goma guar refinada reticulada con sales de borato para incrementar su viscosidad. El reticulado del fluido es retardado con el objetivo de disminuir las pérdidas por fricción y reducir de esta manera la potencia de bombeo requerida.

Con el objetivo de asegurar que el fluido de fractura desarrolle y mantenga una adecuada viscosidad durante el bombeo, así como su posterior degradación para su recuperación post trabajo, se realizan ensayos de caracterización de comportamiento reológico. Estos ensayos se realizaron en reómetros de alta presión y temperatura que simulan las condiciones de fondo de pozo. En la siguiente figura se observa el comportamiento reológico observado de algunos de las formulaciones de fluido empleadas.

**Figura 5**  
Comportamiento reológico del fluido de fractura



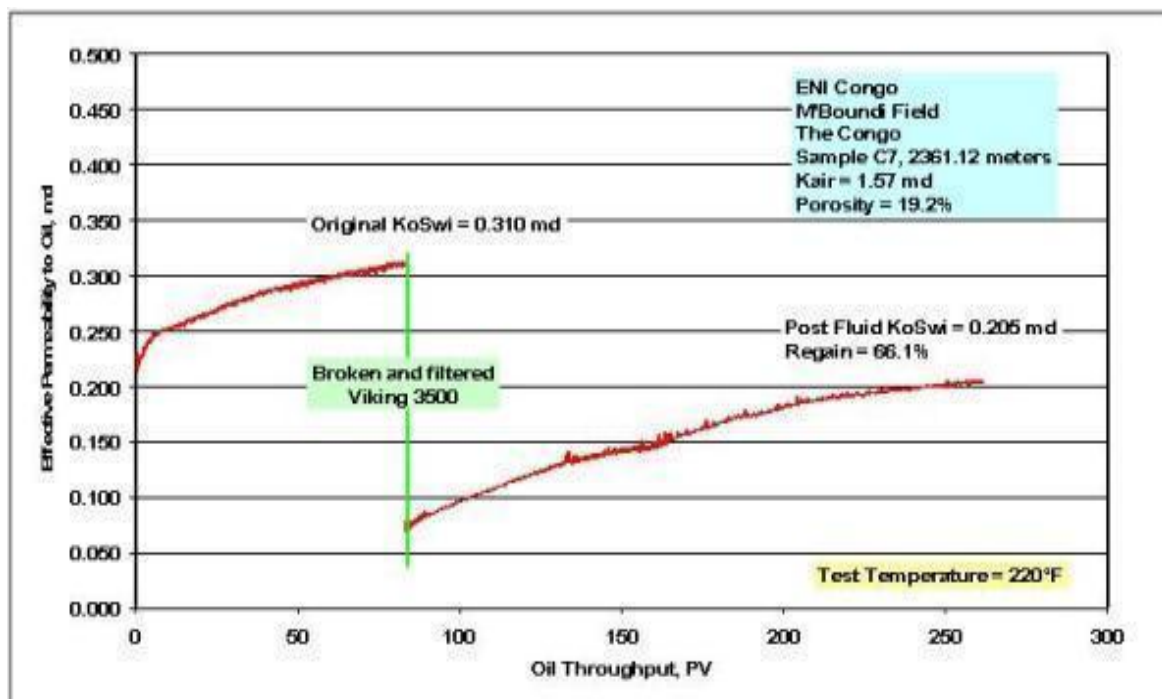
*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

Previo a la ejecución de cada trabajo de bombeo se realizan ensayos de campo para verificar el correcto desarrollo de propiedades reológicas del fluido de fractura con el agua y materiales a emplear in situ. Al inicio de la campaña, se identificó que el fluido diseñado era demasiado retardado para la ejecución de los trabajos. Es decir, utilizando el agua de fractura y los aditivos disponibles en el lugar, se verificó que el fluido de fractura incrementaba su viscosidad después de 5 minutos de mezclado, siendo el tiempo de llegada a la formación de 2.5-3 minutos para la mayoría de los pozos a fracturar. Por este motivo el fluido fue reformulado, adicionándole un agente reticulante de activación más temprana. Esto redujo el tiempo de activación a 1.5-2 minutos. Este aspecto es de alta importancia, dado que una baja viscosidad de fluido compromete la adecuada creación de la geometría de fractura, así como el transporte del apuntalante.

Como parte de la evaluación del fluido, la permeabilidad recuperada se midió utilizando las muestras del núcleo de formación. Los valores iniciales de la permeabilidad recuperada obtenida fueron bajos (66,1%), por lo que se modificó la composición del fluido base, al igual que los agentes de recuperación de fluidos hasta obtener un valor final del 86,9% de permeabilidad recuperada.

Figura 6

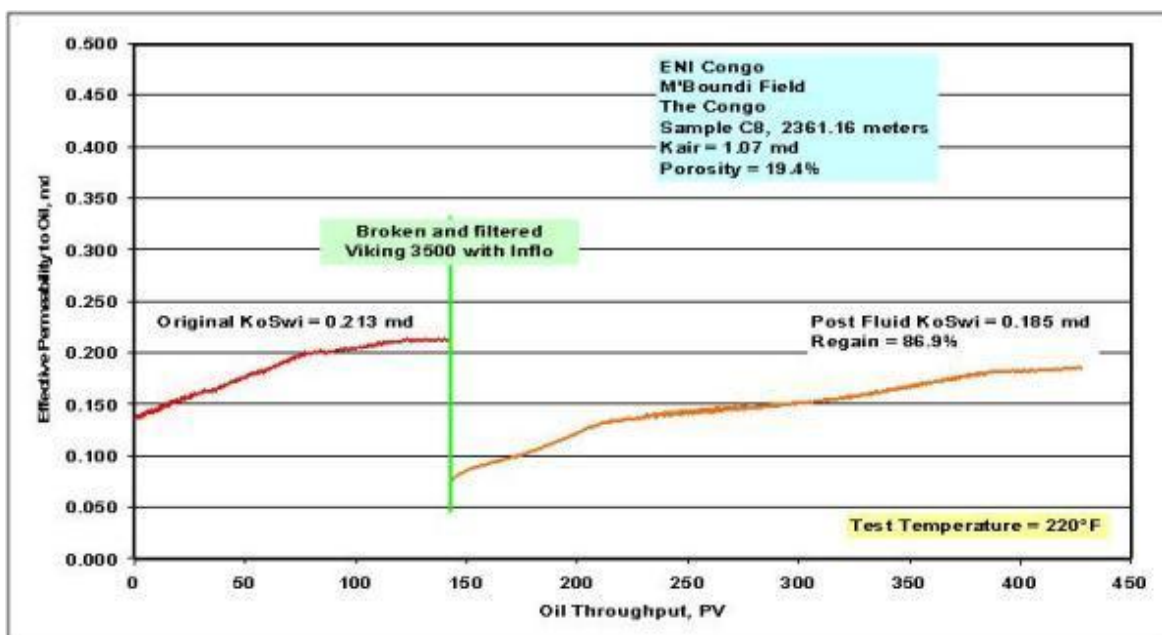
Permeabilidad recuperada inicial 66.1%



Nota. Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

Figura 7

Mejora de la permeabilidad al 86.9%



Nota. Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

Además, se analizaron muestras de petróleo en el laboratorio para evaluar el contenido de parafina y asfalteno. Se encontró que el petróleo contenía un 10% de parafina, por lo que se propuso agregar un inhibidor de parafina en el líquido de fractura para prevenir deposiciones tempranas y ayudar en la producción de los pozos fracturados. La concentración de aditivos se optimizó en el laboratorio para obtener una reducción máxima del punto de fluidez de la muestra.

## **2.5 Simulación de fractura - software**

Para el diseño y simulación de las fracturas hidráulicas, se utilizó el software FracPro PT, que es un simulador pseudo 3D con capacidad de modelar las dimensiones de las fracturas creadas para las diferentes secuencias de bombeo propuestas. Este software, también pronostica el comportamiento de las presiones en la fractura, fondo de pozo y superficie durante el bombeo. Así mismo, simula los valores de concentración del agente apuntalante y su permeabilidad a lo largo de la fractura, y la conductividad adimensional ( $F_{cd}$ ) de la fractura creada.

Para realizar estas complejas estimaciones, el simulador requiere de una importante cantidad de información, cuya calidad definirá la relevancia de la simulación. Entre los tipos de información requeridos se encuentran: datos de completamiento del pozo y condiciones de fondo de pozo (dimensiones y tipos de tubulares de completamiento, presiones in situ y temperatura de fondo pozo), propiedades elásticas de la roca reservorio (módulo de Young, relación de Poisson), propiedades de los fluidos de reservorio (tipo, viscosidad, temperatura de los fluidos), propiedades de los fluidos inyectados (gravedad específica, viscosidad y su variación con la temperatura, pérdidas por fricción).

La información obtenida de los estudios de laboratorio y de los registros eléctricos de cada pozo, fueron utilizados como información de entrada en el simulador. Así, se utilizaron datos de rayos gamma para definir diferentes niveles de calidad de las areniscas, el módulo de Young se calculó en función de la correlación encontrada en el laboratorio con la densidad aparente medida en los registros eléctricos. Para la estimación de la permeabilidad, se utilizó los registros MDT (Modular Formation Dynamic) como aproximación inicial.

Los datos de propiedades de fluido de reservorio, como la viscosidad también fueron considerados para la simulación de la propagación de fracturas en el software. La capacidad de incrustación del apuntalante en la roca se utilizó para definir la concentración mínima de éste al considerar la geometría de fractura efectiva.

Durante la campaña, los diseños de tratamiento se modificaron para optimizar la geometría final de la fractura apuntalada. Por ejemplo, los diseños y las operaciones se optimizaron con el tiempo para compensar la incrustación del apuntalante en la roca blanda. De hecho, las evaluaciones post trabajo demuestran correlaciones críticas entre la

concentración final de apuntalante y la conductividad lograda versus el aumento de la producción a lo largo del tiempo.

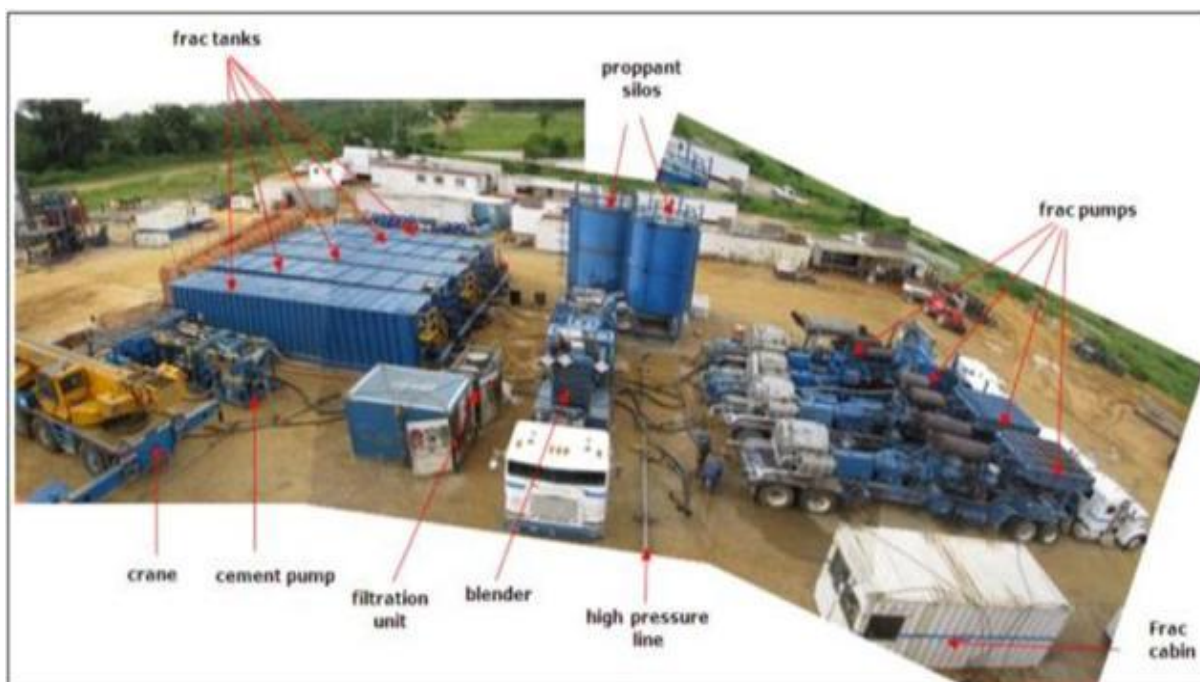
## 2.6 Equipos de fractura y logística

Las operaciones de fractura hidráulica en el Congo podrían ser clasificadas como operaciones en lugares remotos debido a la complejidad para movilizar los recursos necesarios al país y al campo mismo. El inicio de la campaña de fractura se vio retrasada hasta en 5 meses debido a las complejidades logísticas que incluyeron, movilización de equipo pesado de manera intercontinental (muchas de las unidades asignadas a esta campaña fueron movilizadas desde distintos países de Sudamérica), complicaciones burocráticas en el desaduanaje de los equipos y materiales, limitaciones en las vías de comunicación hacia el campo de M'Boundi, etc.

A continuación, se describen los equipos utilizados normalmente durante esta campaña de fracturamiento hidráulico.

### Figura 8

*Arreglo típico del equipo de fractura*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

### 2.6.1 Tanques de fractura

Para almacenar el agua y los fluidos bombeados durante las operaciones de fractura se utilizan tanques de fractura con capacidad de 500 bbl cada uno. El número utilizado, depende de la cantidad de fluido de fracturamiento requerido. Normalmente, en M'Boundi el tratamiento de estimulación requiere más o menos 1,500 bbl, por lo que se necesitan 3 tanques de fractura, un cuarto tanque se utiliza para los fluidos de pruebas de calibración y

minifrac que generalmente requiere 500 bbl de líquido y un quinto tanque es empleado para almacenamiento adicional.

La fuente convencional de agua es el río o las instalaciones de producción del campo. Es normalmente transportada por camiones cisterna, descargada en un tanque de fractura, luego es filtrada y bombeada en los otros 4 tanques de fractura.

Sin embargo, en la temporada de lluvias, el agua del río tiene un contenido de partículas sólidas demasiado alto y, en general, no es buena para ser utilizada en los trabajos de fracturamiento hidráulico. Una alternativa en estas circunstancias es utilizar el agua procedente del pozo de agua cercano (si está presente) o de pozos de inyección presentes en la plataforma. Cuando se almacena agua, es necesario agregar bactericida para controlar la acción bacteriana, de todos modos, este producto no mata las bacterias, sino que inhibe su acción durante algún tiempo (más o menos 48 horas) por lo que el agua no puede permanecer dentro de los tanques más de 2 días. La presencia de bacterias puede comprometer las propiedades reológicas del fluido de fracturación.

El espacio en las locaciones de pozos siempre es limitado, por lo que en ciertas ocasiones debió ser ampliado para acomodar la ubicación del equipo y su instalación. El tanque de fractura utilizado tiene una huella de 2.5 m x 13 m, puede ser movido por camiones, se requiere un espacio de 15 m x 14 m por todo el diseño de los tanques de fractura.

### **2.6.2 Blender**

Es el corazón del equipo de fractura, ya que en él se dosifica el agente apuntalante, se culmina la preparación de los fluidos de fracturamiento, y se distribuye a las unidades de bombeo.

Para dosificar el agente apuntalante, la unidad utilizada en Congo está diseñada con una tina de mezcla "cerrada" que utiliza un impulsor giratorio para crear el cizallamiento correcto y permitir que el apuntalante penetre en el fluido de fracturamiento. De esta manera, se genera una mezcla homogénea de fluido y apuntalante, conocida como lechada.

El agente apuntalante ingresa a la tina mezcladora por gravedad a través de un sistema de tuberías que contienen unos tornillos sinfín que acarrear el material apuntalante. El blender tiene 3 tipos diferentes de tornillos, dos tornillos son de tamaño nominal (12"), que pueden dosificar 45 lbs de apuntalante por revolución, y el tercero es de una configuración de volumen reducido (8") con capacidad de dosificar hasta 18 lbs de apuntalante por revolución. Este tercer tornillo ha sido utilizado particularmente para bombear, en las últimas etapas del tratamiento, un producto especial que sirve para controlar el retorno de apuntalante durante la etapa de producción del pozo.

En el blender también se culmina el proceso de preparación del fluido de fractura. Por esta razón, cuenta con un sistema para adición de aditivos sólidos y líquidos. El sistema de aditivos sólidos está compuesto por dos tornillos independientes que pueden suministrar

productos químicos en polvo a una velocidad máxima de 40 lb/min. El sistema de aditivos líquidos consiste en tres bombas para fluidos con una velocidad máxima de descarga de 13.9 gal/min.

La incorporación del agente apuntalante, y de los aditivos químicos se realiza “al paso”. Para mantener la correcta dosificación de cada aditivo en función al caudal de bombeo líquido, así como la del material apuntalante, la operación es controlada por un sistema automatizado.

El blender cuenta con dos bombas centrífugas, una de succión y otra de descarga que son las encargadas de alimentar con fluido limpio (es decir únicamente líquido sin apuntalante) a la tina mezcladora y descargar la lechada con apuntalante hacia las bombas de alta presión. Empleando fluidos base agua, este equipo es capaz de alcanzar una tasa de bombeo de 60 bpm.

Para controlar el caudal de bombeo, se dispone de medidores de flujo en el lado de succión a la tina de mezcla, así como en el lado de descarga a las bombas de fractura. Para verificar la correcta dosificación del agente apuntalante, se emplea un densímetro nuclear ubicado aguas abajo de la bomba de descarga, midiendo la densidad del fluido enviado a las bombas de fractura.

El blender está montado en camión y requiere una huella de 18 m x 3 m.

### **2.6.3 Silos para el material apuntalante**

El apuntalante o agente de sostén, se almacena dentro de 2 silos: cada silo puede contener un máximo de 80,000 libras de apuntalante para una capacidad total de 160,000 libras. Un volquete de arena también está disponible con una capacidad de 60,000 libras, pero está limitado en términos de alimentación al blender, por lo que generalmente no se usa y se considera solo como un respaldo. Los silos son llenados de material apuntalante previo al inicio del trabajo de bombeo. El llenado es por gravedad: las bolsas de apuntalante se transportan a la parte superior de los silos, utilizando una grúa; donde los operadores abren las bolsas y el apuntalante cae en los silos a través de una ventana.

Durante el trabajo de bombeo del tratamiento principal, el apuntalante dentro de los silos es transferido al blender por gravedad a través de unas compuertas ubicadas en la parte inferior de los mismos. El apuntalante cae en una pequeña tolva del blender donde los tornillos sinfín lo dosifican a la tina de mezcla.

La huella requerida para los dos silos de apuntalamiento es de 3m x 7m, los silos de apuntalante están ubicados en la parte posterior del blender.

### **2.6.4 Unidades de bombeo de alta presión**

Normalmente se utilizan 5 bombas: 4 bombas de fractura y una bomba triplex utilizada para mantener la presión en el espacio anular del pozo.

De las 4 bombas de fractura, 2 de ellas son de 1,600 hp, las otras son de 1,200 hp. Normalmente la presión de tratamiento de superficie en operaciones de fracturación en el Congo es de alrededor de 4,000 psi, con una tasa de bombeo de 20 bpm, por lo que para un tratamiento de fracturamiento hidráulico se requieren 2,500 hhp, considerando un respaldo de bombas del 100%, están disponibles 5,000 hhp.

El fluido de fractura y el agente apuntalante son inyectados a cada bomba de alta presión desde el blender a través una manguera flexible de 4". La descarga de cada bomba se realiza por una línea de alta presión (15,000 psi) de 3" que va conectada a un colector o manifold y de allí al pozo.

La línea de alta presión proveniente de la unidad de bombeo se intercepta con una válvula manual. Antes y después de esta válvula, se encuentran transductores de presión que son utilizados para medir los valores de presión de tratamiento durante el bombeo de los trabajos.

Esta válvula después de que las bombas se detienen es cerrada, especialmente durante la fase de declinación de presión de la prueba de minifrac para evitar interferencias (debido al movimiento de inercia de los pistones que continúan bombeando fluido durante un corto tiempo) de las bombas de fractura. El transductor de presión después de la válvula permite la medición de la presión en superficie y, por lo tanto, el monitoreo de la disminución de presión durante esta etapa de la prueba de minifrac.

### **2.6.5 Unidad de monitoreo**

Una unidad de control y monitoreo es utilizada para la realización de los trabajos de fractura en esta campaña. La unidad era una cabina tipo skid instalada en un contenedor de 20 pies para permitir su fácil movilidad y transporte. La cabina cuenta con espacio para cuatro personas incluyendo el supervisor de servicios, el ingeniero de fractura, un operador de equipos y un observador de la compañía operadora.

En esta cabina se recogen y registran todos los parámetros de bombeo en tiempo real a través de un sistema computarizado. El operador de equipos puede controlar las bombas de alta presión. La unidad también incluye un equipo de comunicación utilizado para que el operador de servicios y los operadores mantengan una comunicación fluida durante el trabajo y cualquier decisión sea comunicada de forma efectiva.

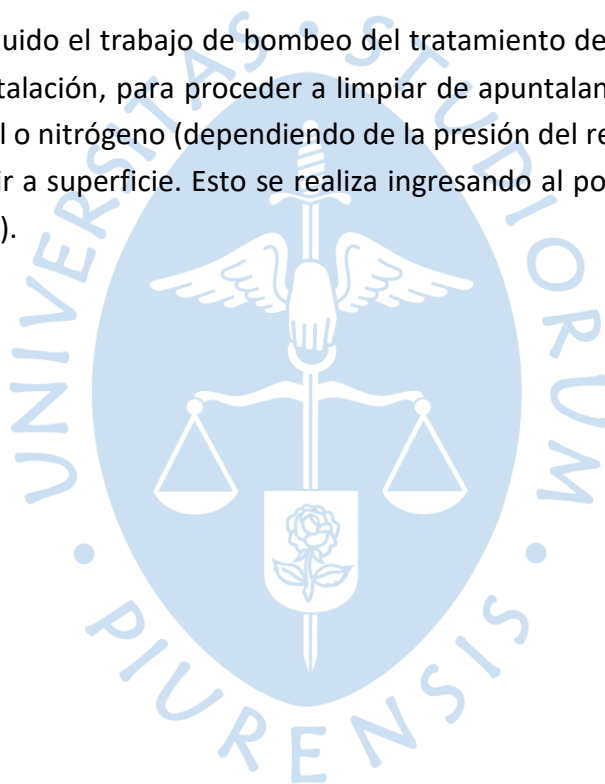
El ingeniero de fractura recibe la información de los parámetros de bombeo en su computador para realizar el análisis de presiones necesario. En base a este análisis, el bombeo del tratamiento principal es modificado y decisiones de cambio durante el bombeo pueden ser realizadas.

### 2.6.6 *Treesaver*

Algunos trabajos de fracturamiento hidráulico se ejecutan con el equipo de producción de superficie ya instalada en el pozo, por lo que puede ser dañada durante las operaciones de estimulación. El treesaver es un conjunto que posee una camisa que protege las válvulas maestras del árbol de producción contra daños causados por erosión del agente apuntalante y exposición a altas presiones.

El uso de este equipo evita reemplazar la cabeza y el árbol de producción del pozo y permite fracturar a mayor presión. Contiene dos válvulas para controlar el acceso de fluidos al pozo, la válvula superior que se opera hidráulicamente y se controla a distancia, la válvula inferior se opera manualmente. La clasificación de presión es de 15,000 psi (presión de trabajo).

Luego de concluido el trabajo de bombeo del tratamiento de fractura el treesaver es desmontado de la instalación, para proceder a limpiar de apuntalante y aligerar la columna hidrostática con Diesel o nitrógeno (dependiendo de la presión del reservorio) y permitir que los fluidos puedan fluir a superficie. Esto se realiza ingresando al pozo una tubería continua flexible (Coiled Tubing).



## Capítulo 3

### Ejecución de los trabajos de fracturamiento

#### 3.1 Diseño y ejecución de fracturas

El diseño de los trabajos incluyó una prueba de inyección, una prueba de Step Down Test (SDT) y un minifrac para recopilar datos de la zona a fracturar y calibrar el simulador antes de definir el tratamiento final.

A partir de la prueba de inyección, se ajustó la permeabilidad de las capas de areniscas. Como dato inicial de la permeabilidad se utilizó el cálculo obtenido por los registros MDT (Modular Formation Dynamic Tester) de la zona a fracturar. Sin embargo, la coincidencia de presión neta de las pruebas de inyección realizadas en campo demostró ser más útil como datos de entrada para el simulador con el fin de predecir el comportamiento de la presión durante el tratamiento de fractura.

El propósito de la prueba de Step Down Test es determinar la naturaleza de cualquier fricción excesiva en la zona cercana al pozo que pueda existir, es decir, evaluar si el número de perforaciones o el fenómeno de tortuosidad dominan la pérdida por fricción y abordarla en consecuencia. Al comienzo del proyecto se utilizaron medidores de presión de fondo para obtener valores más precisos de este parámetro. El uso de estos medidores de fondo, eliminan el cálculo de pérdida por fricción en la tubería que puede incurrir en error por variación de los fluidos bombeados. Se encontró a partir de estos trabajos que la tortuosidad no era un fenómeno común en el campo. Además, luego de algunos trabajos iniciales, la fricción calculada del fluido de trabajo se calibró mejor con los datos reales medidos. Debido a la mayor certeza de los valores de calculados, los medidores de fondo se dejaron de emplear para trabajos posteriores, reduciendo así en un día el tiempo requerido para completar la operación de fracturamiento.

La prueba de minifrac es ejecutada con el objetivo de obtener la mejor información posible sobre los parámetros que gobiernan la creación de geometría de la fractura, antes de bombear el tratamiento final. El ensayo de minifrac incluye bombear a caudales de fractura un volumen designado de fluido de fractura reticulado (el mismo fluido que se utilizará durante el tratamiento principal) y desplazarlo hasta la formación con fluido de menor viscosidad (gel lineal). Se analiza el comportamiento de declinación de la presión después de detenido el bombeo. A partir de las pruebas de minifrac, se verifica la presión de cierre de formación y se encuentra la eficiencia del fluido de fractura. Esta eficiencia de fluido permite aproximar los valores dinámicos de filtrado del fluido a la formación durante el bombeo. La coincidencia de presión neta también se realiza con el fin de calibrar las propiedades de la roca en el simulador y predecir la geometría de la fractura.

El registro de la declinación de la presión en la fractura a través de la tubería de bombeo es una de las informaciones más importantes a analizar en un minifrac, por lo que se

hizo todo lo posible para asegurar la buena calidad de estos datos. Se observó que la presión mantenida en el espacio anular durante el período de cierre de la fractura generalmente aumentaba con el tiempo e interfiere con el comportamiento normal de disminución de la presión. Debido a esto, justo antes de detener el bombeo, la presión en el espacio anular se libera y la válvula de este espacio se mantiene abierta. De esta manera, se evita almacenar alguna presión en el espacio anular y se permite que la presión en la tubería de bombeo disminuya naturalmente.

Después de la calibración del simulador, se verifica la geometría de fractura a crear y se define el programa de bombeo final para obtener la fractura deseada. Normalmente no se registraron arenamientos prematuros durante esta campaña. Consideramos, que esto podría explicarse por el hecho de que se han adquirido buenos datos de la roca reservorio en el laboratorio y durante las pruebas de calibración, por lo que el comportamiento de la presión neta y la geometría final de fractura se predicen con cierta certeza.

Los datos de bombeo se analizan después del trabajo y se realiza una coincidencia final de presión neta como un análisis post trabajo para determinar la geometría final de la fractura.

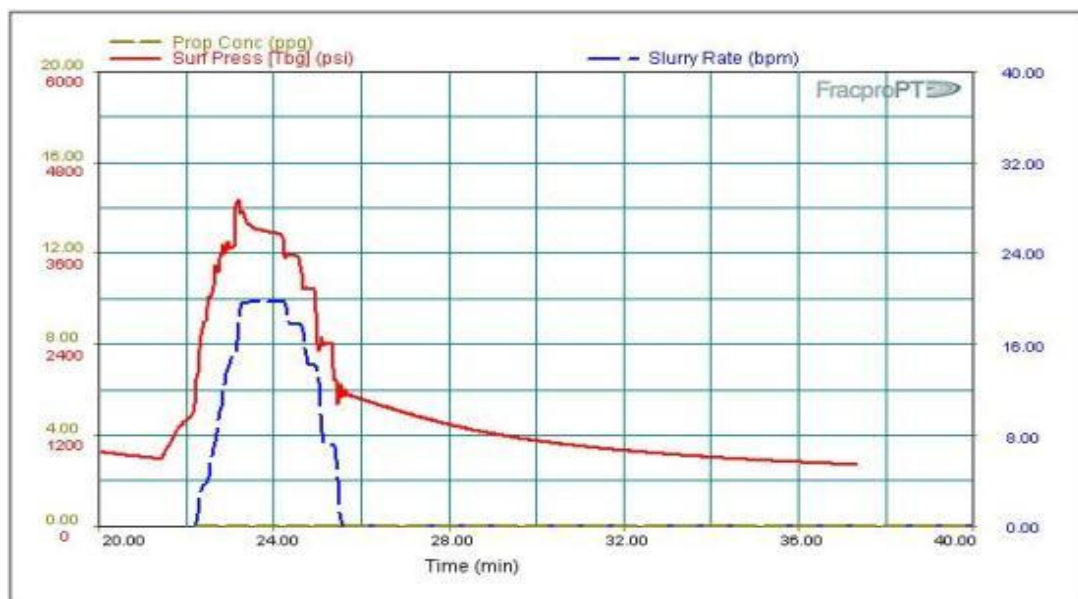
### 3.1.1 Ejemplo de tratamiento 1

Este pozo se fracturó en dos etapas. La siguiente secuencia corresponde a la segunda etapa del trabajo.

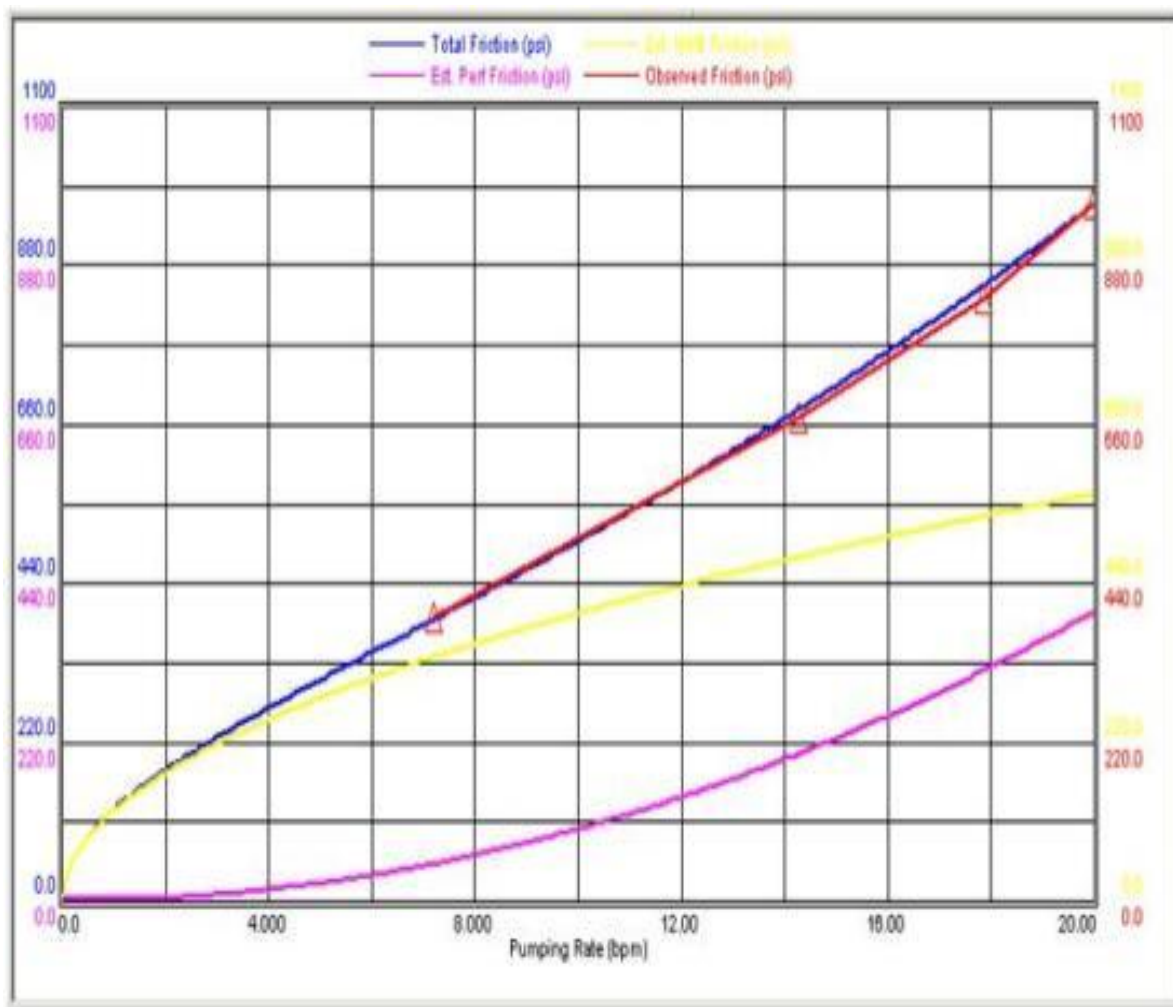
Se realizó una prueba de Step Down Test (SDT) con agua tratada y se analizaron los datos de superficie para identificar pérdidas por fricción. Ver figura 9 y figura 10

**Figura 9**

*Prueba de step down test*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 10***Análisis de la prueba de SDT*

*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

Según el análisis de la prueba de SDT, las pérdidas de fricción por tortuosidad en la vecindad del pozo son de 564 psi y las pérdidas por fricción en las perforaciones son de 400 psi. Para reducir las pérdidas por tortuosidad, se incluyó una pequeña concentración de apuntalante en el siguiente bombeo al pozo. El objetivo de este apuntalante, comúnmente conocido como “proppant slug” es erosionar la zona cercana al pozo y facilitar el ingreso de fluido a la fractura.

El siguiente paso fue realizar una inyección de minifrac. Este bombeo se realizó con fluido de fractura reticulado y se incluyó el proppant slug para reducir la fricción por tortuosidad. Ver figura 11

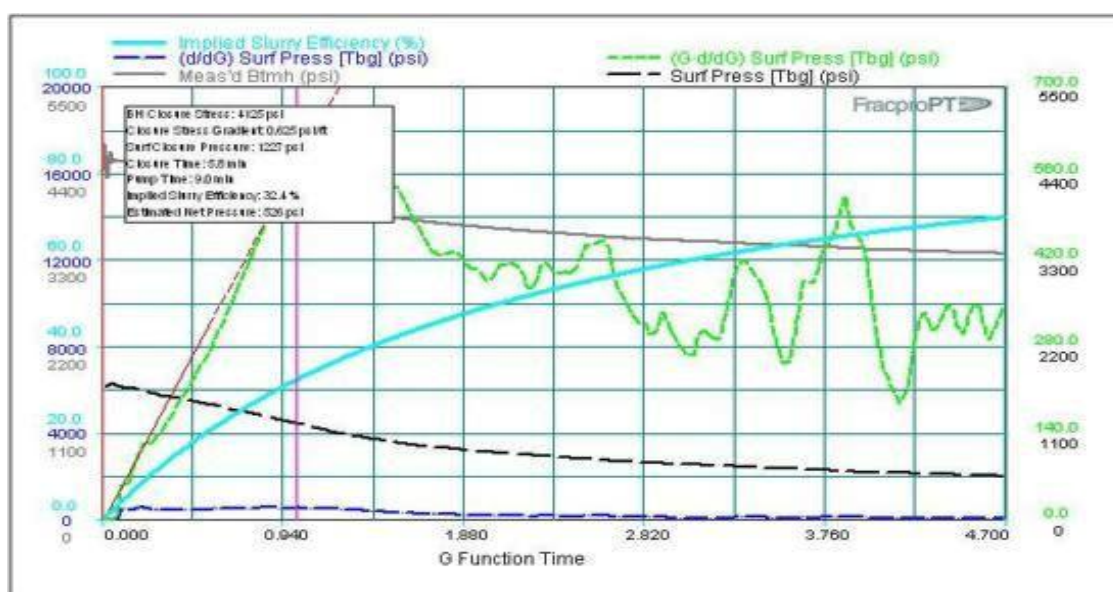
**Figura 11**  
Prueba de minifrac



Nota. Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

La declinación de presión post bombeo se analizó en el simulador de fracturamiento. Para este análisis, se utilizan gráficos especializados para identificar la presión de cierre, eficiencia de fluido y presión neta. Las figuras 12 y 13 muestran la identificación del punto de cierre de fractura usando graficas función G de Nolte ( $G$  d/dG) y el tiempo delta de raíz cuadrada.

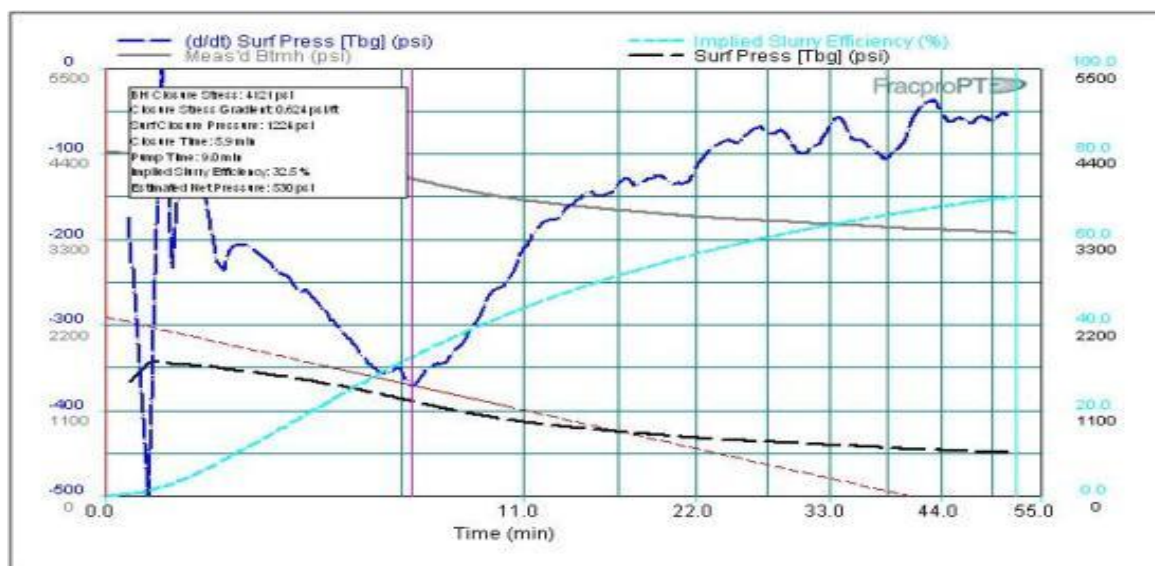
**Figura 12**  
Análisis de minifrac – Tiempo función G



Nota. Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 13**

*Análisis de minifrac – Tiempo delta de raíz cuadrada*

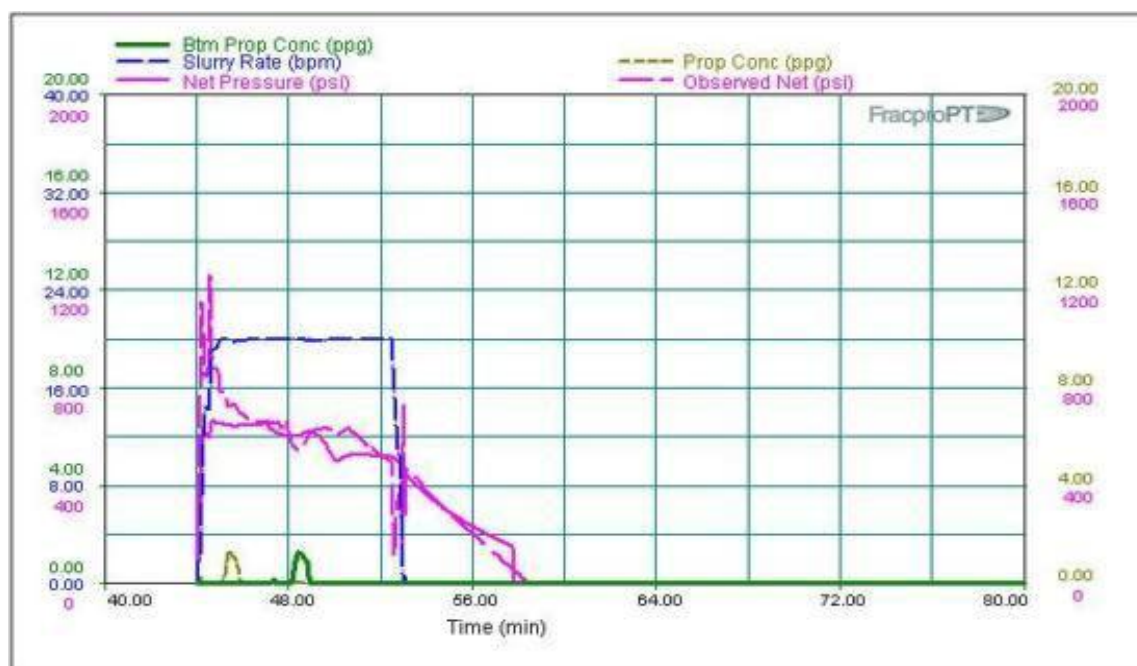


*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

A partir del análisis minifrac, se encontró una eficiencia de fluido del 32% y un gradiente de presión de cierre de 0.62 psi/pie. Estos datos se utilizan en el simulador y se hace coincidir el comportamiento de la presión. Después de este análisis, el tratamiento propuesto se simuló y ajustó para obtener la geometría de fractura deseada, se muestra en la figura 14 y figura 15.

**Figura 14**

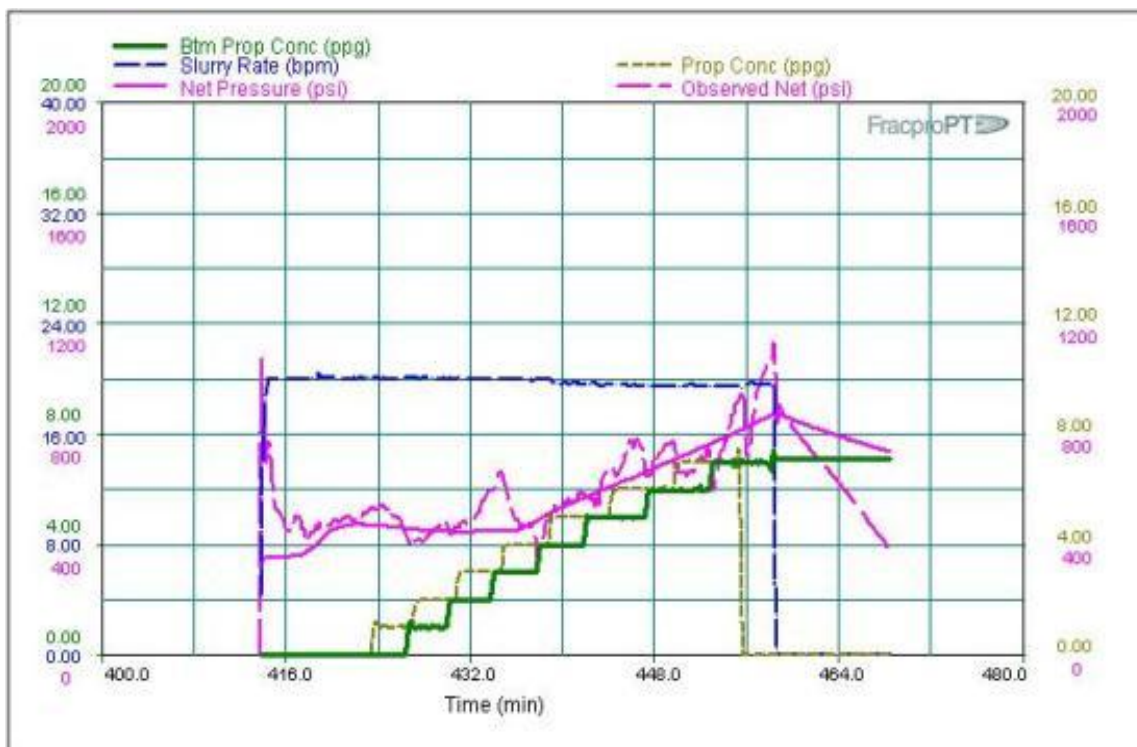
*Coincidencia de presión neta*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 15***Bombeo del tratamiento principal*

Nota. Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 16***Coincidencia de presión neta – Tratamiento principal*

Nota. Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

El trabajo fue bombeado según lo planeado. De acuerdo con el análisis de presión neta posterior al tratamiento (figura 16), la concentración de apuntalante obtenida en la fractura es de 3.02 lb/ft<sup>2</sup> y la conductividad adimensional de 10.22.

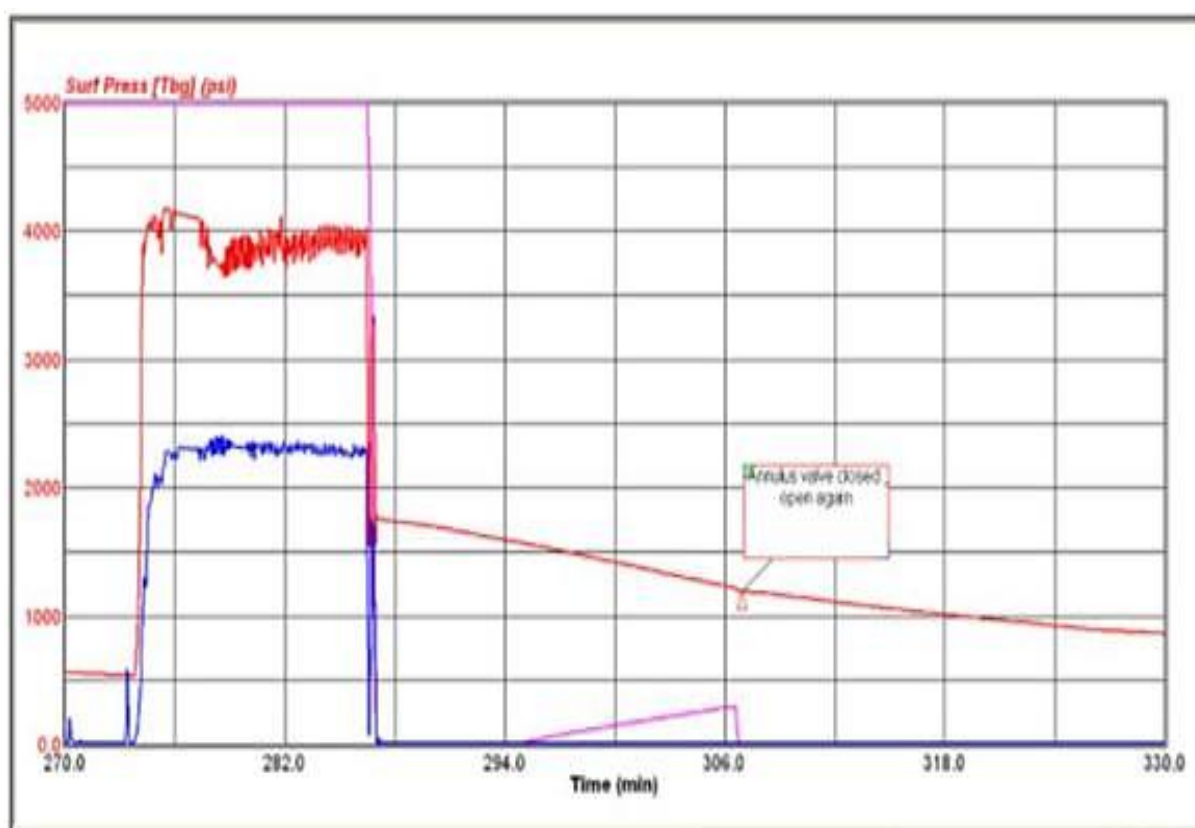
### 3.1.2 Ejemplo de tratamiento 2

En este ejemplo, durante la disminución de la presión del minifrac, se produjo un problema en el espacio anular. Accidentalmente, se cerró y se volvió a abrir una válvula, lo que creó un cambio en la pendiente de la disminución de la presión. Esto afectó el análisis de comportamiento de presiones y su interpretación (figuras 17 y 18). El tratamiento de fractura se bombeó, pero no se observó el efecto de TSO.

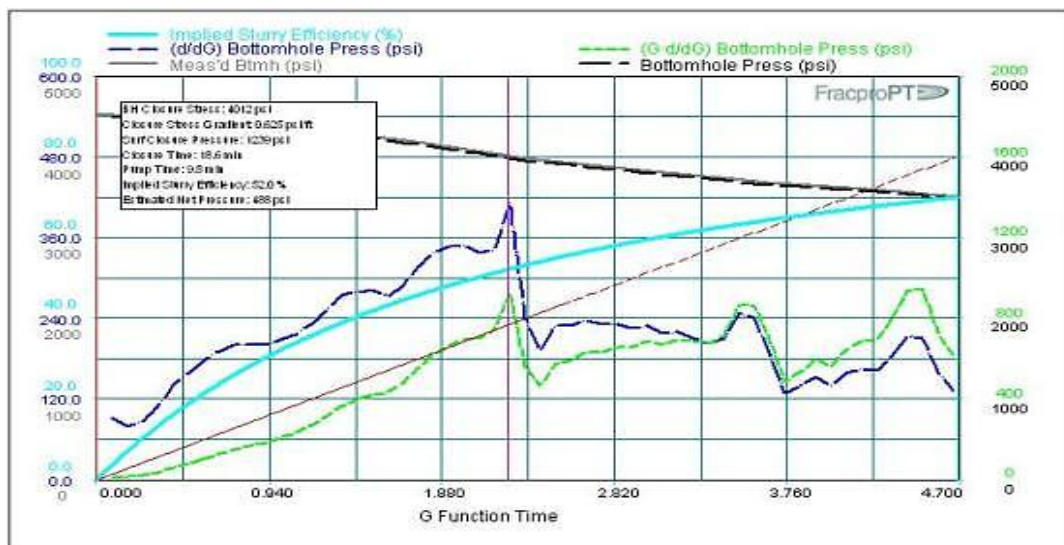
Luego de revisar y reinterpretar la declinación de presiones, se decidió repetir el tratamiento de fractura con una secuencia de bombeo más agresiva para generar un TSO y obtener una geometría de fractura mejor apuntalada.

**Figura 17**

*Prueba de minifrac*

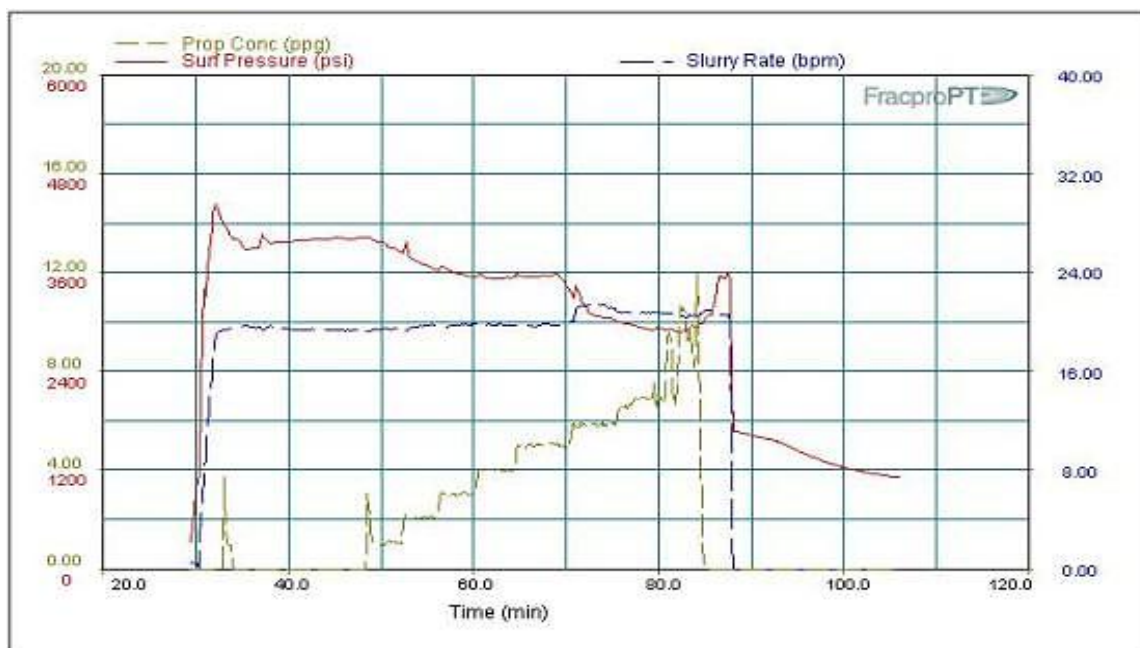


*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 18***Análisis de minifrac – Tiempo función G*

*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

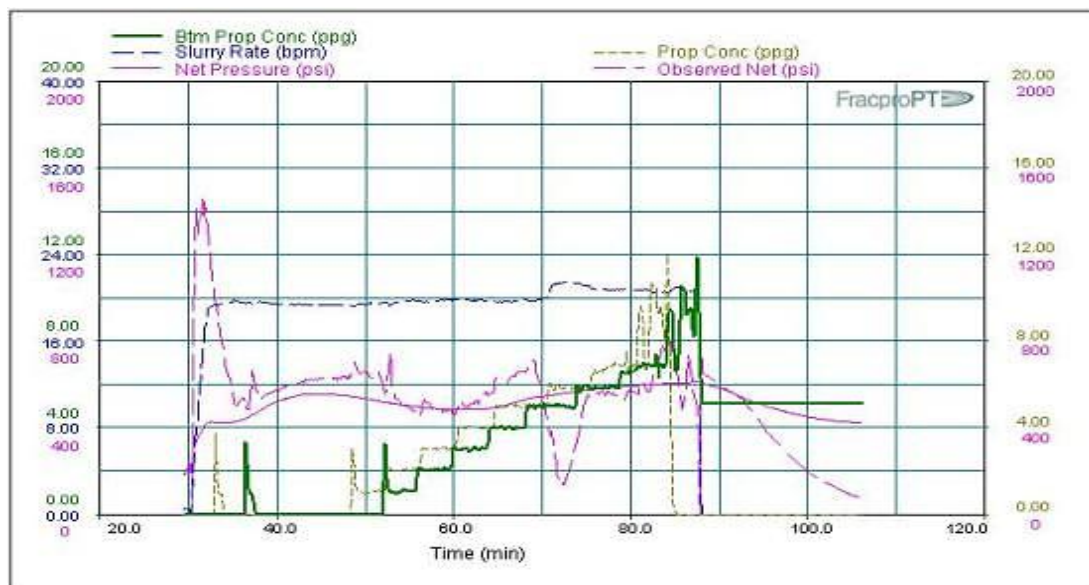
Una interpretación incorrecta de la presión de cierre ocurrió en el campo. Debido a la afectación de la declinación de presión, se seleccionó un punto de cierre en un momento temprano, obteniendo una eficiencia de fluido de 52%. Como consecuencia, el volumen de fluido de Pad fue sobredimensionado y el efecto de TSO no pudo ser alcanzado (figuras 19 y 20).

**Figura 19***Tratamiento principal*

*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 20**

*Coincidencia de presión neta – Tratamiento principal*

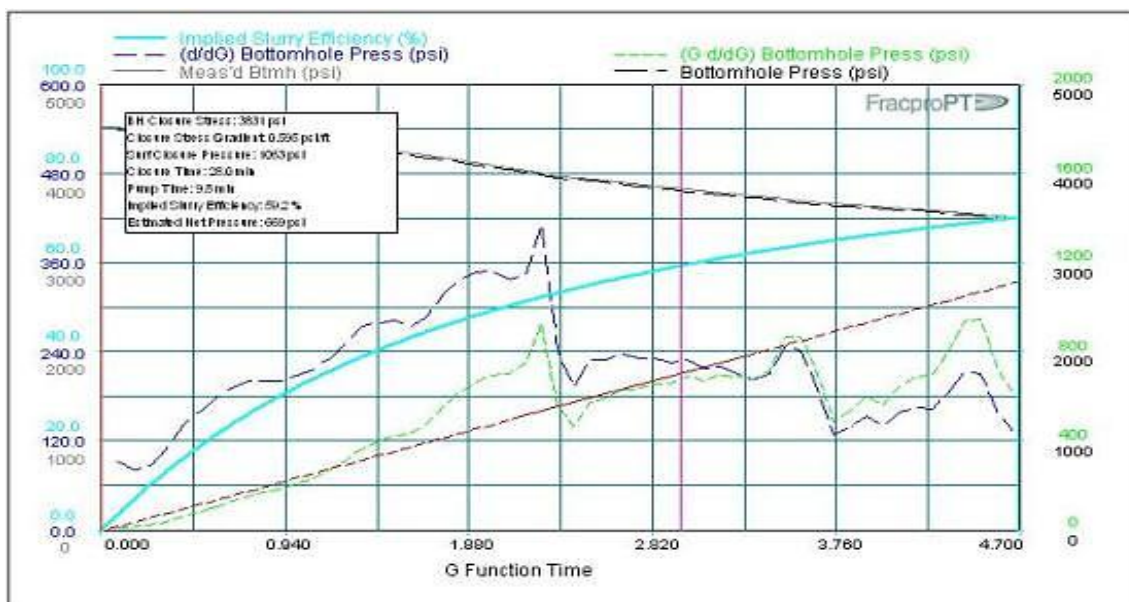


*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

De acuerdo con el análisis posterior al tratamiento, la fractura creada tiene una concentración de apuntalante de 2.03 lb/ft<sup>2</sup> y una conductividad adimensional de 9.03.

**Figura 21**

*Análisis de minifrac – Tiempo función G*



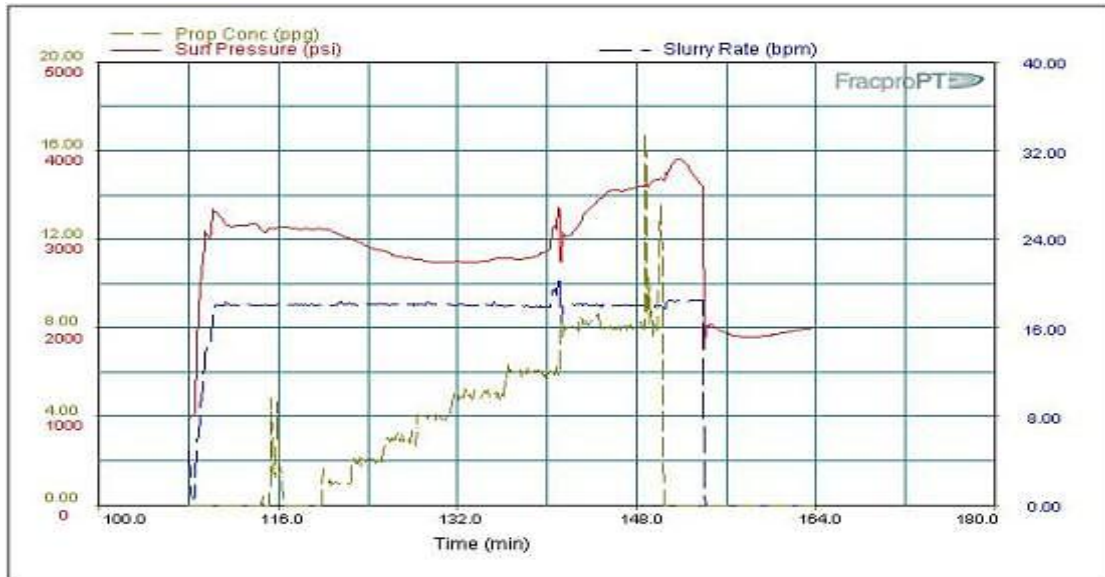
*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

Antes de repetir el trabajo de fractura, se reinterpretó la declinación de presión, seleccionando un punto de cierre más tardío, observando una eficiencia de fluido de 59.5%

(Figura 21). Bajo esta reinterpretación, la secuencia de bombeo fue modificada y un tratamiento más agresivo fue diseñado y ejecutado (figuras 22 y 23).

**Figura 22**

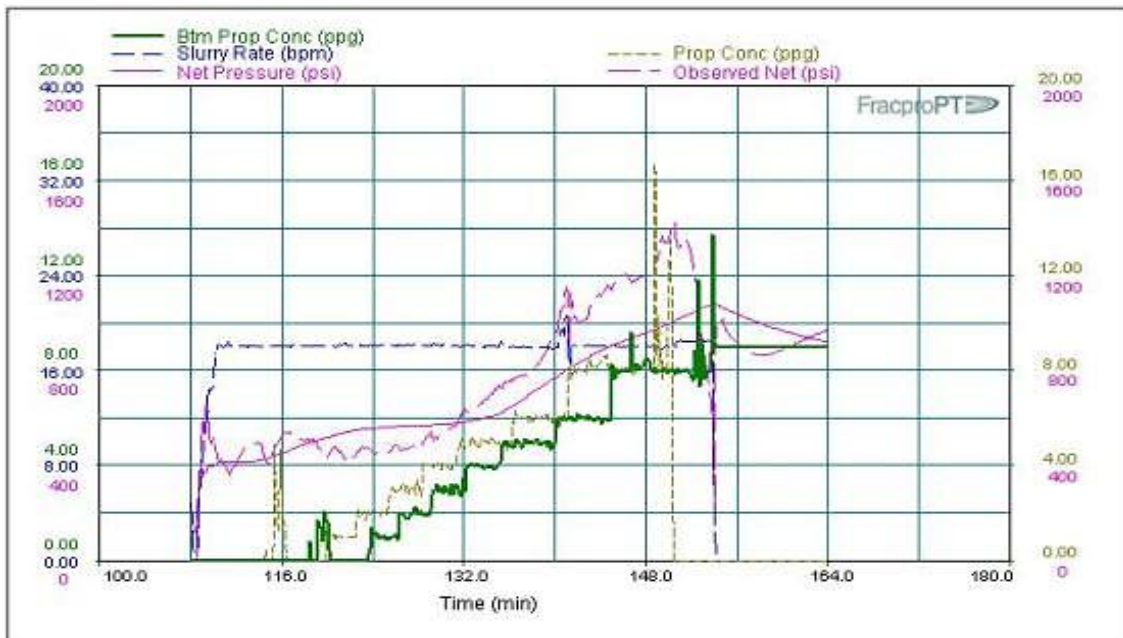
*Tratamiento principal*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 23**

*Coincidencia de presión neta – Tratamiento principal*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

De acuerdo con la simulación post frac (figura 23), la nueva fractura tiene una concentración apuntalante de 3.06 lb/ft<sup>2</sup> y una conductividad adimensional de 20.95.

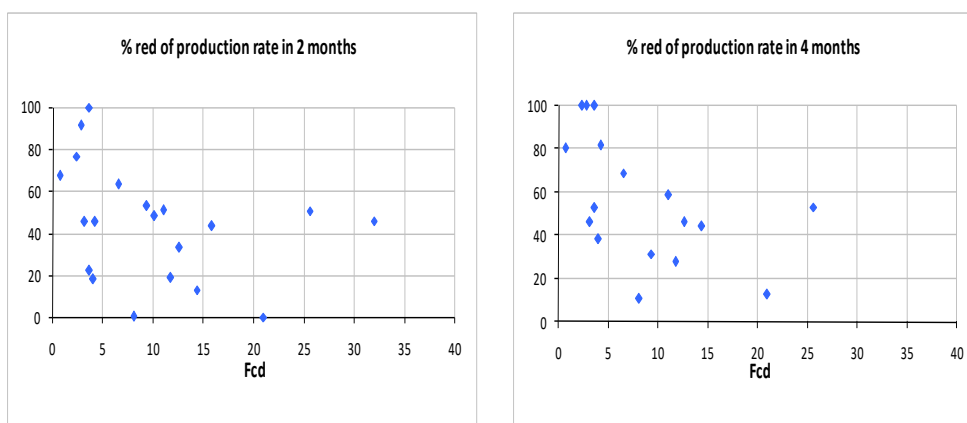
### 3.2 Evaluación posterior al tratamiento

Teniendo en cuenta los resultados de las pruebas de laboratorio, se decidió correlacionar la disminución de la producción después de transcurridos 2 meses de la operación de fractura con la conductividad de la fractura y la concentración del agente apuntalante.

El análisis se realizó teniendo en cuenta pozos que presentaron una disminución suave de la producción, y que no fueron afectados por una reducción repentina de la presión del fondo del pozo (debido a las necesidades de producción), y otros problemas como el aumento repentino del corte de agua (BSW) o las dificultades para que el pozo fluya espontáneamente. Los resultados de las correlaciones obtenidas se muestran en la figura 24 y figura 25.

**Figura 24**

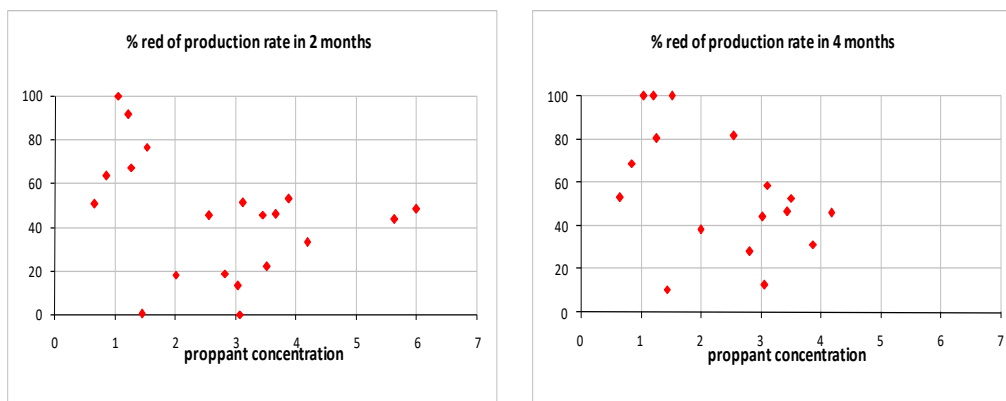
*Reducción de la tasa de producción vs FCD de la fractura*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

**Figura 25**

*Reducción de la tasa de producción vs Concentración del apuntalante*



*Nota.* Perfetto; Cecarelli & Falla (2001) IPTC 15328.

## Conclusiones

Algunas observaciones se encuentran después de analizar la geometría de fractura obtenida y los resultados de producción.

En primer lugar, no se observó una mejora significativa en los pozos donde no se alcanzó el fenómeno de Tip Screen-Out (TSO).

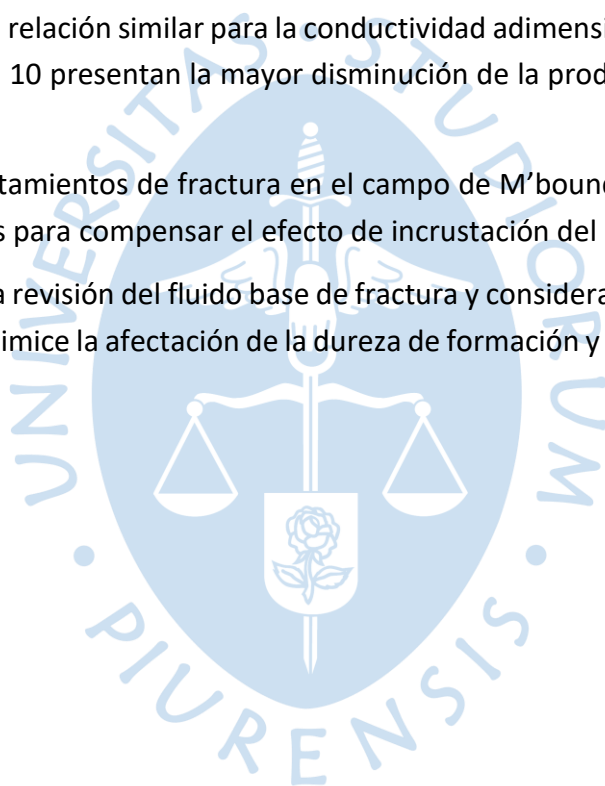
Se encontró una relación directa entre el ancho final de la fractura efectiva y la reducción de producción. Este comportamiento podría explicarse por la suavidad de la formación fracturada y los probables fenómenos de incrustación.

Los pozos con alta reducción en el rendimiento de producción tienen una concentración del agente apuntalante igual o inferior a 2 lb/ft<sup>2</sup>.

Se observó una relación similar para la conductividad adimensional (FCD). Las fracturas con una FCD inferior a 10 presentan la mayor disminución de la producción después de 2 y 4 meses.

Los futuros tratamientos de fractura en el campo de M'boundi se centran en superar estos límites inferiores para compensar el efecto de incrustación del apuntalante.

Se propuso una revisión del fluido base de fractura y considerar aplicación de un fluido base petróleo que minimice la afectación de la dureza de formación y prevenga la incrustación del apuntalante.



## Referencias

BJ Services Technology Center. (December 2008 - February 2009). *Report N° 08-10-1152*.

Michael, J., & Tony Martin. (2007). *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. Economides University of Houston; BJ Services.

Perfetto, R., Cecarelli, R., & Falla, J. (2001). *IPTC 15328 Hydraulic Fracturing in the Congo Onshore: Continuous Optimization Improves Productivity*. Información interna, Perfetto (eni Congo), Cecarelli (eni E&P); Falla (Baker Hughes).

Petroperú. (2023). *Museo del petróleo*. Obtenido de La producción de hidrocarburos: <https://museo.petroperu.com.pe/la-produccion-de-hidrocarburos/>

Shell International Petroleum. (1991). *Production Handbook*. Production technology. Vol. 5.

Tony Martin. (2005). *Bj Services Manual Facturing Manual*.

