

**DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO PARA PREDECIR LA  
GEOMETRÍA DE FRACTURA Y EL FLUJO DE FLUIDOS EN  
OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS  
VISCOELÁSTICOS**

**JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO PARA PREDECIR LA  
GEOMETRÍA DE FRACTURA Y EL FLUJO DE FLUIDOS EN OPERACIONES  
DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS VISCOELÁSTICOS**

**JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES**

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magíster en  
Ingeniería de Hidrocarburos

**M.Sc FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ  
DIRECTOR**

**M.Sc ALVARO PRADA VELÁSQUEZ  
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## *Dedicatoria*

*A Dios porque es el que hace todas las cosas;  
Motivo de toda mi Alabanza Y  
Adoración... El ha sido Fiel.  
A mi Madre Carmen Montes Meza,  
A mi Padre José Cárdenas Castillo,  
A mis hermanos Fabián D, Joyce y Giselle,  
A la memoria de mis abuelos, Jaime C, Delia  
C, Josefa M y mi abuelo  
Justiniano M. A mi familia, a la familia  
Molínarees especialmente a Ruby, a mi familia  
en Cristo y amigos por su paciencia y  
colaboración en la realización de este  
proyecto.  
A los profesores que fueron de una y otra  
forma parte de mi formación moral y  
profesional, y a todas las personas que  
hicieron posible la realización de este trabajo.*

*José C*

## AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Primeramente a **Dios**, Sin El nada sería posible. Dador de Vida, fuerza y determinación.

A mis Directores **Fernando E Calvete** y **Álvaro Prada** por sus valiosos aportes en el desarrollo de este proyecto y evaluadores **Zuly Calderón** y **Javier Durán** por su tiempo y objetividad. A **Samuel Fernando Muñoz** coordinador de posgrados por la oportunidad y Disciplina transmitida.

A la dirección de posgrados por su colaboración especialmente a **Mónica, María, Leydi y Juan P.**, siempre estuvieron dispuestos a brindar apoyo y colaboración sin importar las circunstancias... Gracias!!!

A mis compañeros de maestría **Miguel, Erika, Fabián, Nelson**, fueron buenos tiempos de aprendizaje.

Al Grupo de investigación Campos Maduros por su formación y aporte durante los últimos 4 años, **Rubén, Emiliano** y cada una de las personas del campo Escuela Colorado, **Laura, Carlos Julio, Edison, Johana, Angela y Lucia**, que siempre de una u otra forma apoyaron el proceso de formación.

A la universidad Industrial de Santander, alma mater de todos y escuela de vida.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	17
1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	19
1.1. ANTECEDENTES	19
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
2. MARCO TEÓRICO	25
2.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	25
2.2. FLUIDOS DE FRACTURA Y MATERIAL PROPANTE	26
2.2.1. Fluido de relleno (Pad)	26
2.2.2. Fluido con Agente de soporte en Suspensión o Lechada	27
2.2.3. Fluido de limpieza	27
2.3. PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE Y DE LOS ADITIVOS	30
2.4. FLUIDOS VISCOELÁSTICOS	32
2.4.1. Química de los fluidos viscoelásticos	33
2.4.2. Aditivos de los fluidos de fractura ves	34
2.5. GEOMETRÍA DE FRACTURA	36
2.5.1. Modelo PKN	41
2.5.2. Modelo de Kristianovic (KGD) [ <sup>13</sup> ][ <sup>14</sup> ]	45
2.5.3. Ecuación del área de Carter	48
2.5.4. Modificación de la ecuación del área de Carter [ <sup>15</sup> ][ <sup>16</sup> ]	50
2.6. PARÁMETROS DE FRACTURA	52
2.6.1. Gradiente de fractura	52
2.6.2. Conductividad de fractura	53
2.6.3. FCD (Conductividad de fractura adimensional)	53
2.6.4. Presión máxima de rotura	54
3. ANÁLISIS DE VARIABLES	55

3.1. DISEÑO FACTORIAL PARA IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA	55
3.1.1. Aplicacion del diseño factorial al modelo pkn para fracturas horizontales .	58
3.1.2. Aplicación del diseño factorial al modelo pkn para fracturas verticales.	59
3.1.3. Aplicación de diseño factorial al modelo pkn para fracturas verticales (fluidos no newtonianos).	60
3.1.3.1. Fluidos viscoelasticos	60
3.1.3.2. Fluidos polimericos	61
3.1.3.3. Fluidos base aceite	62
3.1.3.4. Aplicación de diseño factorial para la ecuacion de area de carter en fracturas de tipo vertical.	64
3.1.4. Aplicación de diseño factorial para modelo kgd en fracturas de tipo vertical.	65
3.2. FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MODELOS PRESENTADOS	66
3.3. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA GENERACIÓN DE LA FRACTURA.	67
3.3.1. Ajuste de variables de los fluidos viscoelásticos	68
3.3.2. Ecuación que modela los fluidos viscoelásticos	69
3.3.3. Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura	71
3.3.4. Variación de viscosidad con respecto de la presión	72
3.3.5. Variación de la viscosidad con la temperatura y la presión	73
3.3.6. Resultados del análisis de fluidos viscoelásticos	73
3.3.6.1. Viscosidad vs temperatura	74
3.3.6.2. Viscosidad vs velocidad de corte	77
3.3.6.3. Velocidad de Corte vs Esfuerzo de Corte	78
3.4. METODOLOGÍA PARA ELECCIÓN DE FLUIDO DE FRACTURA VISCOELÁSTICO	80
4. MODELO ANALÍTICO PROPUESTO	83
4.1. DEFINICIÓN DEL MODELO	83

4.1.1. Planteamiento del problema	83
4.1.2. Sistema a modelar	84
4.1.3. Expansión de la fractura	85
4.2. PLANTEAMIENTO MATEMÁTICO	87
4.2.1. Distribución de esfuerzos	87
4.2.2. Modelo Propuesto	90
4.2.3. Corrida de los modelos con datos de campo	93
4.2.4. Corrida con caso real.	96
4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	102
4.3.1. Resultados Modelo analítico propuesto	102
4.3.2. Evaluación de los resultados obtenidos a partir del nuevo modelo.	104
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA	112

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Aditivos de los fluidos de fractura VES	35
Tabla 2. Diferencias entre los modelos en 2D (PKN) y (KGD).	51
Tabla 3. Valores de permeabilidad.	55
Tabla 4. Efecto de las variables (fracturas horizontales en flujo laminar ).	58
Tabla 5. Efectos de las variables (fracturas verticales en flujo laminar ).	59
Tabla 6. Parametros reologicos para fluidos viscoelasticos (fluidos no newtonianos en regimen laminar).	60
Tabla 7. Efecto de las variables (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).	60
Tabla 8. Parametros reologicos para fluidos polimericos (fluidos no newtonianos en regimen laminar).	61
Tabla 9 . Efecto de las variables para fluidos polimericos (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).	62
Tabla 10. Parametros reologicos para fluidos base aceite (fluidos no newtonianos en regimen laminar).	63
Tabla 11. Efecto de las variables en la ecuación número 4 para fluidos base aceite (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).	63
Tabla 12. Efecto de las variables (ecuacion de area de Carter)	64
Tabla 13. Efecto de las variables en las ecuaciones modelo KGD .	65
Tabla 14. Parámetros a tener en cuenta al evaluar un fluido de fractura.	69
Tabla 15. Composición de Fluidos de fractura Viscoelásticos	74
Tabla 16. Composición del fluido de Fractura Polimérico	74
Tabla 17. Datos de entrada al modelo	93
Tabla 18. Detalles del tratamiento	94
Tabla 19. Cotejo modelos PKN y GDK Vs modelo generado	94
Tabla 20. Resultados Fractura # 1	97
Tabla 21. Resultados Fractura # 2	99

Tabla 22. Resultados Fractura # 3	100
Tabla 23. Parámetros de yacimiento	101
Tabla 24. Progreso de corte de agua	102
Tabla 25. Resultados Fractura # 1 (Modelo)	103
Tabla 26. Resultados Fractura # 2 (Modelo)	103
Tabla 27. Resultados Fractura # 3 (Modelo)	104
Tabla 28. Comparación de los resultados de las corridas	105
Tabla 29. Desviación estándar de los resultados corridos	106
Tabla 30. Tabla comparativa entre fluidos tipo VES y poliméricos	107

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1: Formación de las micelas vermiformes por acción de electrolitos a partir de micelas circulares de surfactantes viscoelásticos.	22
Figura 2. Fracturamiento Hidráulico	25
Figura 3. Propagación de la fractura	26
Figura 4. Curva y ecuaciones de la Ley de la potencia	33
Figura 5. Plano de deformación en 2D.	40
Figura 6. Modelamiento según PERKINS.	41
Figura 7. Geometría de la fractura según Kristianovic -Zheltoy-Geertsma-de Klerk (KGD)	46
Figura 8. Hipótesis de Carter.	49
Figura 9. Inportancia de los modelos analíticos	67
Figura 10. Fluido de fracturamiento mezclado con material propante	68
Figura 11. Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para dos tipos de fluidos de fractura.	75
Figura 12. Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para un fluido viscoelástico a diferentes concentraciones de surfactantes	76
Figura 13. Variación de la viscosidad con respecto de la velocidad de corte	78
Figura 14. Reograma del fluidos viscoelásticos a la misma temperatura	79
Figura 15. Algoritmo para elección de fluido de fractura viscoelástico	82
Figura 16. Ingreso de fluido de fractura a la formación	84
Figura 17. Ingreso del material propante	84
Figura 18. Contorno de fractura	85
Figura 19. Crecimiento de la fractura	86
Figura 20. Geometría de Fractura	87
Figura 21. Flujo Radial y flujo lineal	88
Figura 22. Influencias de las propiedades mecánicas en la geometría de fractura	88

Figura 23. Flujo laminar a través de la fractura	89
Figura 24. Datos de inyección y geometría	95
Figura 25. Fluidos VES vs Fluidos convencionales	105

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Fractura	117
A.1 Forma de la Fractura con Libre Crecimiento	117
A.2. Geometría de la Fractura Creada	118
A.3 Significado de la Ecuación de Carter	121
A.4 Otros Modelos de Geometría Dinámica	122
A.5 Crecimiento del a Fractura en el Curso de un Tratamiento	123
A.6 Valor de Parámetros Reologicos para Fluidos no Newtonianos	125
Anexo B. Aplicación de Diseño Factorial Aplicado al Modelo PKN , KGD y Ecuacion de Área de Carter.	126
Anexo C. Tablas de Datos para Estudio Reológico	132
Anexo D. Descripción del Modelo Matemático	134

## RESUMEN

**TITULO** DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO PARA PREDECIR LA GEOMETRÍA DE FRACTURA Y EL FLUJO DE FLUIDOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS VISCOELÁSTICOS<sup>1</sup>

**AUTOR** José Carlos Cárdenas Montes<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE** Modelo Analítico, Fracturamiento Hidráulico, Fluidos viscoelásticos, Geometría de Fractura.

El fracturamiento hidráulico, es una técnica de estimulación que ha tenido un gran impacto en el desarrollo de los campos petroleros del mundo. Con el paso del tiempo se ha convertido en una operación que primordialmente debe llevarse a cabo en las etapas tempranas de un pozo, ya que busca eliminar el daño ocasionado por la perforación y la cementación, mostrando excelentes resultados.

Recientemente, se ha desarrollado un nuevo tipo de fluidos de fractura que busca optimizar el desarrollo del trabajo. Los fluidos viscoelásticos por sus propiedades reológicas, representan un elemento importante para el mejoramiento y optimización de la técnica en cuanto a las ventajas que tiene con respecto a los fluidos convencionales con base polimérica. Mencionando aquí la etapa del backflow y las propiedades de adelgazamiento del fluido, permitiendo aumentar o disminuir la geometría de fractura tanto como se desee.

A través del tiempo se han desarrollado diferentes modelos que buscan predecir la geometría a obtener dentro de la operación, los cuales tienen en cuenta los parámetros de mayor importancia dentro del desarrollo de los mismos. Es así como, modelos como el de Perkins, Kristianovich, Geertsma y Klerk han tenido un gran impacto en el modelamiento de la fractura, ya que son capaces de describir con bastante aproximación el comportamiento de la operación.

A partir de estos modelos se desarrolla un modelo analítico bidimensional para predecir el comportamiento de la geometría de fractura generada en operaciones de fracturamiento hidráulico con fluidos viscoelásticos con las consideraciones de las variables de mayor influencia y el comportamiento reológico.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Investigación

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Fernando Enrique Calvete y Álvaro Prada Velásquez

## SUMMARY

**TITLE** DEVELOPMENT OF AN ANALYTICAL MODEL TO PREDICT THE GEOMETRY OF FRACTURE AND THE FLOW OF FLUID IN OPERATIONS OF HYDRAULIC FRACTURING WITH VISCOELÁSTIC FLUIDS<sup>3</sup>

**AUTHOR** José Carlos Cárdenas Montes<sup>4</sup>

**KEYWORDS** Analytical Model, Hydraulic Fracturing, Viscoelastic Fluid, Geometry of fracture

The hydraulic fracturing is a technology of stimulation that has had a great impact in the development of the petroleum fields of the world. With the passage of time it has turned into an operation that basically must be carried out in the early stages of a well, since it(he,she) seeks to eliminate the hurt(damage) caused by the perforation and the cementation, showing excellent results.

Recently, there has developed a new type of fluids of fracture that seeks to optimize the development of the work. The fluids viscoelásticos for his rheological properties, they represent an important element for the improvement and optimization of the technology as for the advantages that it has with regard to the conventional fluids. Mentioning here the stage of the backflow and the properties of slimming of the fluid, allowing to increase or to diminish the geometry of fracture so much since be wished.

Across the time there have developed different models to predict the geometry when obtain inside the operation, which bear in mind the parameters of major importance inside the development of the same ones. It is as well as, models as that of Perkins, Kristianovich, Geertsma and Klerk have had a great impact in the modelamiento of the fracture, since they are capable of describing with enough approximation the behavior of the operation.

From these models there develops an analytical two-dimensional model to predict the behavior of the geometry of fracture generated in operations of fracturamiento hydraulically with fluids viscoelásticos with the considerations of the variables of major influence and the rheological behavior.

---

<sup>3</sup> Research Work

<sup>4</sup> Faculty of Engineering Physical Chemistry, School of Petroleum Engineering, Fernando Enrique Calvete y Álvaro Prada Velásquez

## INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico, es una técnica de estimulación que ha tenido un gran impacto en el desarrollo de los campos petroleros del mundo. Con el paso del tiempo se ha convertido en una operación que primordialmente debe llevarse a cabo en las etapas tempranas de un pozo, ya que busca eliminar el daño ocasionado por la perforación y la cementación, mostrando excelentes resultados.

Como en toda aplicación de técnicas o tecnologías, siempre se quiere tener un estimado de los resultados al final de la aplicación de estas, por lo que la simulación y los modelos han sido determinantes en cuanto a predecir diferentes tipos de comportamientos. En el fracturamiento hidráulico es de vital importancia conocer la forma o la geometría que tomará la fractura, para así determinar el tipo de tratamiento a utilizar. A través del tiempo se han desarrollado diferentes modelos que buscan predecir la geometría a obtener dentro de la operación, los cuales tienen en cuenta los parámetros de mayor importancia dentro del desarrollo de los mismos. Es así como, modelos como el de Perkins, Kristianovich, Geertsma y Klerk han tenido un gran impacto en el modelamiento de la fractura, ya que son capaces de describir con bastante aproximación el comportamiento de la operación.

Recientemente, se ha desarrollado un nuevo tipo de fluidos de fractura que busca optimizar el desarrollo del trabajo. Los fluidos viscoelásticos por sus propiedades reológicas, representan un elemento importante para el mejoramiento y optimización de la técnica en cuanto a las ventajas que tiene con respecto a los fluidos convencionales con base polimérica. Mencionando aquí la etapa del backflow y las propiedades de adelgazamiento del fluido,

permitiendo aumentar o disminuir la geometría de fractura tanto como se desee.

En el presente trabajo se desarrolla un modelo analítico para predecir la geometría de fractura y el flujo de fluidos en operaciones de fracturamiento hidráulico con fluidos viscoelásticos, teniendo como base los modelos mencionados anteriormente, y realizando los ajustes de las ecuaciones y el diseño factorial con base al comportamiento viscoelástico.

## 1. CONTEXTUALIZACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.1. ANTECEDENTES

La historia de explotación del petróleo de forma industrial en el mundo, no sobrepasa los 100 años. Aun así, su importancia ha desencadenado un sin número de técnicas y tecnologías que representan un eficaz y eficiente desarrollo de los campos petroleros.

Las técnicas de estimulación usadas para el aumento de la producción y un mayor aprovechamiento de los hidrocarburos, donde la mayoría de campos están en su etapa de declinación, constituyen un buen paradigma a seguir para todas las empresas operadoras, que tienen como objetivo, mantener, aumentar y optimizar la producción de los pozos de petróleo.

Desde hace 60 años, el fracturamiento hidráulico ha sido utilizado como técnica de estimulación en pozos de petróleo, consiguiendo tan alto grado de eficacia, que hoy día se lleva a cabo como procedimiento fundamental en pozos, recién han sido perforados.

Durante los primeros años se utilizaban fluidos de fractura como la nafta, gasolina, etc. Al transcurrir el tiempo, la industria ha desarrollado un sin número de fluidos de fractura, que aportan respuestas a los grandes retos que hoy día presentan las operaciones. Estos fluidos que anteriormente eran básicos, hoy constituyen, por su complejidad y cantidad de aditivos, fluidos de fractura de nueva generación, tales como son: los geles, espumas, polímeros, base agua, base aceite, etc. El más reciente desarrollo ha sido la implementación de fluidos viscoelásticos para el desarrollo de las operaciones.

## 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las técnicas de estimulación son una herramienta poderosa que permiten obtener un mejor desarrollo de la producción de pozos petrolíferos. Son imprescindibles cuando los parámetros que afectan la producción, tales como el daño a la formación ó Skin, arenamiento, migración de finos y otras alteraciones presentadas en pozo, son de notable perjuicio en el desarrollo del mismo.

Estas técnicas han tenido un gran y notable impacto dentro de la industria mundial del petróleo, ya que al pasar del tiempo su aplicabilidad ha sido representada en aumentos y mejoramiento de la producción en los pozos en que han sido llevadas a cabo. Dentro de este marco se puede destacar el fracturamiento hidráulico. El fracturamiento hidráulico<sup>5</sup> se define como el proceso de crear una fractura (que en condiciones ideales sería con dos alas de igual longitud a lados opuestos del pozo) mediante la inyección de un fluido a presión, con la finalidad de sobrepasar el esfuerzo natural de la roca de la formación, para el rompimiento del material del medio poroso. Por lo anterior, el fracturamiento hidráulico es la creación y la preservación de una fractura en la roca del yacimiento.

Generalmente los yacimientos de baja permeabilidad no fluyen al cañoneo, o su producción es tan baja que no resultan económicamente explotables. Este constituye un serio problema a la hora de evaluar la rentabilidad de un pozo o un campo. Por consiguiente se recurren a las técnicas de estimulación para eliminar problemas de producción, donde el fracturamiento hidráulico constituye una excelente opción para la optimización de la producción.

---

<sup>5</sup> *BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986 pg 3*

En general el fracturamiento hidráulico se puede utilizar para generar diferentes efectos, pero todos con la finalidad de mejorar la productividad de los pozos de petróleo; dentro de estos están:

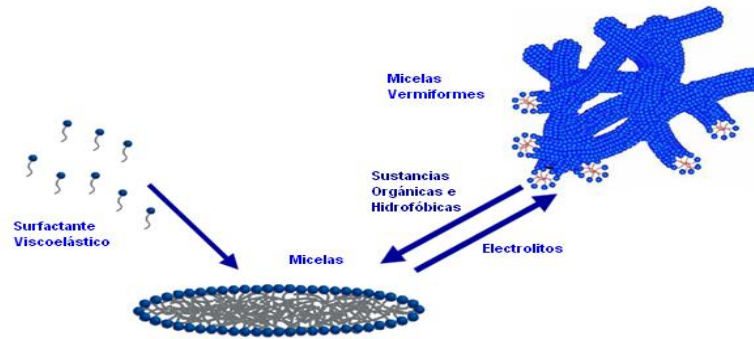
- Incrementar el área de flujo de la formación.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Interconectar yacimientos laminados.
- Controlar la producción de arena de formación y finos.
- Conectar fracturas naturales.

En la actualidad ECOPETROL emplea principalmente fluidos poliméricos base borato, en sus campañas de estimulación por fracturamiento. Este tipo de fluidos poseen una excelente capacidad de transporte y soporte del material propante, pero genera residuos difíciles de remover durante la etapa de retorno o backflow. Esto implica necesariamente una disminución en la capacidad efectiva de transporte de crudo a través de la fractura y un incremento en el daño a la formación.

Los VES (Fluidos viscoelásticos) son fluidos libres de polímero, constituidos por surfactantes que forman una red de micelas interconectadas, que son estabilizadas por altas concentraciones de sal. Esta red imita la fibras poliméricas hidratadas, pero con mayor eficiencia y elasticidad. La viscosidad obtenida es una relación directa de la concentración de surfactante, el tipo y la concentración del electrolito y la temperatura, y usualmente no se requiere que sea tan elevada como las requeridas para los fluidos poliméricos. Debido a que el fluido VES está formado por micelas, no presenta degradación física con el tiempo, pero sufre un adelgazamiento térmico, ventajas útiles en la generación de fractura y transporte de propante.

Estos fluidos proporcionan mayor permeabilidad retenida y conductividad, debido a que no dejan residuos poliméricos en el sistema poroso. Sin embargo, por no ser formadores de torta, presentan leak-off más altos. Se considera que estos fluidos pierden su viscosidad o rompen cuando entran en contacto con el hidrocarburo o por dilución con el agua de la formación (fig. 1); sin embargo, muchos fracturamientos han fallado por no darse esta condición, razón por la cual es necesario asegurar que el fluido rompa, ya sea usando tratamientos acompañantes, o rompedores internos.

**Figura 1: Formación de las micelas vermiformes por acción de electrolitos a partir de micelas circulares de surfactantes viscoelásticos.<sup>6</sup>**



Fuente: Acharya, A., “Viscoelasticity of crosslinked fracturing fluids and proppant transport,”

Los (VES)<sup>7</sup> exhiben de igual forma excelentes propiedades de transporte y soporte del material propante, pero a diferencia de los fluidos poliméricos base borato, los VES son fluidos más compatibles con la formación, por cuanto su proceso de degradación no genera residuo alguno y es posible retornar a superficie la totalidad del tratamiento inyectado a la formación.

<sup>6</sup> Acharya, A., “Viscoelasticity of crosslinked fracturing fluids and proppant transport,” Paper SPE 16221, presented at SPE production operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 8-10, 1987.

<sup>7</sup> Rimmer, B, et al. “Fracture Geometry Optimization: Designs Utilizing New Polymer-Free Fracturing Fluid and Log-Derived Stress Profile / Rock Properties. SPE 58761.

Es bastante complicado realizar el diseño de las fracturas a obtenerse en un trabajo de fracturamiento hidráulico. Es por esto que a través de la historia se han venido implementado métodos de predicción y reproducción del comportamiento, para tener el mayor control posible de la operación.

*Es muy usual que en las operaciones de fracturamiento se haga una corrida de simulación o predicción, con la finalidad de optimizar los parámetros operacionales, los cuales son indispensables para garantizar el éxito de la operación. El conocimiento del flujo de fluidos en la fractura generada y la deformación de la roca, permiten determinar la viabilidad de los proyectos, las estimaciones económicas y el incremento de la producción esperado.*

*Las actividades de simulación han sido través del tiempo, una actividad obligatoria para el desempeño de los trabajos; es indispensable conocer un escenario previo de las variables más significativas, antes de la aplicación de las operaciones de estimulación y de esta forma realizar proyecciones acerca de las condiciones óptimas y las especificaciones técnicas de los equipos. Esto se considera una parte fundamental en los trabajos de fracturamiento hidráulico.*

*ECONOMIDES señala: “Un adecuado conocimiento de la geometría y el comportamiento de las fracturas hidráulicas permiten a los equipos a cargo de los activos de las compañías operadoras, aumentar la efectividad de los tratamientos de estimulación, la productividad de los pozos y la recuperación de los hidrocarburos”<sup>8</sup>.*

---

<sup>8</sup> ECONOMIDES Michael, OLIGNEY Ronald, VALKÓ Peter: “Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice”. Orsa Press Alvin, Texas 2002.

El proyecto aquí planteado es básicamente la solución a un problema circunstancial, se trata de responder a los adelantos y optimización de técnicas ya existentes, como lo es el fracturamiento hidráulico. El porqué del presente proyecto, es que no existe un modelo que pueda predecir el comportamiento de la fractura con estos tipos de fluidos “Viscoelásticos” y posteriormente realizar el diseño óptimo del tratamiento a utilizar.

El impacto en el corto y mediano plazo será la optimización en la utilización de estos fluidos es operaciones de campo y así mismo del fracturamiento hidráulico. El beneficio de este proyecto se verá reflejado en el éxito de las operaciones al tener bien definido el tipo de tratamiento a utilizar, de igual manera que los parámetros operativos necesarios para un buen desarrollo de la operación.

Al finalizar el proyecto de investigación se tendrá como resultado el modelo descrito ya, así mismo como sus limitaciones, sus condiciones, y su forma de funcionar, con el fin de obtener una geometría de fractura y el comportamiento de esta al ser sometidas a diferentes cambios especificados en el proyecto. Cabe mencionar que los resultados de visualización se harán en dos dimensiones, así los resultados del modelo en forma matemática se harán en dos dimensiones también.

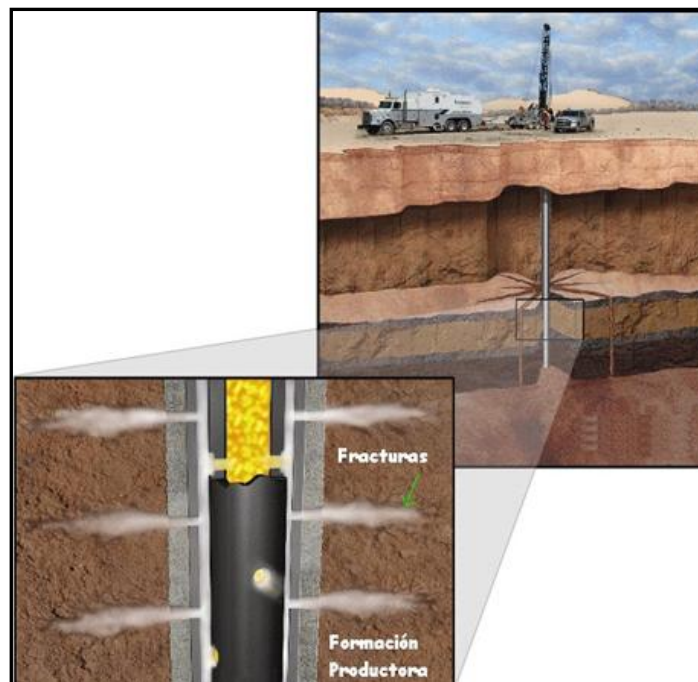
En cuanto a las contribuciones se tienen, como ya se mencionó, un nuevo de modelo capaz de predecir el comportamiento de la geometría de fractura en la operación de fracturamiento hidráulico. De igual forma un avance en la investigación al generar un nuevo modelo matemático para los comportamientos de fluidos viscoelásticos en operaciones de FH. Para finalizar un código de programación con una serie de condiciones y parámetros basados en el diseño factorial de todas las ecuaciones. Representando todo esto un mejor desarrollo de las operaciones y garantizando u mejor desempeño en los procedimientos que se lleven a cabo con estos tipos de fluidos en los pozos petroleros.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura. La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene mayor a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, como se observa en la Figura 2.

**Figura 2. Fracturamiento Hidráulico**

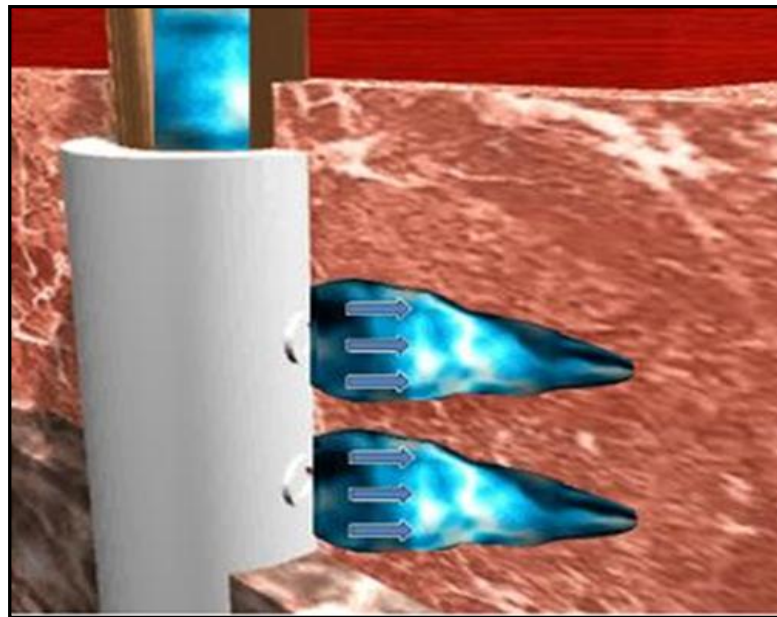


**Fuente:** [http://thegasgun.com/?page\\_id=19](http://thegasgun.com/?page_id=19)

La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del volumen del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma.

Inicialmente se inyecta solamente fluido fracturante pues la mayor pérdida de fluido está en las vecindades del pozo, posteriormente comienza a abrirse la fractura y es necesario que el material soportante comience a ingresar en ella, como se indica en la figura.

**Figura 3. Propagación de la fractura**



**Fuente:** [http://thegasgun.com/?page\\_id=19](http://thegasgun.com/?page_id=19)

## **2.2. FLUIDOS DE FRACTURA Y MATERIAL PROPANTE**

Una ejecución de fractura consiste de la inyección en diferentes etapas de distintos tipos de fluido, donde cada uno tiende a realizar su correspondiente comportamiento dentro de su rol específico.

### **2.2.1. Fluido de relleno (Pad)**

Es el fluido fracturante que no tiene material propante en suspensión. Su objetivo es iniciar y propagar la fractura. Durante la propagación de la fractura, el fluido

entra en la formación productora, y se tiene el fenómeno conocido como filtrado o “leakoff”; es decir, entra al yacimiento, crea la fractura y construye una costra en la pared de la fractura (Filter-cake). El volumen de fluido necesario para el proceso de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura.

Por lo tanto, este tipo de fluido de relleno es el primero que se inyecta en el tratamiento de un fracturamiento hidráulico y actúa como un fluido de sacrificio, para posteriormente inyectar la lechada con la que se acarreará el material Propante dentro de la fractura.

### **2.2.2. Fluido con Agente de soporte en Suspensión o Lechada**

Después de la inyección del fluido de relleno, se agrega al fluido fracturante material soportante, incrementando la concentración del mismo hasta el final del tratamiento.

Los valores de concentración del material soportante en suspensión dependen de la habilidad de transporte del mismo con el fluido y/o la capacidad de aceptación del yacimiento y la creación de la fractura.

En general, excesiva concentración puede dificultar el transporte del material soportante. El que exista alto filtrado puede causar heterogeneidades en el yacimiento, tales como fisuras naturales.

La creación de la longitud de fractura hidráulica, difiere de la longitud soportada por el material, porque este no puede ser transportado a los puntos donde el ancho de fractura es menor a tres veces el diámetro del propante.

### **2.2.3. Fluido de limpieza**

El Fluido de Limpieza (flush) tiene por objetivo desplazar la suspensión desde el pozo hasta la punta de la fractura. Deberá cuidarse de que no exista un sobre

desplazamiento, ya que podría presentarse un estrangulamiento de la fractura, que ocasionará una disipación de la presión de fracturamiento y el consiguiente cierre de la fractura.

La ecuación general de balance de materia entre el volumen de fluido total inyectado  $V_i$ , volumen de fractura creada  $V_f$ , y la fuga de líquido  $V_L$  (*leakoff*) puede ser escrito así:

$$V_i \equiv V_f + V_L \quad (1)$$

El área de la fractura se multiplica por dos para reflejar ambos lados de la cara de la fractura en donde se produce el fenómeno de filtrado, el área está expresada por:

$$A_f \equiv 2 * X_f * h_f \quad (2)$$

El producto  $q_i * t_i$  es igual al total de volumen requerido de fluido de relleno (*pad*) y de la lechada con el material soportante en suspensión. Entonces, el tiempo de la parte correspondiente a la cantidad de fluido de relleno, es calculado así:

$$t_{pad} = \frac{V_{pad}}{q_i} \quad (3)$$

El coeficiente de filtrado  $C_L$  en el balance de materia puede ser obtenido desde una calibración al tratamiento de fractura como describe Nolte y Economides. Para el diseño de una fractura hidráulica así como también de un tratamiento de simulación de pozo se requieren seleccionar lo siguiente:

- Fluido fracturante y aditivos apropiados.
- El material soportante adecuado.

La cantidad de estos fluidos y material, así como el modo en que se realiza la inyección de los mismos se refleja en la tasa de inyección y en la presión de inyección, parámetros que están relacionados estrechamente entre sí para determinar el dimensionamiento de la fractura en la formación. Un criterio apropiado para la optimización del diseño, es la producción con su correspondiente impacto económico; de allí que se tenga que maximizar los beneficios, de tal manera que se pruebe una rentabilidad adecuada sobre la inversión realizada en el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Otros criterios que se deben considerar en la selección del fluido fracturante son los siguientes:

- Transportar en forma óptima el material soportante, tanto en el sistema de tuberías como dentro de la fractura.
- Evitar cualquier empaquetamiento del material soportante que cause daño en la fractura.

Para ello, se deberá prestar atención a la adecuada viscosidad aparente del fluido. Por eso es que la mayoría de los fluidos fracturante son de tipo No-Newtoniano.

Por otro lado, la selección del material soportante se enfocará en maximizar el producto de la permeabilidad del empaquetamiento por el ancho de la fractura.

Referentes a la tasa de inyección, se puede indicar que:

- a. Altas tasas de inyección de fluido fracturante dan como resultado altas presiones netas y por lo tanto la posibilidad de fracturar formaciones adyacentes o al menos, tener un ineficiente desarrollo de fractura.
- b. Si la altura es tolerable; entonces, una mayor tasa de inyección resultará en un menor tiempo de tratamiento, concluyendo en una eficiente propagación de

fractura. Por lo que el fenómeno de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de ejecución de la fractura.

Las consideraciones anteriores están afectadas por varias variables que interrelacionadas entre ellas, permite obtener un diseño óptimo.

### **2.3. PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE Y DE LOS ADITIVOS**

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

1. Compatibilidad con el material de la formación.
2. Compatibilidad con los fluidos de la formación.
3. Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
4. Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
5. Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
6. Poder removerlo fácilmente de la formación.
7. Lograr que las pérdidas de presión por fricción sean las más bajas posibles.
8. Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
9. Ser estable para que pueda retener su viscosidad durante el tratamiento.
10. Costos bajos.

Casi todas las propiedades deseables e indeseables del fluido fracturante, están relacionadas con su viscosidad, lo cual es función de la carga de polímeros primordialmente.

Uno de los polímeros más utilizados en bases acuosas es el HPG (Hidroxipropil Guar) que provee una viscosidad adecuada para el fluido fracturante y por ende al rol que este desempeña el tratamiento del fracturamiento hidráulico.

Las concentraciones de polímero frecuentemente está dada en libras de polímero por cada 1000 galones de fluido (lb/1000 gal) y su rango oscila entre 20 a 60 lb/1000 gal y la más común es de 40 lb. /1000 gal.

La viscosidad del fluido fracturante se degrada con el incremento de la temperatura. La mayor degradación será experimentada por la primera parte del fluido de fractura inyectado, debido a que experimentará la mayor temperatura y el menor ancho de fractura (es decir l mayor corte).

Un fluido fracturante ideal es aquel que tiene muy baja viscosidad en el momento que es inyectado en el pozo, situación que provoca una baja caída de presión por fricción en el sistema de tuberías; y tiene la viscosidad requerida en el fondo del pozo, para transportar adecuadamente el material soportante dentro de la fractura.

Algunos de los aditivos de fluido de fractura más comunes están listados a continuación:

- **Bactericidas o Bióxidos:** Controla la contaminación por bacteria. La mayoría de aguas con las que se prepara los geles fracturantes contienen bacterias que tienen su origen en la fuente o en el tanque de almacenamiento. Las bacterias producen encimas que pueden destruir la viscosidad muy rápidamente.
- **Buffers:** Los buffer preferidos son los que contienen ácidos orgánicos y el objeto es provocar hidratación de los fluidos.
- **Estabilizadores:** El oxígeno libre ataca a los polímeros y como debería esperarse, esta reacción de degradación aumenta con el incremento de temperatura. Aditivos tales como metanol es utilizado para atrapar el oxígeno y removerlo de la ruta de reacción.
- **Aditivos para el control de pérdidas de fluido:** Los fluidos que se utilizan tienen como rol el control de las pérdidas de “spurt”. Disminuyendo el filtrado durante

el fracturamiento ya que como se indicó anteriormente las pérdidas de fluido y su correspondiente control son críticos para la satisfactoria ejecución del fracturamiento hidráulico. Usualmente, en formaciones homogéneas, la construcción de una costra en las paredes de la fractura es un medio adecuado para controlar el filtrado.

- **Surfactantes:** Su rol es prevenir las emulsiones, bajar la tensión superficial y los cambios de mojabilidad. La humectabilidad en las caras de las fracturas origina cambios en la zona invadida; por ello que los surfactantes son agregados para facilitar la limpieza post tratamiento.
- **Roturadores (Breakers):** El rol a desempeñar es reducir la viscosidad al disminuir el tamaño del polímero; por consiguiente tienen las tareas de limpiar residuos en el proceso de post-tratamiento y en la producción.

## 2.4. FLUIDOS VISCOELÁSTICOS

Los fluidos viscoelásticos son fluidos no-Newtonianos que cumplen tanto la ley de Hooke como la ley de Newton de la Viscosidad. Estos fluidos ante deformaciones ocurridas durante el flujo, tienen la capacidad de recuperar parte de la deformación al retirar el esfuerzo aplicado.

Los fluidos de fractura VES se comportan como fluidos pseudoplásticos. Cuando se aumenta la velocidad de corte ejercida sobre el fluido, su viscosidad disminuye como consecuencia del reagrupamiento de las partículas. Estas se ordenan debido a los esfuerzos y presentan una menor oposición al flujo. Existen varias ecuaciones que describen el comportamiento de fluidos pseudoplásticos, como el modelo de Eyring y el de Ostwald-de Waele, entre otros; sin embargo, el modelo

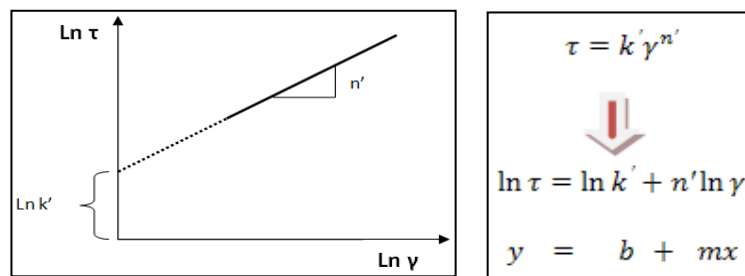
---

<sup>9</sup> Bird, R.B., Stewart, W.E., Lightfoot, E.N. Fenómenos de transporte un estudio sistemático de los fundamentos del transporte de materia, energía y cantidad de movimiento. REPLA S.A., primera edición, 1987, p 1-10 - 1-15.

de más aceptación en la gran mayoría de estudios realizados es el modelo de Ostwald-de Waele, llamado también ley de la potencia.

La ley de la potencia ( $\tau = k \dot{\gamma}^n$ ) es un modelo de dos parámetros, el índice de comportamiento de flujo ( $n'$ ) y el índice de consistencia ( $k'$ ). Para los fluido viscoelásticos, el cálculo de estos índices se realiza con base en datos experimentales de esfuerzo de corte ( $\tau$ ) y velocidad de corte ( $\dot{\gamma}$ ).

**Figura 4. Curva y ecuaciones de la Ley de la potencia**



Fuente:

Con base en la gráfica logarítmica de la figura 2, se puede determinar el intercepto de la recta y la pendiente, que corresponden a  $\text{Ln } (k')$  y  $n'$ , respectivamente.

### 2.4.1. Química de los fluidos viscoelásticos

El comportamiento de los fluidos viscoelásticos se basa en la química de los surfactantes, que son moléculas que poseen en un extremo de su cadena un grupo hidrófilo y en el otro extremo un grupo hidrófobo. Cuando estas sustancias se agregan en sistemas de dos líquidos insolubles como agua y aceite, migran hacia la superficie de tal manera que orientan su extremo hidrofílico hacia la zona polar (agua) y el hidrofóbico hacia la zona apolar (aceite).

Cuando la concentración de surfactante sobrepasa un valor, denominado Concentración Micelar Crítica (CMC), se presenta un fenómeno de asociación donde las moléculas de surfactante forman estructuras llamadas micelas. Este fenómeno se presenta debido a la saturación de moléculas de surfactante en la superficie, por lo cual, las moléculas en exceso unen sus extremos hidrófobos formando estructuras circulares o esféricas con el fin de disminuir la energía libre de Gibbs<sup>10</sup>.

Si se sigue aumentando la concentración de surfactante y se introducen electrolitos en el sistema, tales como sales orgánicas o inorgánicas, las micelas adoptan nuevas estructuras en forma de gusano o vermiformes. Estas nuevas estructuras se forman con el fin de disminuir aún más la energía libre, ya que al acoplarse las caras de las micelas circulares, están disminuyendo el número de caras expuestas al medio polar, disminuyendo igualmente el efecto repulsivo del medio acuoso sobre los núcleos hidrofóbicos.

Si se sobrepasa una cierta concentración denominada concentración de solapamiento, se habrán formado tantas micelas vermiformes que eventualmente estarán muy cerca y ocurrirán interacciones hidrodinámicas entre los agregados; de esta manera, se generan estructuras tridimensionales de micelas vermiformes entrecruzadas, provocando un aumento en la viscosidad del sistema<sup>11</sup>.

#### **2.4.2. Aditivos de los fluidos de fractura ves**

Un fluido de fractura debe cumplir dos funciones básicas: crear y extender una fractura hidráulica y transportar el material propante. Sin embargo para que tanto

---

<sup>10</sup> Rivas, H, Gutiérrez, X. Los surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera. Acta Científica Venezolana, 1999, Vol. 50, Suplemento No. 1. P 54-65.

<sup>11</sup> Yang, J. "Viscoelastic wormlike micelles and their applications". Current Opinion in Colloid & Interface Science 7. 2002. 276-281.

la fractura como la formación retengan al máximo la permeabilidad y tengan una buena conductividad, el fluido deberá ser compatible con los fluidos de la formación, perder su viscosidad para retornar a superficie dejando el sistema poroso libre y no modificar la mojabilidad de la roca. Los fluidos viscoelásticos se formulan con una serie de aditivos que dependen entre otros de la naturaleza del surfactante. La tabla 1 presenta los aditivos involucrados en las formulaciones evaluadas y sus funciones.

**Tabla 1.** Aditivos de los fluidos de fractura VES

ADITIVO	FUNCIÓN	Surfactante Anfotérico	Surfactante Aniónico
<b>Controlador de arcillas (sal)</b>	Además de mantener el equilibrio iónico y prevenir el hinchamiento de arcillas, se utiliza en los fluidos VES para reducir la CMC e incrementar el tamaño de las micelas.	✓	✓
<b>Solvente mutual</b>	Usados para remover depósitos pesados orgánicos (parafinas y asfáltenos), controlar la mojabilidad e interaccionar con las micelas adhiriéndose en la interfase para reducir la tensión interfacial y evitar problemas de compatibilidad y/o emulsiones fluido - crudo.	✓	
<b>Estabilizador de reología</b>	Interacciona con el surfactante y la sal, sirviendo como puente para formar una red tridimensional de micelas, que le proporcionan viscosidad al fluido de fractura VES.	✓	
<b>Agente gelificante ó Surfactante</b>	Es el agente principal en los fluidos VES. En presencia de electrolitos en el sistema, genera las micelas que causan el aumento de la viscosidad en el fluido. Puede contribuir a la reducción de la tensión interfacial entre los fluidos y evitar la generación de emulsiones estables en el medio.	✓	✓
<b>Buffer de pH</b>	El buffer es el encargado de mantener en equilibrio las cargas en el medio, para regular el pH del sistema.		✓

**Fuente:** Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el Campo Llanito. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química.

## 2.5. GEOMETRÍA DE FRACTURA

Las dimensiones de la fractura que se genera al momento de realizar la estimulación en condiciones dinámicas pueden representar problemas complejos, pues en esta intervienen factores de diferente naturaleza, como son las propiedades mecánicas de la formación, fluidos de tratamiento y parámetros hidráulicos de la operación.

Por lo cual todos los valores de la geometría varían notablemente en una operación. Las dimensiones de la fractura están definidas por ancho de fractura, longitud de fractura y altura de la fractura.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser horizontal, vertical u oblicua. Con respecto a la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles de la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura. Los aspectos relacionados con el crecimiento vertical o altura de la fractura se verán más adelante.

Para producir una fractura horizontal en las rocas, la presión mínima se puede calcular asumiendo que existe una capa delgada horizontal y permeable ó también, que existe una fractura natural capaz de liberar fluido a alta presión a una distancia considerable de la cara del pozo. Por lo tanto, la presión mínima para generar fracturas horizontales será la presión de overburden. En fracturas verticales, se considera en principio que la altura es constante. Esta se extiende rápidamente hasta que encuentra estratos resistentes que la limitan por encima y por debajo de la zona de interés.

En fracturas horizontales, la geometría se define solo con dos parámetros que son ancho y radio de penetración. Para el cálculo de ambos valores, son necesarios dos tipos de relaciones.

Por un lado se plantea un balance de masa, que consiste en igualar la cantidad de tratamiento inyectado en la fractura (Fluido más agente de sostén) a la cantidad que queda en el interior de la misma, más el fluido perdido por las caras hacia la formación. Se obtiene así una relación entre dimensiones de fractura (Ancho, longitud y altura), propiedades del fluido (Filtrado) y parámetros de la operación (volumen y caudal).

Por otra parte, se vinculan el ancho de la fractura creada con la presión desarrollada en el interior de la fractura. Esta segunda relación incluye propiedades elásticas de la roca, dimensiones, parámetros de la operación y propiedades reológicas del fluido (fricción con las paredes).

Todos los valores involucrados son conocidos o estimados de antemano, a excepción de las dimensiones de la fractura. La altura se fija “a priori”, de modo que restan dos incógnitas: ancho y longitud, con dos ecuaciones. La altura de fractura creada es de gran incidencia para estimar el diseño de una fractura. Su valor determina la geometría creada, la ubicación donde se encuentra finalmente el material de soporte y el correspondiente incremento de la productividad.

El proceso de inyección de fluido a presión en un pozo da como resultado el fracturamiento de la formación y su posterior propagación en la zona productora. La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- a. Propiedades mecánicas de la roca.
- b. Propiedades del fluido fracturante.

- c. Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión)
- d. Esfuerzo de la formación.
- e. Distribución de esfuerzos en el medio poroso.

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura. En la literatura disponible para modelos de fracturamiento hidráulico, existen tres familias:

- Modelos en dos dimensiones (2-D)
- Modelos en pseudo-tres-dimensionales (p-3-D)
- Modelos totalmente en tres dimensionales (3-D).

La fractura puede propagarse lateralmente y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzo local y de las propiedades de la roca. El grado de análisis de este fenómeno es lo que conduce a la complejidad del desarrollo de los modelos para estudiar el comportamiento del fracturamiento.

- **Modelos en Dos Dimensiones**

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho  $w$ , y la longitud  $X_f$ , de la fractura, parámetros que constituyen las dimensiones de la fractura con base en las hipótesis que se considera como un paralelepípedo.

- **Los modelos 2-D son aproximaciones analíticas que suponen altura constante y conocida.**

Para las aplicaciones en ingeniería petrolera, dos tipos son frecuentemente utilizados.

1. Para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura, se tiene el modelo **PKN [Perkins & KERN (1961) y Nordgren (1972)]** que son una apropiada aproximación.

Se considera que:

$$X_f \gg h_f \quad (4)$$

2. Para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura se ha presentado el modelo **KGD [Khristianovic & Zheltov (1955) y Geertsma & de Klerk (1969) ]**, que frecuentemente se conoció como el modelo **KGD**, donde:

$$h_f \gg X_f \quad (5)$$

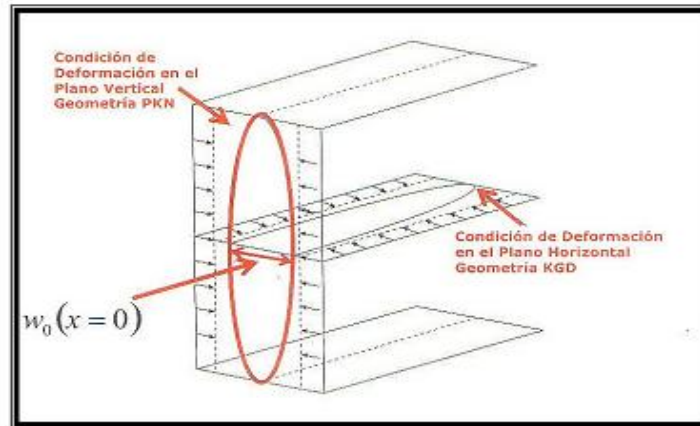
Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como **modelo radial**. La altura de fractura utilizada aquí es el valor dinámico que significa que la altura de la fractura crece al mismo tiempo que crece la longitud de la fractura. Aquí:

$$2X_f \gg h_f \quad (6)$$

Para efectos de este trabajo, los modelos 2-D serán utilizados para cálculos del ancho de fractura y de la presión de propagación de fractura, para cuando el fluido fracturante es Newtoniano y no Newtoniano; así como, considerando el fenómeno de pérdidas de fluido en la formación. A continuación se presenta una grafica del

plano de deformación vertical y horizontal en 2-D para la condición de deformación de la zona productora. Fig. 5.

**Figura 5.** Plano de deformación en 2D.



**Fuente:** PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

### ✓ Modelos en Tres Dimensiones

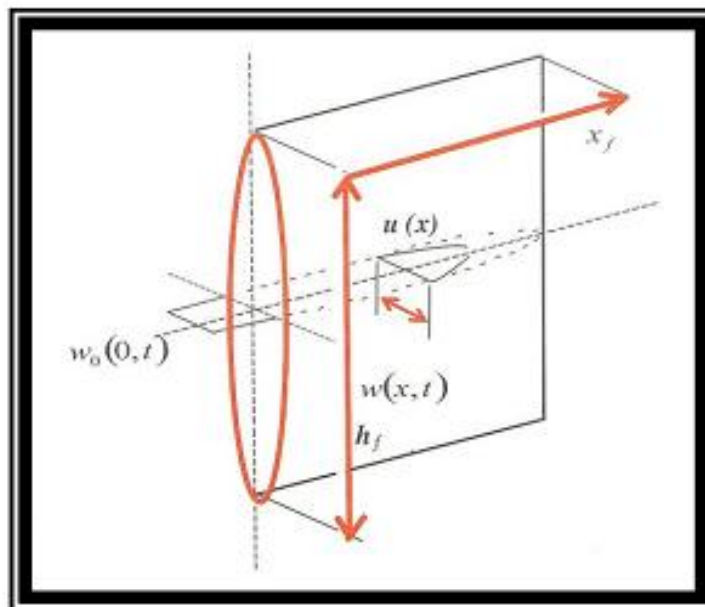
Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y del material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos discretos, ya que un modelo 3-D completo es complejo, pues requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso, y un análisis mucho más detallado que está fuera del alcance de este texto. En resumen, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el Ingeniero de petróleo deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos.

### 2.5.1. Modelo PKN

El modelo PKN está representado en la Figura 6. Tiene por característica considerar para la fractura una forma elíptica en el eje vertical del pozo. La máxima amplitud está en la línea central de esta elipse, con cero de ancho en el tope y en el fondo.

**Figura 6.** Modelamiento según PERKINS.



**Fuente:** PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

Otras características importantes son:

- En ambas direcciones el ancho es mucho menor que las otras dimensiones de la fractura: altura y longitud (del orden de milímetros comparado con decenas o miles de metros).
- La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada.
- La altura de la fractura es constante.

- La longitud es considerablemente mayor que las otras dimensiones de la fractura: altura y ancho.

Las propiedades de la roca tienen un gran impacto en la determinación del ancho de fractura. El rango del **módulo de Young** de rocas de reservorio común puede variar desde  $10^7$  en arenisca y profunda hasta  $2 \times 10^5$  psi, en diatomitas. Así, en rocas rígidas, donde el módulo de Young es grande, para un volumen dado de fluido inyectado a la formación, la fractura resultante será angosta pero larga. Por el contrario, en formaciones con módulo de Young bajos, el mismo volumen de fluido inyectado dará como resultado una fractura ancha pero de longitud corta.

La geometría elíptica del modelo **PKN** conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico. , el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo se expresa comúnmente como,

$$\bar{w} \equiv 0,3 \left[ \frac{q_i \mu (1 - \nu) X_f}{G} \right]^{\frac{1}{4}} \left( \frac{\pi}{4} \gamma \right) \quad (7)$$

Donde,

$\bar{w}$  Ancho promedio de la fractura, *in*.

$q_i$  Tasa de Flujo, *bpm*

$\mu$  Viscosidad del fluido fracturante, *cp*

$X_f$  Longitud de Fractura, *ft*

$G$  Módulo de Corte o Cizalla, *psi*,

La expresión del máximo ancho de fractura con un fluido no newtoniano se expresa en las siguientes unidades de campo:

$$w_{\max} = 12 \left[ \left( \frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left( \frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} (0,00678) \left( \frac{5,61}{144} \right)^{n'} \right]^{\frac{1}{(2n'+2)}} * \left( \frac{q_i^{n'} K' X_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{\frac{1}{(2n'+2)}} \quad (8)$$

Donde  $w_{\max}$ , es el ancho máximo de la fractura. Las variables  $n'$  y  $K'$  son propiedades reológicas de un fluido fracturante:

$n'$  = Índice de comportamiento de fluido (Adimensional)

$K'$  = Índice de consistencia del fluido  $\left( lb \frac{seg^n}{ft} \right)$

El ancho promedio de la fractura puede ser calculado multiplicando por el factor geométrico  $\frac{\pi}{4} \gamma$ . El ancho es proporcional a la presión neta  $\Delta P$  (diferencia entre presión en la fractura y el esfuerzo tectónico que tiende a cerrarla), y a la altura:

$$w = \frac{2(1-\nu^2) * \Delta P * h}{E} \quad (9)$$

Donde  $h$  representa la altura de la fractura y  $E$  modulo de Young.

Las ecuaciones resultantes del análisis, modificadas para expresar el ancho promedio,  $w$  relación de Poisson  $\nu = 0,15$  y en unidades de campo, son:

- Fracturas Horizontales (Flujo Laminar )

$$w = 0,15 \left( \frac{Q * \mu * R}{E} \right) \left( \frac{1}{4} \right) \quad (10)$$

Donde  $R$  representa el radio de la fractura.

- Fracturas Verticales (Flujo Laminar)

$$w = 0,25 \left( \frac{Q^* \mu^* L}{E} \right)^{\left(\frac{1}{4}\right)} \quad (11)$$

- Fracturas Verticales (Fluidos no newtonianos en régimen Laminar) <sup>12</sup>

$$w = 8 \left[ 0,0922(n' + 1) \left( \frac{(2n' + 1)}{(n')} \right)^{n'} (0,0935)^{n'} \frac{Q^{n'} K' L h^{(1-n')}}{E} \right]^{\frac{1}{2n'+2}} \quad (12)$$

Donde  $n'$  y  $K'$  son propiedades reológicas del fluido de fractura y  $L$  representa la longitud de la fractura o  $X_f$ .

Nuevamente, el comportamiento más complejo exige un parámetro más que los newtonianos: el índice de consistencia,  $K'$  y el índice de comportamiento,  $n'$ . Los fluidos dilatantes tienen  $n' > 1$ , mientras que para los pseudoplásticos es  $n' < 1$ . Los newtonianos podrían considerarse un caso particular con  $n' = 1$  y asimilando el índice de consistencia a la viscosidad.

Se tiene una relación entre ancho y longitud (o radio) de fractura. En este caso con el ancho como variable dependiente de la longitud. Las condiciones operativas que causan una elevada caída de fricción a lo largo de la fractura, esto es caudal de inyección elevado y fluidos viscosos, producirán grietas relativamente anchas, y a la recíproca.

Perkins y Kern desarrollaron las siguientes hipótesis simplificadoras para derivar tales ecuaciones:

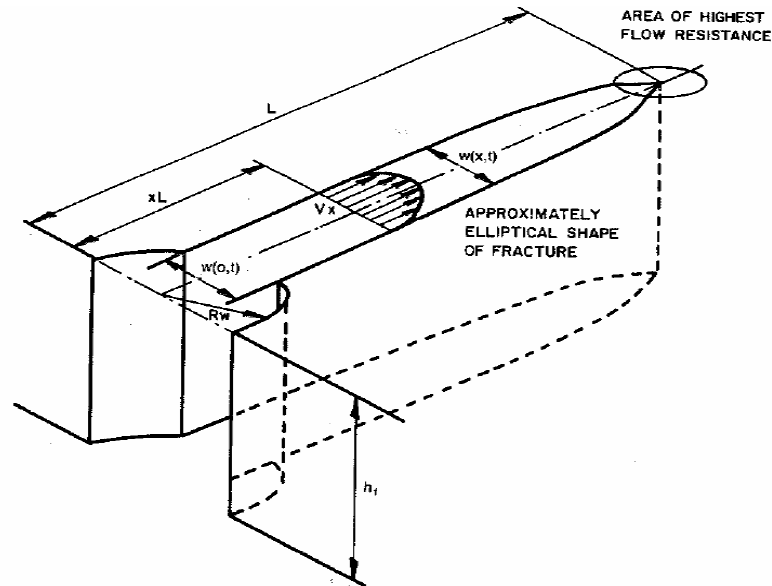
<sup>12</sup> Esta ecuación está en unidades de campo

- La geometría de secciones transversales de la fractura es esencialmente elíptica. Esto significa que en el caso de fracturas verticales no hay deslizamiento entre el estrato productivo y los estratos superior e inferior que limitan el desarrollo vertical de la fractura.
- La formación es homogénea e isotrópica. Esta hipótesis es muy común en diversos modelos e implica una severa limitación puesto que las formaciones reales distan de satisfacerlas. Posiblemente las areniscas constituyen el tipo más aproximado. En otra clase de formaciones (calcáreos fisurados naturalmente, por ejemplo) la aplicación de estos modelos es cuestionables.
- El filtrado tiene poco efecto en el ancho, en consecuencia no se tiene en cuenta la pérdida de fluido.

### **2.5.2. Modelo de Kristianovic (KGD)**

El primer modelo de fracturamiento hidráulico elaborado por Kristianovic y Zheltov (1955), plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura de la fractura. Es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares y puede haber deslizamiento entre los estratos de los planos horizontales que la confinan. De esta manera, la sección transversal de la fractura es rectangular y se conserva la forma elíptica para la variación del ancho según la longitud. Véase figura 6.

**Figura 7.** Geometría de la fractura según Kristianovic -Zheltoy-Geertsma-de Klerk (KGD)



**Fuente:** PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

Así, este **modelo KGD** no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Con esta hipótesis, la teoría de elasticidad establece para el ancho una relación similar a la usada por Perkins y Kern, pero con la longitud de fractura sustituyendo a la altura.

$$w = \frac{4(1-\nu^2) * \Delta P * L}{E} \tag{13}$$

Geertsman y de Klerk desarrollaron expresiones para el balance de masa y la deformación de la roca utilizando esta hipótesis, otras suposiciones simplificadoras

necesarias son en parte coincidentes con las restantes de Carter y de Perkins y Kern:

- La formación es homogénea e isotrópica
- La velocidad de filtrado es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo.
- El volumen de "spurt loss"  $V_{sp}$  se pierde instantáneamente a medida que crece el área de la fractura.
- El fluido de fractura es newtoniano.
- El régimen de flujo es laminar

Para fracturas cortas donde  $2 * x_f < h_f$ , la geometría de KGD es la más apropiada y para fracturas largas donde  $2 * x_f > h_f$ , la geometría recomendada es la de PKN.

Las expresiones resultantes, modificadas para incluir parámetros y unidades usuales (unidades de campo) y la función eficiencia de fractura, correspondientes a fracturas verticales, son:

Balance de masa:

$$L = 1,46 * 10^{-4} \frac{Q}{C^2 * h} \left( W_m + \frac{V_{sp}}{22,742} \right) \alpha L^2 * Fe(X) \quad (14)$$

Donde:

$$\alpha L = 8,357 \left[ \frac{C \sqrt{\frac{V}{P}}}{V_m + \frac{V_{sp}}{22,742}} \right] \quad (15)$$

- Deformación de la roca o ancho máximo de fractura:

$$W_m = 0.35 \left[ \frac{(1 - \nu^2) \mu^* Q^* L^2}{E^* h} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (16)$$

Donde C representa el coeficiente de filtrado y  $Fe(X)^{13}$  la eficiencia de la fractura y V el volumen de fractura, su descripción se pueden describir en los anexos.

### 2.5.3. Ecuación del área de Carter

Una de las primeras propuestas para resolver el balance de masa en la fractura, que aun hoy se utiliza con frecuencia es la ecuación de área de Carter. La idea básica es que el volumen de la fractura resultante es igual al total inyectado menos la perdida por filtrado a la formación.

La aplicación de este concepto exige establecer algunas hipótesis. Algunas de ellas son:

1. La fractura tiene ancho constante, o sea que su crecimiento en volumen se traduce en la expansión del área. la figura 5 muestra el caso de una fractura vertical.
2. El filtrado se produce perpendicularmente a las caras de la fractura, y su velocidad es inversamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo.

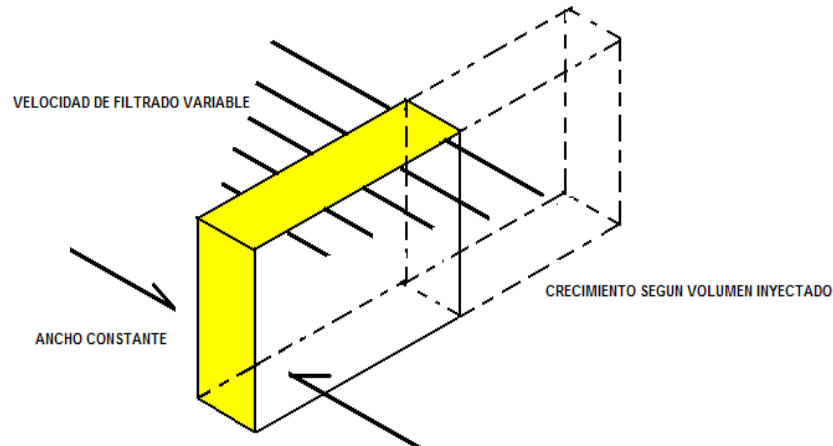
$$V_f = \frac{C}{\sqrt{t}} \quad (17)$$

3. El tiempo en un determinado punto se cuenta a partir del instante en que la fractura alcanza a ese punto. En otras palabras, en todo momento la velocidad de filtrado es tanto mayor cuanto más cerca de la punta de la fractura sea considerada.

<sup>13</sup> La eficiencia de la fractura se describe según el modelo del área de Carter.

4. La presión dentro de la fractura es constante en toda su extensión
5. El caudal es constante durante toda la operación.

**Figura 8.** Hipótesis de Carter.



**Fuente:** PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

Resolviendo el balance de masa con estas hipótesis, se llega a una expresión que vincula el área de fractura creada  $A$ , con el ancho  $W$ , el caudal  $Q$ , el coeficiente de filtrado  $C$  y el tiempo total  $t$ :

$$A = \frac{(Q * W)}{(4\pi * C^2)} \left[ e^{X^2} * erfc(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] 1,46 * 10^{-4} \frac{Q}{C^2 * h} \left( W_m + \frac{V_{sp}}{22,742} \right) \alpha L^2 * Fe(X) \quad (18)$$

Donde:

$$X = \frac{2C\sqrt{\pi * t}}{W} \quad (19)$$

Siendo X un parámetro adimensional de geometría dinámica. Y la función error complementaria es:

$$erfc(X) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^X e^{-x^2} dx \quad (20)$$

Para fracturas horizontales, el área depende del radio de la fractura  $R(A = \pi R^2)$  y en caso de fracturas verticales, de la altura h y longitud L creadas ( $A = 2hL$ ).

#### 2.5.4. Modificación de la ecuación del área de Carter

Para simplificar el proceso de cálculo, se ha propuesto el uso de la función eficiencia de la fractura  $Fe$ , definida como:

$$Fe(X) = \frac{1}{X^2} \left[ e^{X^2} erfc(X) + \frac{2X}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (21)$$

Para tener en cuenta el "spurt loss"  $V_{sp}$ , se le incluye como "corrección" del ancho ( $W = W_{promedio} + V_{sp}$ ).

Introduciendo unidades usuales, y el volumen total inyectado, la ecuación de Carter queda finalmente:

$$A = \frac{0,01604 * Fe(X) * V}{W + \frac{V_{sp}}{28,97}} \quad (22)$$

Donde X:

$$X = \frac{6,56C * \sqrt{\frac{V}{Q}}}{W + \frac{V_{sp}}{28,97}} \quad (23)$$

$A$  : Área de fractura (ft<sup>2</sup>)

$V$  : Volumen (galones)

$Fe(X)$  Eficiencia (%)

$W$  Ancho (pulgadas)

$C$  Coeficiente de filtrado  $\left(\frac{ft}{\sqrt{\min}}\right)$

$V_{sp}$  : cm<sup>3</sup> Celda estándar.

Con base en esto se puede denotar las diferencias mas notables de los modelos PKN Y KGD a continuación en la tabla 2:

**Tabla 2.** Diferencias entre los modelos en 2D (PKN) y (KGD).

PKN	KGD
Sin esfuerzo en plano vertical	Altura fija y flujo en una dirección
Ancho varia con la altura	Sin esfuerzos en el plano horizontal
Fracturas largas y finas	Fracturas cortas y anchas
Presión neta aumenta con el tiempo	Presión neta decrece con el tiempo

Fuente: Autor

Como se puede ver los factores más influyentes que determinan la fractura creada son:

#### Yacimiento

- Altura de la fractura
- Propiedades del fluido

- Permeabilidad y porosidad

### Fluido de fractura

- Coeficiente de filtrado y spurt – loss
- Propiedades reológicas
- Densidad

### Tratamiento

- Volumen total
- Caudal de inyección.

## 2.6. PARÁMETROS DE FRACTURA

### 2.6.1. Gradiente de fractura

Habitualmente se emplea el gradiente de fractura  $G_f$ , para correlacionar distintos valores de un mismo yacimiento, de modo que resulta:

$$G_f = \frac{(ISIP + P_h)}{D} \quad (24)$$

Donde:

$G_f$  = Gradiente de fractura

$ISIP$  = Presión instantánea de cierre

$P_h$  = Presión hidrostática

$D$  = Profundidad

$$P_f = G_f * D \quad (25)$$

Donde:

$P_f$  = Presión de fractura

$G_f$  = Gradiente de fractura

$D$  = Profundidad

El gradiente de fractura no es constante durante la producción de un yacimiento, si no que varía a medida que la presión del yacimiento cambia. Existen muchas propuestas para tener en cuenta esta relación. De todas formas, es práctica generalizada llevar a cabo una prueba de inyectividad inmediatamente antes de una operación y verificar el gradiente usado en el diseño con la presión instantánea determinada.

### 2.6.2. Conductividad de fractura

La capacidad de la fractura para transportar el fluido del yacimiento al pozo se llama “Capacidad de flujo de fractura” o conductividad de fractura y se expresa como el producto de la permeabilidad de la fractura por el ancho medio de la fractura *md-ft*, es de gran importancia porque en cierta medida de ella depende el índice de productividad (IP).

### 2.6.3. FCD (Conductividad de fractura adimensional)

La conductividad de fractura adimensional no es más que un relación entre la conductividad de la fractura y la permeabilidad y la longitud de la fractura.

$$FCD = \frac{K_f w}{K * X_f} D \tag{26}$$

$FCD$  = Conductividad de fractura adimensional

$K_f w$  = Conductividad de la fractura

$K$  = Permeabilidad

$X_f$  = longitud de fractura

Este parámetro es de gran importancia a la hora de realizar la evaluación de que tanto se puede incrementar la producción de un pozo, pues muestra qué tanto, desaparece el daño y qué tanto se incrementa el área de drenaje.

#### **2.6.4. Presión máxima de rotura**

Al iniciar el bombeo se incrementa la presión en el pozo hasta un punto en que la presión falla y se rompe, a esta presión se la llama presión máxima de fractura.

La presión requerida para mantener abierta y propagar la fractura creada se denomina Presión de Fractura. Si bien es cierto es un parámetro variable en la realización de la operación, es aceptable asumirla como constante en la estimación de presión de tratamiento.

Se calcula a partir de la Presión instantánea de cierre (instantaneous shut in pressure) o ISIP y la hidrostática.

### 3. ANÁLISIS DE VARIABLES

#### 3.1. DISEÑO FACTORIAL PARA IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DE MAYOR INFLUENCIA

Para el planteamiento del diseño de tipo factorial, se utilizaron los siguientes valores:

Valores comunes para módulos de Young E.

- Puede variar desde 10 exp. 7 psi. en arenisca y hasta 2 x 10 exp. 5 psi, en diatomitas. Valores comunes para modulo de Poisson  $\nu$ .
- Areniscas y calizas: 0,15-0,27
- Arenas poco consolidadas: 0,28-0,45

Para valores de permeabilidad de yacimientos se trabajan en el rango de los siguientes valores para pozos de baja, moderada y alta permeabilidad.

**Tabla 3.** Valores de permeabilidad.

<b>Baja</b>	$K < 0,5 \text{ md}$	$K < 5 \text{ md}$
<b>moderada</b>	$0,5 < K < 5 \text{ md}$	$5 < K < 50 \text{ md}$
<b>alta</b>	$K > 5 \text{ md}$	$K > 50 \text{ md}$

**Fuente:** DORADO Y MERCADO. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado.

Universidad industrial de Santander, escuela de ingeniería de petróleos.

Para el tratamiento de datos, se utilizó información de longitud de fractura y ancho de fractura de los campos Cupiagua y Cusiana<sup>14</sup>.

Para iniciar con el análisis, se hace necesario trabajar con una serie de histogramas que se presentan en los anexos E. Para la determinación de datos de viscosidad óptimos, diversas investigaciones se han llevado a cabo con el fin de desarrollar una relación entre las velocidades de sedimentación de los propantes y la viscosidad del fluido.

Para datos de viscosidad, se han hecho diversos estudios sobre las velocidades de sedimentación de los propantes en función de la viscosidad del fluido. A raíz de esto surgió un patrón clave sobre la viscosidad del mismo.

La viscosidad mínima del fluido para asegurar el transporte adecuado del propante es de aproximadamente 100 cp a una tasa de corte o gradiente de velocidad (shear rate) de 100 s<sup>-1</sup>, hasta alcanzar los 250 cp debido a que a viscosidades mayores se pueden presentar inconvenientes operacionales.

- Radio de drenaje:

Los radios de drenaje utilizados óptimamente económicos se encuentran en el intervalo de 100 a 200 pies.

- Coeficiente de filtrado:

Los valores de C (coeficiente de filtrado) óptimos en la cual no se afectan de manera notoria la tasa de recuperación del crudo se ubica en el intervalo de 0,1 a

$$1,5 \frac{ft}{\min^{1/2}}$$

---

<sup>14</sup> Cárdenas Montes, José Carlos, *evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Trabajo de grado, universidad Industrial de Santander. 2008*

- Caudal de inyección:  
El volumen de inyección o 'Q' tiene un intervalo de valores de **5 bpm** hasta los **100 bpm**.
- Índice de consistencia  $n'$  e índice de comportamiento  $K'$ : Para valores de  $n'=1$ , como el caso del agua el valor de  $K'$  toma valores aproximados a 0.00002, sin embargo este tipo de fluidos posee limitaciones en capacidad de transporte del propano y alta presión de fricción. Para valores de índice de consistencia,  $n' < 1$  como es el caso de los Pseudoplásticos se puede obtener valores de índice de comportamiento  $K'$  que se describen en los anexos.
- Para valores de Spurt loss según los autores se recomiendan valores entre 0.1 -0,004  $\frac{\text{galones}}{\text{min}^{1/2}}$  ya que en la practica valores mas alto a este intervalo repercuten notablemente en la viabilidad economica del yacimiento.
- Los tiempos de bombeo en un fracturamiento hidraulico, por lo general se trabajan en un intervalo de 20 a 150 minutos , esto incluye la inyeccion del pad y la inyeccion del apuntalante.
- Volumen de fractura :, Los volumenes de fractura en los cuales se pueden generar simulaciones por computador de forma cercana a la realidad se encuentran en el intervalo de 250 a 1300  $ft^3$ .
- Altura de fracturas hidraulicas:  
La altura de la fractura hidraulica puede variar considerablemente, sin embargo se opto por trabajar en el caso de fracturas verticales en el intervalo de 15 a 50 pies , mientras que para fracturas horizontales se decidio trabajar para la implementacion del diseño factorial un intervalo de trabajo de 1 a 10 pies.

### 3.1.1. Aplicacion del diseño factorial al modelo pkn para fracturas horizontales .

Se realizó la matriz de diseño la cual hace referencia a las variables de la ecuacion 2 : caudal, viscosidad, radio de fractura, modulo de Young , obtenida mediante la aplicación de un diseño factorial  $2^4$ . Por medio de este se determinó el comportamiento que presenta el ancho de fractura frente a variaciones de los parametros anteriormente establecidos. De lo anterior se obtuvo la tabla numero 3.

**Tabla 4.** Efecto de las variables (fracturas horizontales en flujo laminar ).

VARIABLE	Caudal	Viscosidad	Radio	Módulo de Young
	0,1182363	0,027304939	0,025234734	-0,066178798
	0,148674276	0,057742915	0,053364965	-0,083215433
	0,140607449	0,032471227	0,042439594	-0,078700297
	0,176804507	0,068668285	0,020068445	-0,098960385
	0,04446398	0,010268304	0,009489782	-0,139951118
	0,055910494	0,021714818	0,007546946	-0,175979215
	0,066489158	0,01221114	0,015959847	-0,166430866
	0,052876881	0,025823417	0,020068445	-0,209275734
	0,804063045	0,256205044	0,194172757	-1,018691846
<b>EFECTO PRINCIPAL</b>	0,100507881	0,032025631	0,024271595	-0,127336481

**Fuente :** Autor .

De la anterior tabla se puede observar que el parametro que mayor efecto ejerce sobre el ancho de fractura es el modulo de Young , los valores de modulo de Young negativo indican que la fractura reduce su ancho en 0,12 unidades al pasar de modulos de Young bajos a altos en el intervalo establecido.

Como se puede apreciar la segunda variable de importancia en al ecuacion 2 del modelo PKN es el caudal. Este parametro ejerce un aumento en el ancho de fractura de 0,10 unidades cuando el fluido inyectado cambia de un caudal de 5 a 100 bpm.

### 3.1.2. Aplicación del diseño factorial al modelo pkn para fracturas verticales.

Para la inclusion en la ecuacion 3 de los datos de longitud de fractura se decidio trabajar con longitudes de los campos cusiana y cupiagua ,la cual se muestran en los anexos. En el diseño se realizaron cambios en caudal , viscosidad, longitud de fractura y módulo de Young , esto con el fin de observar el comportamiento del ancho de fractura al realizar cambios en estas variables. Con base en esto se obtuvo la tabla numero 5:

**Tabla 5.** Efectos de las variables (fracturas verticales en flujo laminar ).

VARIABLE	Caudal	Viscosidad	Longitud	Módulo de Young
	0,20	0,046	0,022	-0,11
	0,25	0,098	0,027	-0,23
	0,22	0,052	0,046	-0,14
	0,28	0,110	0,058	-0,301
	0,076	0,017	0,008	-0,12
	0,095	0,037	0,010	-0,26
	0,085	0,019	0,017	-0,159
	0,107	0,041	0,022	-0,338
	1,335	0,425	0,214	-1,691
<b>EFFECTO PRINCIPAL</b>	0,166	0,053	0,026	-0,211

**Fuente :** Autor.

De lo anterior se puede observar que para fracuras de tipo vertical utilizando el modelo PKN , el modulo de Young repercute de manera mas intensa en la geometria de fractura,generando de esta forma una disminucion en el ancho de fractura de 0,21 unidades cuando el módulo de Young de la formacion cambia en magnitud de  $2 \times 10^5$  a  $1 \times 10^7$  psi .La segunda variable mas importante sigue siendo el caudal.

### 3.1.3. Aplicación de diseño factorial al modelo pkn para fracturas verticales (fluidos no newtonianos).

#### 3.1.3.1. Fluidos viscoelásticos

Para la aplicación de este modelo se procedió a trabajar con parámetros reológicos  $K'$  (índice de consistencia) y  $n'$  (índice de comportamiento) empleados en fluidos viscoelásticos que se muestran en la tabla número 5:

**Tabla 6.** Parámetros reológicos para fluidos viscoelásticos (fluidos no newtonianos en régimen laminar).

$n'$	0,3
$K'$	0,7

**Fuente :** Simón González Roldán. Diseño mecánico de un equipo para la medida de la viscosidad en fluidos no newtonianos.

Para la la variación de los parámetros en la ecuación (4), se realizaron cambios en el caudal, índice de consistencia , índice de comportamiento, longitud de fractura, altura de fractura y módulo de Young, la tabla que describe estos cambios están en los anexos. Con base en esto se obtuvo la tabla número 7:

**Tabla 7.** Efecto de las variables (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).

VARIABLE	Caudal	Altura de la fractura	Longitud	Modulo de Young
	2,46391E-06	2,13743E-06	7,0616E-07	-4,17165E-07
	1,50854E-05	5,75477E-06	4,87604E-06	-2,88053E-06
	6,6338E-06	1,47589E-05	4,3235E-06	-2,55412E-06
	4,06158E-05	3,97367E-05	2,98538E-05	-1,76362E-05

VARIABLE	Caudal	Altura de la fractura	Longitud	Modulo de Young
	5,48075E-10	4,75451E-10	1,57079E-10	-1,12317E-06
	3,35562E-09	1,2801E-09	1,08463E-09	-7,75549E-06
	1,47563E-09	3,28299E-09	9,61724E-10	-6,87666E-06
	9,0346E-09	8,83907E-09	6,64071E-09	-4,74834E-05
	6,48133E-05	6,24018E-05	3,97684E-05	-8,67267E-05
<b>Efecto principal</b>	8,10167E-06	7,80022E-06	4,97105E-06	-1,08408E-05

Fuente : Autor.

Se puede observar que como en los casos anteriores el módulo de Young repercute de manera mas intensa en el ancho de fractura, seguido del caudal y la altura de fractura. En este caso en la aplicación de un fluido viscoelastico, la altura de fractura y el caudal presentan un efecto similar en magnitud sobre el ancho de fractura. Ademas se observa que la variacion del intervalo de longitud de fractura establecida, genera el menor efecto sobre el ancho de fractura.

### 3.1.3.2. Fluidos polimericos

Para la aplicación de este modelo se procedio a trabajar con parametros reologicos  $K'$  (índice de consistencia) y  $n'$  (índice de comportamiento) empleados en fluidos polimericos que se muestran a continuacion en la tabla numero 8:

**Tabla 8.** Parámetros reológicos para fluidos polimericos (fluidos no newtonianos en regimen laminar).

<b>n'</b>	<b>0,65</b>
<b>K'</b>	<b>0,03</b>

Fuente : Simón González Roldán. Diseño mecánico de un equipo para la medida de la viscosidad en fluidos no newtonianos.

Para la la variación de los parametros en la ecuacion 4 con fluidos poliméricos, se realizaron cambios en el caudal, índice de consistencia , índice de comportamiento, longitud de fractura, altura de fractura y módulo de Young, la tabla que describe estos cambios está en los anexos .Con base en esto se obtuvo la tabla número 9:

**Tabla 9 . Efecto de las variables para fluidos polimericos (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).**

<b>VARIABLE</b>	<b>Efecto caudal</b>	<b>Altura de la fractura</b>	<b>Longitud</b>	<b>Módulo de Young</b>
	1,3990E-09	2,5436E-11	2,9330E-11	-1,5287E-11
	3,7267E-09	2,3531E-09	2,7133E-09	-1,4142E-09
	4,0830E-09	7,4234E-11	7,8128E-11	-4,0720E-11
	1,0876E-08	6,8673E-09	7,2275E-09	-3,7670E-09
	1,5694E-13	2,8533E-15	3,2901E-15	-4,4614E-11
	4,1804E-13	2,6396E-13	3,0436E-13	-4,1271E-09
	4,5801E-13	8,3272E-15	8,7639E-15	-1,1884E-10
	1,2200E-12	7,7033E-13	8,1074E-13	-1,0994E-08
	2,0087E-08	9,3211E-09	1,0049E-08	-2,0521E-08
<b>Efecto principal</b>	2,5109E-09	1,1651E-09	1,2562E-09	-2,5652E-09

**Fuente :** autor .

De la anterior tabla se puede observar que el modulo de Young repercute en el ancho de fractura para fluidos polimericos, sin embargo los valores de caudal repercuten de forma notable, tanta asi que en este caso el caudal esta muy cercano al valor del modulo de Young.

### 3.1.3.3. Fluidos base aceite

Para la aplicación de este modelo se procedio a trabajar con parametros reologicos  $K'$  (índice de consistencia) y  $n'$  (índice de comportamiento) empleados en fluidos base aceite que se muestran en la tabla número 10:

**Tabla 10.** Parámetros reológicos para fluidos base aceite (fluidos no newtonianos en regimen laminar).

n'	0,8
K'	0,05

**Fuente :** Simón González Roldán. Diseño mecánico de un equipo para la medida de la viscosidad en fluidos no newtonianos.

Para la la variación de los parámetros en la ecuacion de ancho de fractura de PKN con fluidos base aceite se realizaron cambios en el caudal, índice de consistencia , índice de comportamiento, longitud de fractura, altura de fractura y módulo de Young, la tabla que describe estos cambios se presentan en los anexos. Con base en esto se obtuvo la tabla numero 11.

**Tabla 11.** Efecto de las variables para fluidos base aceite (fracturas verticales en flujo laminar para fluidos no newtonianos).

VARIABLE	Caudal	Altura de la fractura	Longitud	Modulo de Young
	5,48887E-09	1,65372E-11	3,53555E-11	-1,74925E-11
	1,06775E-08	5,20522E-09	1,11284E-08	-5,5059E-09
	1,65819E-08	4,9959E-11	6,87773E-11	-3,40282E-11
	3,2257E-08	1,5725E-08	2,16482E-08	-1,07107E-08
	4,5915E-13	1,38335E-15	2,95752E-15	-5,28449E-11
	8,93189E-13	4,35422E-13	9,30906E-13	-1,66334E-08
	1,3871E-12	4,17913E-15	5,7533E-15	-1,028E-10
	2,69834E-12	1,31542E-12	1,8109E-12	-3,23571E-08
	6,50108E-08	2,09985E-08	3,28836E-08	-6,54143E-08
<b>Efecto principal</b>	8,12635E-09	2,62481E-09	4,11045E-09	-8,17678E-09

**Fuente :** Autor .

De la anterior se puede observar que la variacion de los limites de los intervalos establecidos para las variables: caudal y módulo de Young generan un efecto similar sobre el ancho de fractura, sin embargo estas magnitudes son muy pequeñas y de efecto contrario sobre la variable de estudio.

### 3.1.3.4. Aplicación de diseño factorial para la ecuacion de area de carter en fracturas de tipo vertical.

Para la aplicacion de un diseño factorial en la ecuacion modificada de Carter se procedió a trabajar con las ecuaciones del area de carter. En estas ecuaciones se implemento un diseño factorial  $2^4$ , los valores de  $V_{sp}$ , volumen , ancho de fractura, coeficiente de filtrado, caudal son los establecidos inicialmente en el trabajo.

Para la la variacion de los parametros en la ecuacion del area de Carter , se realizaron cambios en el caudal, altura de fractura, ancho de fractura y coeficiente de filtrado. La tabla que describe estos cambios están en los anexos. Los datos de longitud de fractura fueron encontrados despejando de  $(A=2hL)$ . Con base en esto se obtuvo la tabla número 12:

**Tabla 12.** Efecto de las variables (ecuacion de area de Carter)

VARIABLE	Caudal	Altura de fractura	Ancho de fractura	Coefficiente de filtrado
	32,5193794	-37,59173684	-9,755185927	-47,28615431
	9,755813819	-60,35530242	-23,12235702	-61,94505652
	19,15220831	-30,76310669	-2,926555778	-14,18584629
	5,745662492	-44,16965251	-6,936707105	-18,58351696
	17,86047718	-4,491428828	-0,153129862	-37,68409824
	5,358143154	-16,99376285	-2,060502529	-40,88320204
	15,95310451	-4,384237925	-0,045938959	-11,30522947
	4,785931354	-15,55141108	-0,618150759	-12,26496061
	111,1307202	-214,3006392	-45,61852793	-244,1380644
<b>Efecto principal</b>	13,89134003	-26,78757989	-5,702315992	-30,51725805

Fuente : Autor .

De la tabla anterior cabe destacar que la ecuacion de area de Carter depende en gran medida del coeficiente de filtrado, ya que este parametro presenta un gran efecto sobre la longitud de la fractura y por ende en el area de la misma. Los cambios en el intervalo establecido para el coeficiente de filtrado generan una

disminucion de 30,5 unidades en la longitud de fractura , esto se debe en gran medida a que cuando este parametro aumenta la fuga del fluido hacia las paredes de la formacion se hace mas grande.

### 3.1.4. Aplicación de diseño factorial para modelo kgd en fracturas de tipo vertical.

Para la aplicacion de un diseño factorial en el modelo KGD se procedió a trabajar con las ecuaciones (13), (14), y (15). En estas ecuaciones se implemento un diseño factorial  $2^4$ . Para las variacion de los parametros en estas ecuaciones del modelo KGD se realizaron cambios en el caudal, altura de fractura, viscosidad y modulo de Young, la tabla que describe estos cambios se presenta en los anexos. Para la solucion simultanea de las ecuaciones anteriormente nombradas se realizo mediante prueba y error. Con base en esto se obtuvo la tabla numero 12.

**Tabla 13.** Efecto de las variables en las ecuaciones modelo KGD .

VARIABLE	Caudal	Altura de fractura	Viscosidad	Modulo de Young
	0,855247605	-0,000105965	-8,9345E-05	8,11388E-05
	19,44792227	18,5925687	-0,31459127	5,190461635
	0,540745679	-1,86E-05	-1,97E-06	0,000550757
	12,30	11,76	-7,15	-118,0664504
	6,045628101	3,64E-04	-8,8379E-05	8,21047E-05
	137,5138219	131,4685575	-2,22	3,28
	3,82	-9,45E-05	-5,47E-04	6,18E-06
	8,70E+01	83,15	-50,5428178	-74,67
	267,4973801	244,9686925	-60,2293122	-201,2117957
<b>EFFECTO PRINCIPAL</b>	33,43717251	30,62108656	-7,52866402	-25,15147446

Fuente : Autor.

En la tabla No 12 se observa que las variables que mayor efecto ejerce sobre la longitud de la fractura en el modelo KGD son caudal , altura de la fractura y el modulo de Young respectivamente, ademas se observa que estos efectos son

mayores en magnitud en comparación con las variables más influyentes en los otros modelos utilizados (ecuación de área de Carter y modelo PKN). En el modelo KGD se observa que un aumento en la viscosidad del límite inferior al límite superior del intervalo se presenta una disminución en la longitud de la fractura de 7,52 unidades, generando de esta manera una discrepancia en la predicción del efecto de esta variable predicho por modelo PKN.

### **3.2. FORTALEZAS Y DEBILIDADES DE LOS MODELOS PRESENTADOS**

La gran mayoría de los trabajos de fracturamiento realizados hoy en día se basan en los modelos 2D. PKN, KGD y el modelo radial.

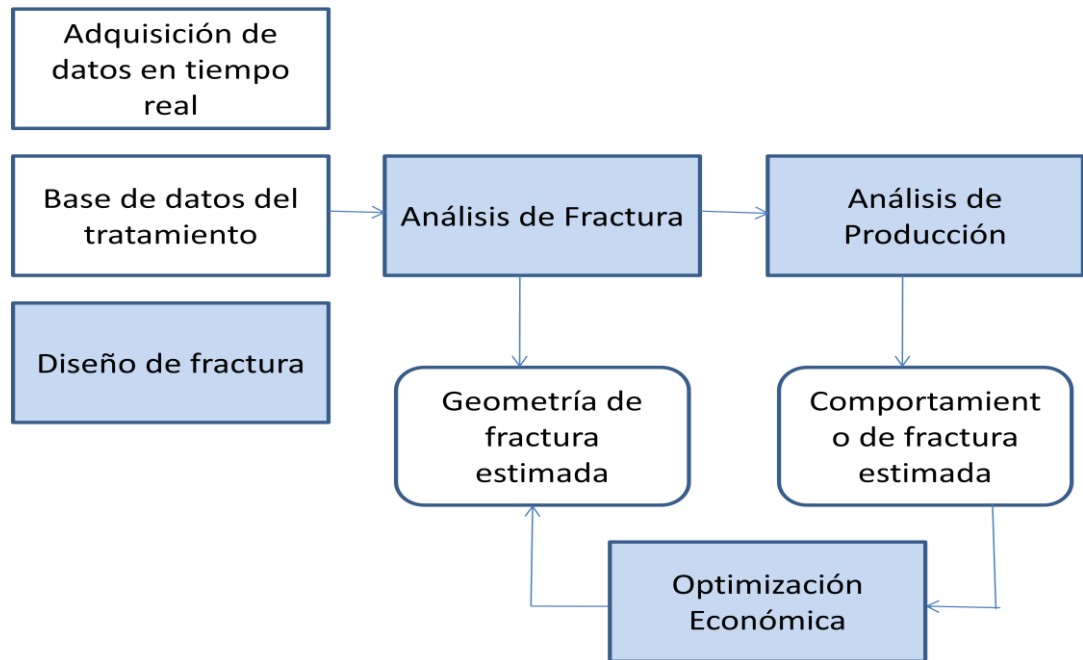
Los 2D-modelos son fáciles de usar, y proporcionan respuestas rápidas, pero sin embargo asumen la altura de la fractura fija (muy poco realista) y se limita la capacidad de la presión neta.

La asunción de altura es totalmente poco realista (produciendo la idea de fracturas más largas y más estrechas). La predicción de la presión neta del modelo de fractura son mucho menores que las presiones medidas. PKN sólo aplicable si la longitud  $\gg$  la altura y KGD sólo aplicable cuando la longitud  $\ll$  la altura.

Por otra parte los modelos en 3D proporcionan las respuestas rápidas (corridas en PC). Estos se basan en los 2D-modelos, pero ajusta la altura de la fractura a lo largo de la fractura basada en la presión de fractura local. La altura se basa en “la ecuación de altura de equilibrio” a lo largo de la longitud de la fractura. Estos modelos trabajan por consiguiente mucho mejor si se tiene suficiente capacidad de altura en la fractura.

A continuación se presenta un diagrama donde se representa la importancia de los modelos analíticos para predicción de la geometría de fractura.

**Figura 9.** Inportancia de los modelos analíticos



Fuente: autor

### 3.3. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA GENERACIÓN DE LA FRACTURA.

Inicialmente para cualquier diseño de operación de fracturamiento es necesario un single well model, incluyendo la transferencia de calor en el pozo. Otro parámetro es La perforación y el modelo de near-Wellbore, así como el modelo de crecimiento de fractura, el modelo de leakoff de fractura, modelo de temperatura, modelo de transporte de propante, modelo de acido de fractura, modelo de esfuerzo y modelo de geometría de fractura.

### 3.3.1. Ajuste de variables de los fluidos viscoelásticos

Un modelo reológico describe la relación que existe entre la tasa de corte ( $\tau$ ) que experimenta el fluido con la velocidad de corte ( $\gamma$ ) del mismo<sup>15</sup>.

**Figura 10.** Fluido de fracturamiento mezclado con material propante



**Fuente:** Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico, De sales Bastos Paola, Universidad Industrial de Santander, trabajo de grado, 2008.

Para evaluar el comportamiento de los fluidos viscoelásticos es necesario incluir de manera explícita la variación de: la viscosidad, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte con respecto de la presión y la temperatura teniendo en cuenta tanto las condiciones de superficie como de yacimiento. La tabla 3 nos presenta una lista de los parámetros que son importantes al momento de evaluar este tipo de fluidos.

**Tabla 14.** Parámetros a tener en cuenta al evaluar un fluido de fractura.

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO	COMPORTAMIENTO DE POZO
Cima del intervalo(m): Base del intervalo(m) Litología de la formación Contacto agua - aceite Espesor de leak - off (p) Presión de fondo Estática (psi) Presión de fondo fluyendo (psi) Presión de Burbuja - Rocío (psi) Grados API Densidad Aceite y gas Compresibilidad del fluido (psi-1) Compresibilidad total RGA	Horas de aforo Volumen de aceite (m3/d) Volumen de gas (mmpcgd) Volumen de Agua RGA (m3/m3) Densidad del condensado Estrangulador (1 / 64") Presión en TP (psi) Presión de separación (psi) Temperatura de Separación
INFORMACIÓN DEL POZO	FLUIDO
Profundidad de los disparos (m) Espaciamiento Espesor bruto (m) Espesor neto (m) Saturación de Agua (%) Saturación de Gas (%) Salinidad de Agua (ppm) CO2 (%) Y H2S (%) Permeabilidad matriz y fractura (kh, kv) (md) Porosidad (%) Diámetro del agujero (pg) Radio de drene (m) Daño total (skin) Características del daño Aportación del intervalo Modulo de Young (E) Relación de Poisson (v) Gradiente de fractura (psi/p) Gradiente de esfuerzo (psi/p)	Reología Densidad Filtrado Viscosidad Tamaño grano Distribución Densidad Porosidad Permeabilidad Redondez

**Fuente:** Autor

### 3.3.2. Ecuación que modela los fluidos viscoelásticos

Los fluidos viscoelásticos son fluidos no newtonianos, que tienen comportamientos elásticos regidos por la ley de hooke y viscosos que cumplen la ley de newton;

siendo su característica más importante el poder recuperar parte de la deformación al ser retirado el esfuerzo aplicado durante el flujo.

Los fluidos viscoelásticos obedecen la ley de la potencia (ecuación 2,12) que establece una relación matemática de tipo exponencial. Este modelo describe un fluido como una línea recta cuando es graficado en papel log-log el esfuerzo de corte en función de la tasa de corte. Dicha ecuación establece que:

$$\tau = k\gamma^n \quad (27)$$

Las constantes K y n dependen indirectamente de la temperatura del fluido, pues al aumentar la temperatura en el fluido viscoelástico disminuye su viscosidad afectando los valores de las constantes.

Para encontrar el valor de las constantes se pueden emplear las lecturas del cuadrante del viscosímetro para un instrumento estándar de seis velocidades. Lo usual es que se tomen como bajas tasas de corte las lecturas de 3 rpm y 100 rpm; las lecturas de 300 rpm y 600 rpm corresponderán a altas tasas de corte. Las formulas generales para n y k son:

$$n = \frac{\left(\frac{\tau_2}{\tau_1}\right)}{\left(\frac{\gamma_2}{\gamma_1}\right)} \quad (28)$$

$$k = \frac{\gamma_2}{(\gamma_2)^n} \quad (29)$$

$\tau_2$ = Lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más alta

$\tau_1$ = Lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más baja

$\gamma_2$ = Tasa de corte más alta (rpm)

$\gamma_1$ = Tasa de corte más baja (rpm)

Utilizando las lecturas del cuadrante del reómetro a 600 rpm y 300 rpm es posible simplificar las ecuaciones de la siguiente manera:

$$n = 3.3 * \log \left[ \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right] \quad (30)$$

$$k = \frac{300}{511^n} \quad (31)$$

### 3.3.3. Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura

Muchos especialistas han estudiado el comportamiento de la viscosidad al cambiar la temperatura del fluido encontrando así diversas ecuaciones matemáticas que representan la rapidez con que disminuye la viscosidad a medida que se incrementa la temperatura; es importante aclarar que la dependencia de la viscosidad con la temperatura es exponencial lo anterior se puede observar en la siguiente ecuación que relaciona estos dos parámetros.

#### Ecuación de Eyring:

Fue desarrollada en el año de 1935 por Henry Eyring y Michael Polanyi de manera casi simultánea, es conocida también como ecuación Eyring-Polanyi y relaciona la viscosidad con la temperatura; esta ecuación hace parte de la teoría del estado de transición y equivale levemente a la Ecuación de Arrhenius obtenida de manera empírica.

$$\mu = \frac{Nh}{V} e^{-\frac{3.8T_b}{T}} \quad (32)$$

Donde:

- $\mu$ = Viscosidad (Kg/m.s)  
 $N$ = Numero de Avogadro ( $6,023 \times 10^{23}$  1/mol)  
 $H$ = Constante de Plank ( $6,626 \times 10^{-34}$  Kg.m<sup>2</sup>/seg)  
 $V$ = Volumen molar (m<sup>3</sup>/mol)  
 $T_b$ = Temperatura normal de ebullición (K)  
 $T$ = Temperatura (K)

Por lo tanto, es posible afirmar que la viscosidad de un fluido disminuye con el aumento de la temperatura, debido a que la energía cinética supera las fuerzas viscosas del fluido.

Es muy importante tenerla en cuenta esta variación, pues un fluido de fractura debe ser lo suficientemente viscoso como para facilitar su manipulación en superficie, pero también debe ser no viscoso para que al ser inyectado no genere daños en tubería y penetre la formación con cierta facilidad.

### **3.3.4. Variación de viscosidad con respecto de la presión**

La viscosidad de los líquidos aumenta exponencialmente con la presión. El agua a menos de 30°C es la excepción de esta regla, pues su viscosidad en este caso disminuye. Los cambios de viscosidad con la presión son muy pequeños para presiones distintas de la atmosférica; por lo cual, para la mayoría de los casos prácticos, el efecto de la presión es ignorado al momento de hacer mediciones con el viscosímetro.

En el caso de los fluidos de perforación que deben soportan presiones alrededor de 20 MPa, se empieza a notar la variación de la viscosidad por este parámetro; en estos casos se puede expresar de forma general la viscosidad como función tanto de la presión como de la temperatura aunque a altas temperaturas la influencia de la presión sobre la viscosidad del fluido disminuye.

### 3.3.5. Variación de la viscosidad con la temperatura y la presión:

#### Ecuación de Barus

$$\mu = \mu_0 \left[ AP - \frac{B}{T - T_0} \right] \quad (33)$$

Donde:  $\mu_0$  es la viscosidad a temperatura y a presión atmosférica.

A: 1/430

B: 1/36

Existen muchas ecuaciones que relacionan el cambio de viscosidad en función de la temperatura y presión, entre ellas encontramos la ecuación de BARUS; dicha ecuación establece que la viscosidad se encuentra en función de la viscosidad y temperatura atmosférica además de la temperatura actual del fluido.

### 3.3.6. Resultados del análisis de fluidos viscoelásticos

Estos resultados fueron obtenidos a partir del estudio realizado a diferentes tipos de fluidos de fractura viscoelásticos y no viscoelásticos (poliméricos) con el fin de generar un punto de comparación entre ellos.

La composición de los fluidos viscoelásticos se encuentra relacionada en la tabla 15 y fueron proporcionados por una compañía de servicios; sus propiedades reológicas fueron medidas con ayuda de funcionarios de los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP apoyados de un viscosímetro *FANN 35A* y las condiciones de operación fueron medidas con un reómetro *CHANDLER 5550 HT/HP*

**Tabla 15.** Composición de Fluidos de fractura Viscoelásticos

	<b>Fluido Base</b>	<b>Controlador de arcillas</b>	<b>Estabilizador de reología</b>	<b>Solvente mutual</b>	<b>Agente gelificante</b>
Viscoelástico	955 [gpt]	167 [ppt]	5 [gpt]	10 [gpt]	30 [gpt]
Viscoelástico	950 [gpt]	167 [ppt]	5 [gpt]	10 [gpt]	35 [gpt]
Viscoelástico	955 [gpt]	167 [ppt]	5 [gpt]	10 [gpt]	40 [gpt]

GPT: Gallones per thousand – PPT: Pounds per thousand

**Fuente:** Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el Campo Llanito. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química.

La composición de los fluidos de fractura no viscoelásticos (poliméricos) fueron proporcionados por una compañía de servicios y su composición se encuentra relacionada en la tabla 5.

**Tabla 16.** Composición del fluido de Fractura Polimérico

	25 Lb WG-31
	2 gal BC-2
Polimérico	2 gal CLAYFIX II/Mgal
	Agua fresca

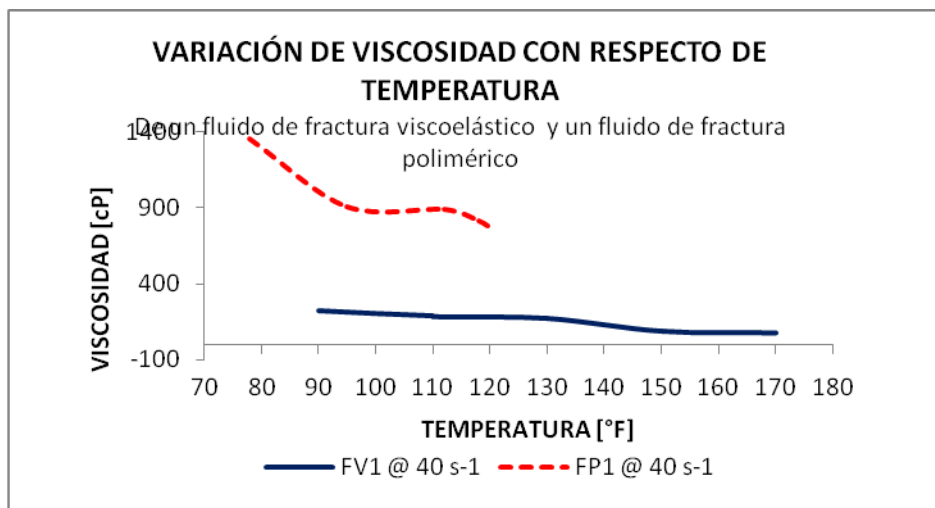
**Fuente:** Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el Campo Llanito. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química.

### 3.3.6.1. Viscosidad vs temperatura

La mayoría de los materiales disminuyen su viscosidad con respecto de la temperatura, dicha dependencia es exponencial y pueden existir variaciones de

hasta un 10% por cada °C modificado; la dependencia de la temperatura para cualquier fluido es función de la estructura y del tipo de fluido estudiado. La figura 11 permite visualizar el comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas de un VES comparado con un fluido polimérico.

**Figura 11.** Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para dos tipos de fluidos de fractura.



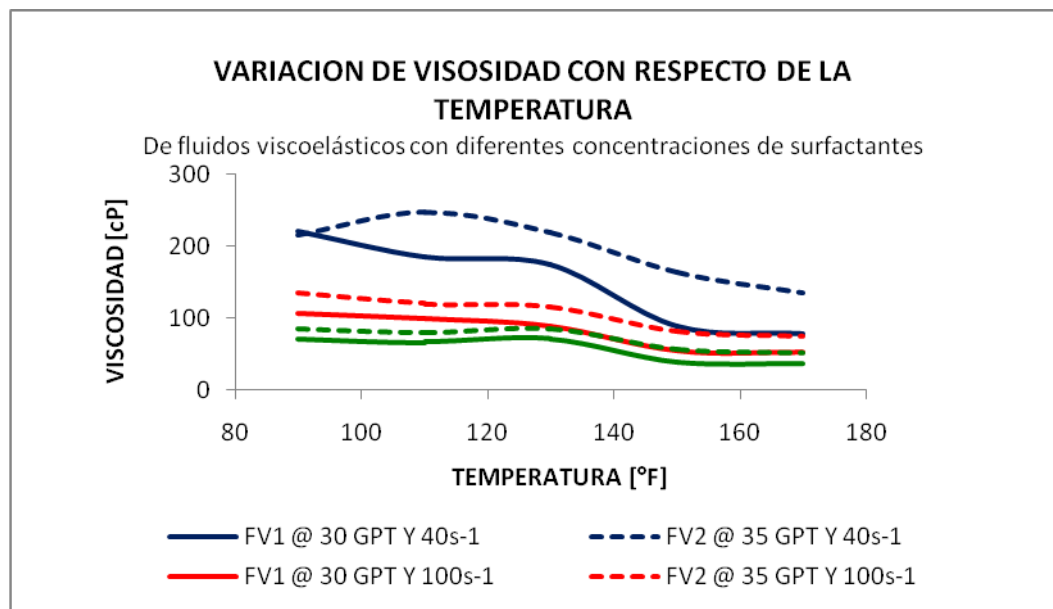
**Fuente:** Autor

La tendencia de ambos fluidos es disminuir la viscosidad a medida que la temperatura aumenta, lo cual es una propiedad clave de un fluido de fractura ya que dicha disminución favorece su retorno a superficie; a pesar que la variación de la viscosidad con el tiempo es mayor para un fluido polimérico, un rango de viscosidad menor es necesario para operaciones de fracturamiento hidráulico, por esta razón cada vez adquiere más importancia en la industria el uso de VES.

Es posible explicar la variación que se observa teniendo en cuenta el comportamiento microscópico del fluido. La viscosidad o resistencia a la

deformación de un fluido se debe a que sus moléculas se atraen entre sí mediante fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo, la agitación debido al aumento de temperatura produce una transferencia de cantidad de movimiento entre capas afectando de esta manera la viscosidad.

**Figura 12.** Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para un fluido viscoelástico a diferentes concentraciones de surfactantes.



**Fuente:** Autor

Por otra parte la concentración de surfactante en los fluidos VES es un parámetro importante a tener en cuenta pues como se muestra en la figura 12, la viscosidad tiende a aumentar en la medida en que se aumente la concentración de surfactantes; esto debido a que se formara una mayor cantidad de micelas que se mantienen en contacto entre sí.

Se puede establecer que la influencia de la concentración de surfactante de un VES no presenta variaciones drásticas en la viscosidad para velocidades de corte

altas; caso contrario para bajas tasas de corte donde la variación de la viscosidad muestra un cambio más significativo.

Las líneas rojas representan el mismo fluido con diferentes concentraciones de surfactante, observando sus respectivas viscosidades a la misma tasa de corte de  $100 \text{ s}^{-1}$  se puede apreciar que cumplen con la característica de los fluidos VES de mantener la viscosidad en aproximadamente 100cp bajo estas condiciones; es de resaltar que la viscosidad del fluido es una función directa de la concentración de surfactante, esto se puede explicar por el aumento en el entrecruzamiento miscelar.

Observando esta grafica es posible apreciar que a partir de un valor alto de temperatura, la viscosidad del fluido tiende a estabilizarse; este fenómeno es de suma importancia para la industria ya que permite mantener un control sobre la viscosidad, evitando filtraciones y posible daño a la formación. Se debe resaltar que antes que la temperatura surta su efecto en la estabilización de la viscosidad, con un mayor valor de tasa de corte se genera una estabilidad prematura.

### **3.3.6.2. Viscosidad vs velocidad de corte**

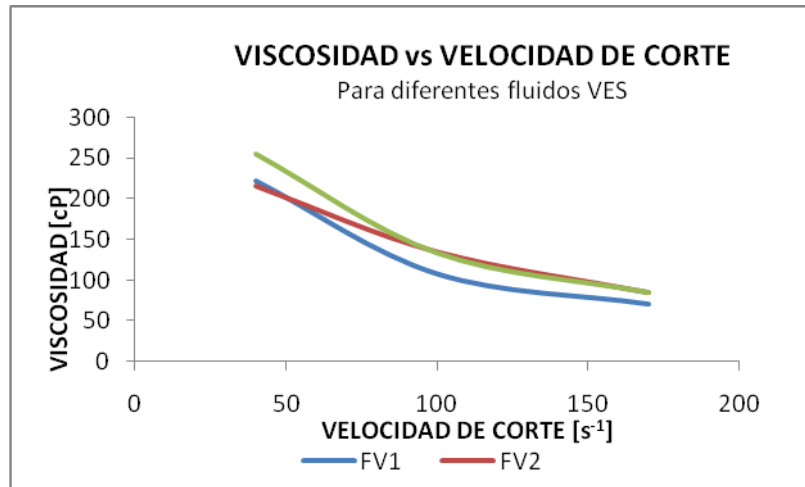
Independientemente de la composición del fluido el comportamiento de la viscosidad tiene la misma tendencia de disminuir conforme se aumenta la velocidad de corte.

Para fluidos newtonianos esta relación es directa mientras que para fluidos VES la relación es exponencial y se encuentra regida por la ley de la potencia.

Podemos apreciar que para bajas velocidades de corte la viscosidad es mayor que al presentarse bajas tasas de corte, donde la viscosidad disminuye. Esto se fundamenta en que las micelas de un fluido viscoelástico se unen formando

estructuras en forma de gusano o veriformes; una velocidad de corte baja mantiene dichas estructuras estables haciendo el fluido mas viscoso, al aumentar la velocidad de corte las estructuras tienden a debilitarse ocasionando una reducción en la viscosidad.

**Figura 13.** Variación de la viscosidad con respecto de la velocidad de corte



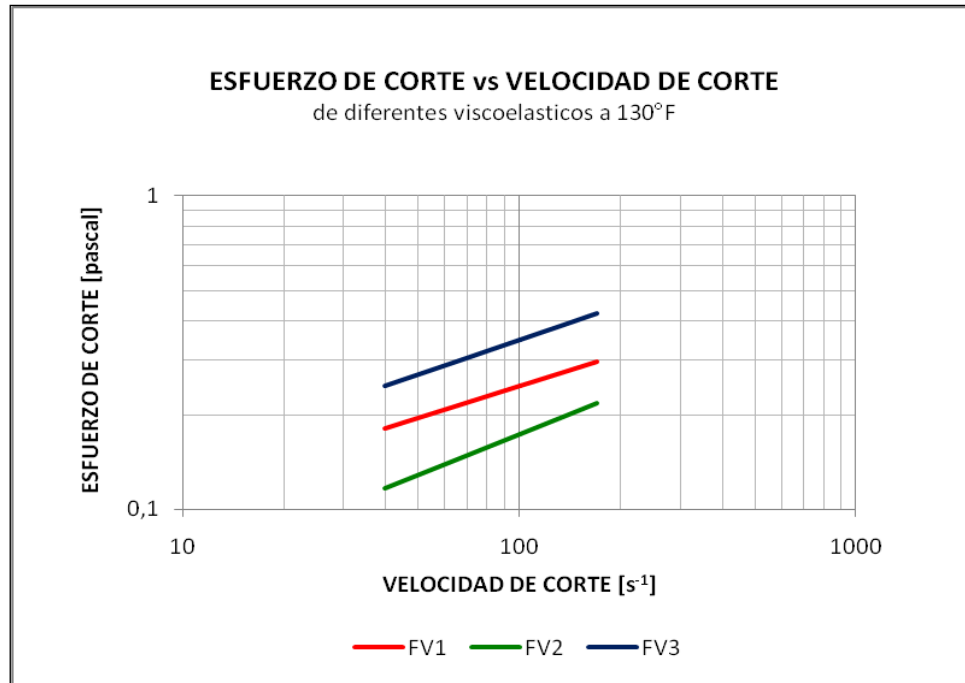
**Fuente:** Autor

A raíz de estos estudios y de la experiencia de campo, surgió un patrón clave sobre la viscosidad del fluido ya que se ha establecido que para un VES la viscosidad mínima del fluido para asegurar el transporte adecuado del apuntalante es de aproximadamente 100 Cp a una tasa de corte de  $100 s^{-1}$ .

### 3.3.6.3. Velocidad de Corte vs Esfuerzo de Corte

Para la mayoría de los fluidos la viscosidad varía con el esfuerzo de corte, en este caso estos fluidos son denominados dependientes del corte. Para evaluar esta dependencia, se mide la viscosidad ó el esfuerzo cortante a diferentes velocidades de corte en el mismo viscosímetro. De estos resultados se pueden obtener las constantes reológicas según la Ley de Potencia.

**Figura 14.** Reograma del fluidos viscoelásticos a la misma temperatura



**Fuente:** Autor

La grafica permite establecer la relación directa que existe entre estos parámetros para un VES cumpliendo con la linealización de la ley de la potencia la cual se encuentra luego de aplicar el logaritmo a cada lado de la ecuación 27 obteniendo así:

$$\log \tau = \log k + n \log \gamma \tag{34}$$

Se observa que esta última es una ecuación lineal que modela el comportamiento de la figura 16, donde n es la pendiente de dicha línea y k es el punto de corte con el eje de las abscisas. Por lo tanto, se puede establecer que estas líneas representan claramente el comportamiento de los fluidos viscoelásticos.

Este comportamiento se explica físicamente al suponer el movimiento del fluido por capas; donde la velocidad de corte es la velocidad de una capa con respecto

de otra y el esfuerzo de corte es la fuerza necesaria para hacer mover dichas capas; entonces se puede establecer que para aumentar la velocidad de corte es necesario aplicar un esfuerzo de corte mayor lo cual se aprecia gráficamente en la figura 16.

### **3.4. METODOLOGÍA PARA ELECCIÓN DE FLUIDO DE FRACTURA VISCOELÁSTICO**

Para obtener resultados positivos luego de realizar una operación de fracturamiento hidráulico, es de suma importancia la elección de un fluido de fractura adecuado que optimice la producción de los pozos candidatos, de lo contrario es posible obtener resultados malos y en algunos casos irremediables.

La metodología que a continuación se plantea fue realizada con base en un estudio de laboratorio que brinda un proceso a seguir sencillo y cuyos resultados son altamente útiles al momento de elegir un fluido de fractura apropiado.

Como primera medida se debe evaluar la formulación del fluido de tal manera que sus aditivos sean solubles y el fluido sea homogéneo.

Para asegurar una alta compatibilidad con el crudo de formación es importante que cumpla con las siguientes características:

- La separación de fases sea mayor al 80%
- Viscosidad mayor a 20 cp. en condiciones ambientales
- Tiempo de asentamiento mayor a dos horas

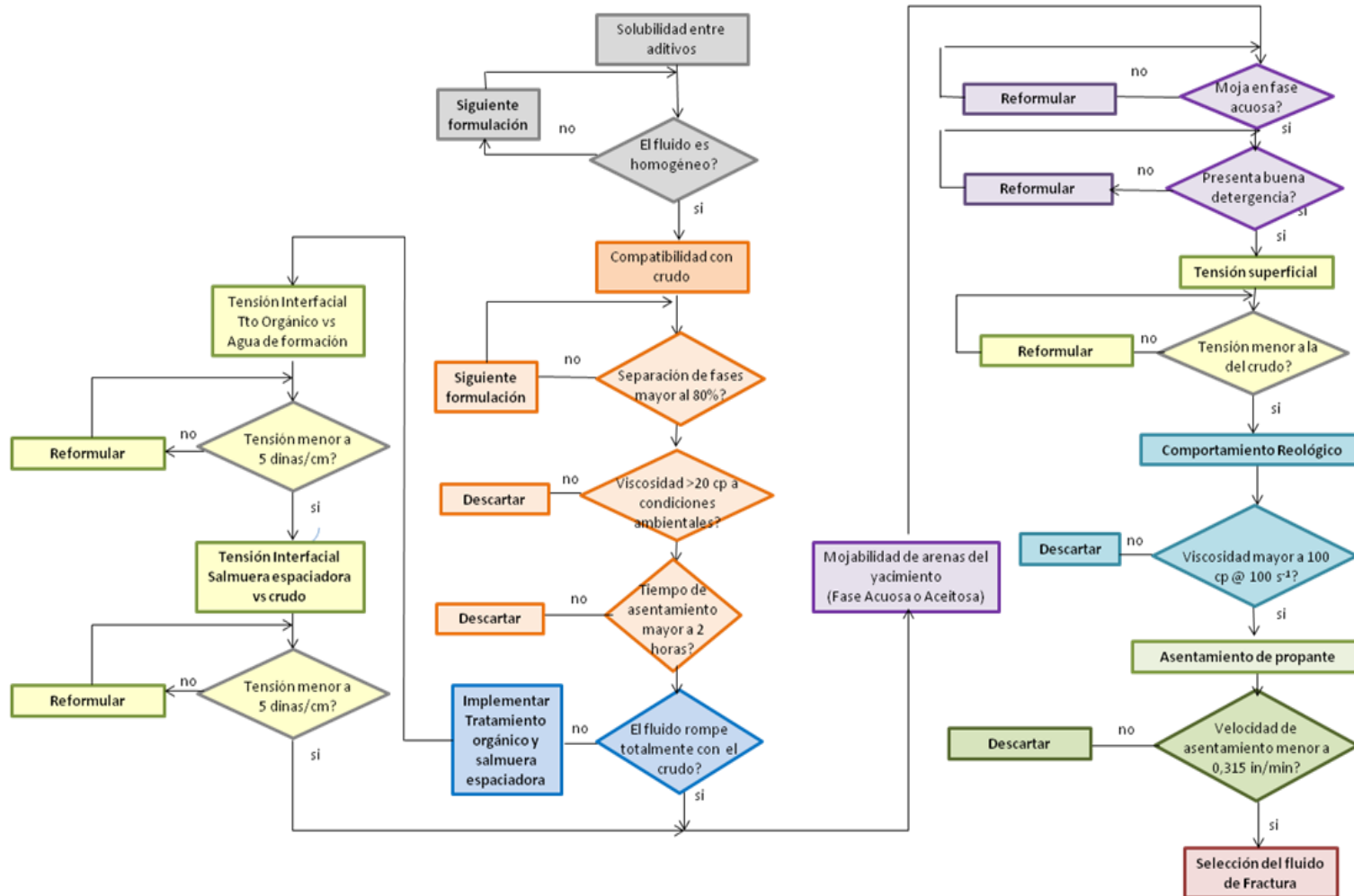
Una propiedad de los fluidos viscoelásticos que los hace atractivos para utilizarse en operaciones de fracturamiento hidráulico es que pierden su viscosidad o se rompen al contacto con fluidos de formación. Los fluidos de fractura pueden romper completamente o no; en el caso afirmativo se continúa con la evaluación

de la capacidad de mojar las arenas del yacimiento pero si su rompimiento no se produce de manera completa, se deben implementar tratamientos que permitan minimizar su tensión interfacial hasta 5 dinas/cm o menos.

La tensión superficial del fluido debe mantenerse siempre por debajo de la tensión superficial del crudo, con esto favorecemos la movilidad y facilitamos el proceso de retorno a superficie. En cuanto al comportamiento reológico, el fluido de fractura, debe mantener su viscosidad en 100cp a una velocidad de corte de  $100 \text{ s}^{-1}$ , de lo contrario el fluido pierde la categoría de fluido viscoelástico siendo descartado inmediatamente.

Finalmente el fluido viscoelástico debe transportar el material propante que se encarga de mantener abierta la fractura, por lo tanto su velocidad de asentamiento debe ser menor a 0,315 in/min para que cumpla con éxito esta tarea.

Figura 15. Algoritmo para elección de fluido de fractura viscoelástico



**Fuente:** Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el Campo Llanito. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química.

## 4. MODELO ANALÍTICO PROPUESTO

Como se estudió en capítulos anteriores existen modelos que pueden llegar a describir y predecir la geometría de fractura en una operación de fracturamiento hidráulico. Sin embargo es bien sabido que aunque son una herramienta útil y rápida, distan de la realidad ó de lo que ocurre realmente dentro de la fractura, sin mencionar la idealidad que manejan en cuanto a la forma de la fractura como tal. A continuación se propone un modelo para el cálculo de la geometría de fractura teniendo en cuenta las propiedades y comportamiento de los fluidos viscoelásticos dentro de la operación.

### 4.1. DEFINICIÓN DEL MODELO

#### 4.1.1. Planteamiento del problema

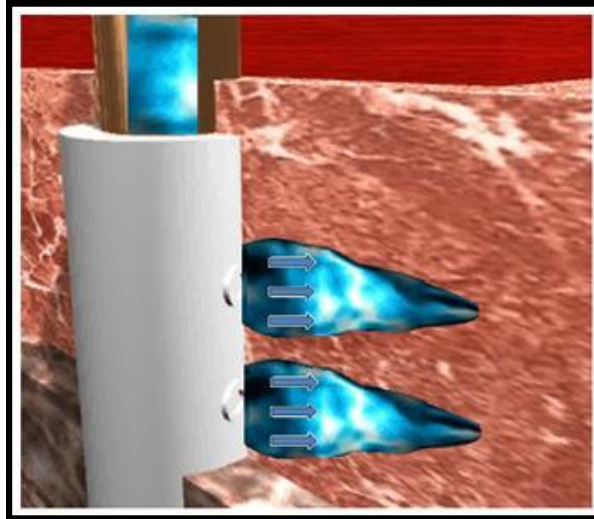
El proyecto aquí planteado es básicamente la solución a un problema circunstancial, se trata de responder a los adelantos y optimización de técnicas ya existentes, como lo es el fracturamiento hidráulico. El porqué del presente proyecto, es que no existe un modelo que pueda predecir el comportamiento de la fractura con estos tipos de fluidos “Viscoelásticos” y posteriormente realizar el diseño óptimo del tratamiento a utilizar.

El impacto en el corto y mediano plazo será la optimización en la utilización de estos fluidos es operaciones de campo y así mismo del fracturamiento hidráulico. El beneficio de este proyecto se verá reflejado en el éxito de las operaciones al tener bien definido el tipo de tratamiento a utilizar, de igual manera que los parámetros operativos necesarios para un buen desarrollo de la operación.

#### 4.1.2. Sistema a modelar

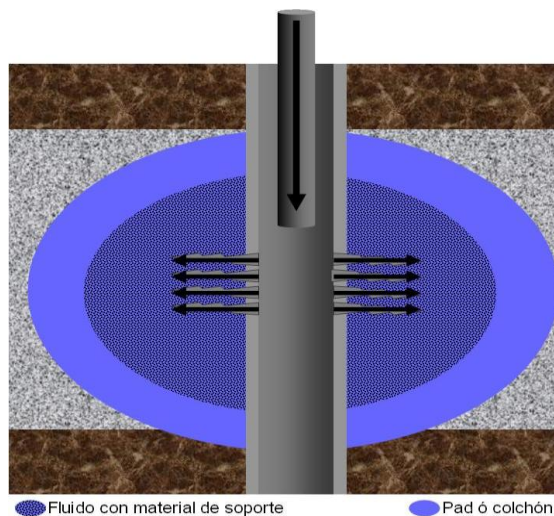
Se quiere modelar la geometría de fractura a medida que se da el ingreso de fluido de fractura viscoelástico al yacimiento y se propaga la fractura generada por las altas presiones.

**Figura 16.** Ingreso de fluido de fractura a la formación



Fuente: [http://thegasgun.com/?page\\_id=19](http://thegasgun.com/?page_id=19)

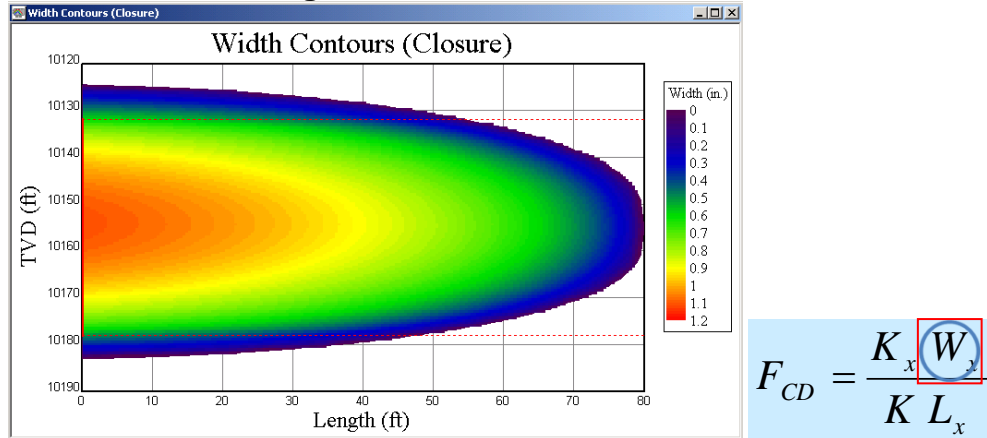
**Figura 17.** Ingreso del material propante



Fuente: [http://thegasgun.com/?page\\_id=19](http://thegasgun.com/?page_id=19)

### 4.1.3. Expansión de la fractura

Figura 18. Contorno de fractura



Fuente: *BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986*

Como se aprecia en la figura, cuando se trata de establecer un contorno de la fractura como tal, la conductividad adimensional. La conductividad de fractura adimensional no es más que un relación entre la conductividad de la fractura y la permeabilidad y la longitud de la fractura.

Donde:

$F_{CD}$  = Conductividad de fractura adimensional

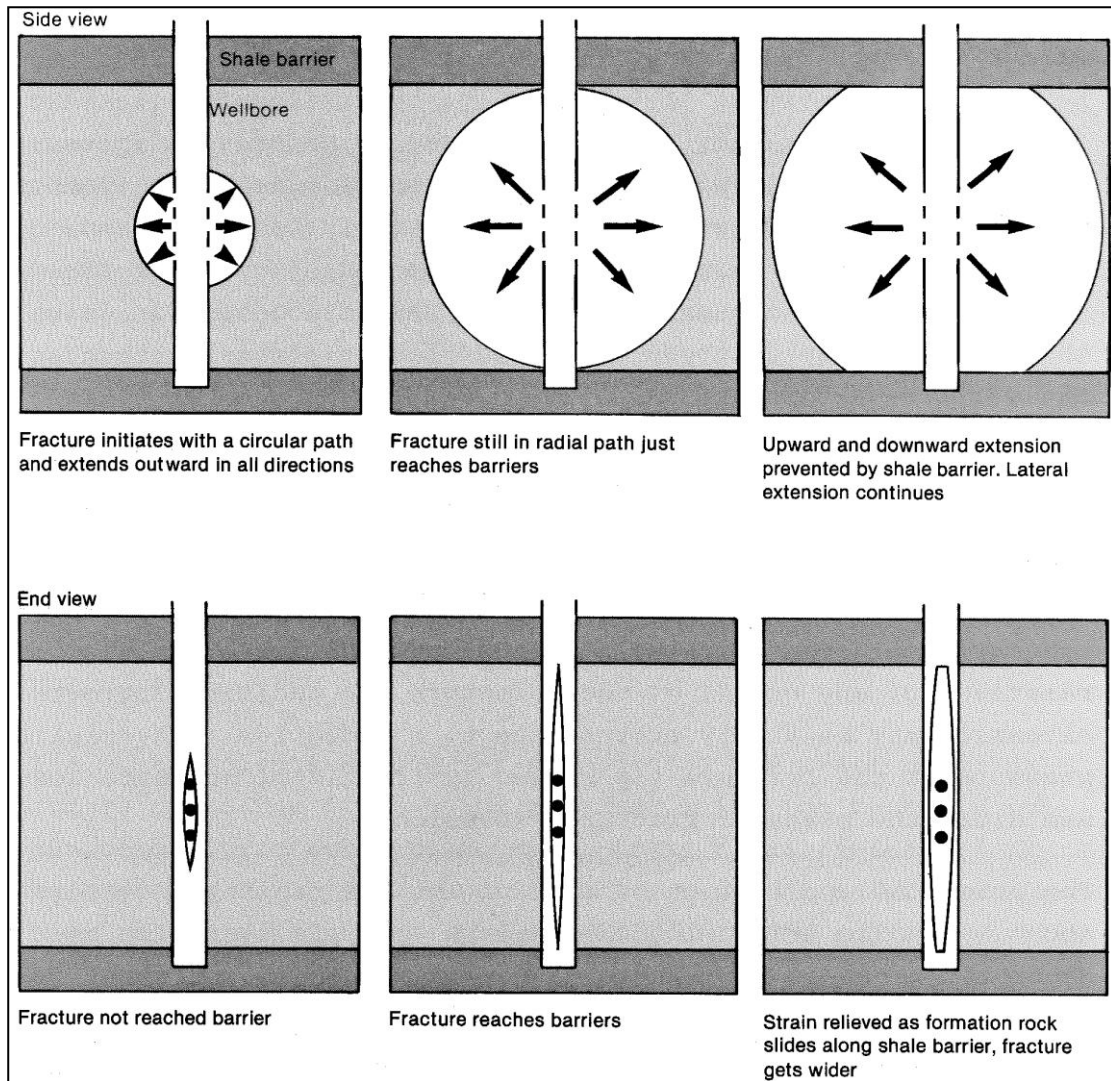
$K_f w$  = Conductividad de la fractura

$K$  = Permeabilidad

$X_f$  = longitud de fractura

Este parámetro es de gran importancia a la hora de realizar la evaluación de que tanto se puede incrementar la producción de un pozo, pues muestra que tanto desaparece el daño y que tanto se incrementa el área de drenaje.

**Figura 19. Crecimiento de la fractura**

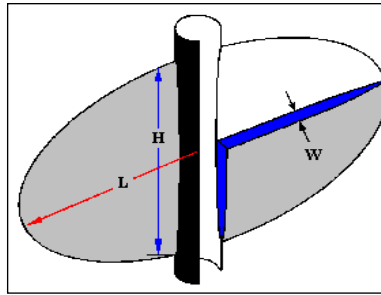


**Fuente:** BJ Services- IHRDC PE305 Fracturing Text

## 4.2. PLANTEAMIENTO MATEMÁTICO

### 4.2.1. Distribución de esfuerzos

**Figura 20.** Geometría de Fractura



**Fuente:** *BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986*

Los factores que afectan la geometría de la fractura son:

- Las características del yacimiento
- Los parámetros del tratamiento

Diseño de pozo (particularmente las perforaciones)

Características de fluido de fractura

Tipo de propante

Caudales de bombas

Volúmenes de fluido inyectado.

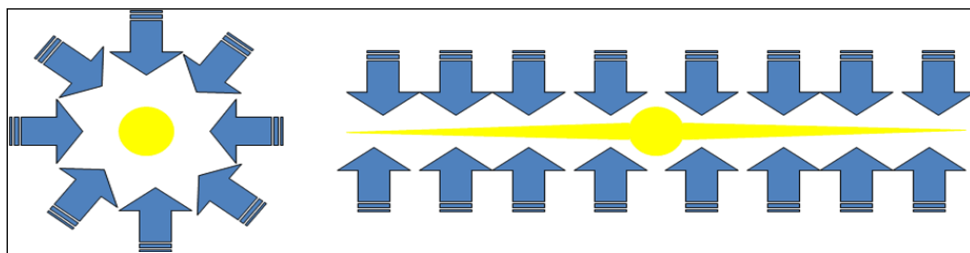
Siendo más específicos hay factores determinantes para cada parte de la geometría como sigue a continuación:

- Longitud ó radio de fractura.
  - Volumen de fluido bombeado.
  - Volumen de fluido en la fractura.
  - Geometría de Fractura.
- Altura y ancho de fractura.

- Viscosidad del fluido
- Tasa de inyección del fluido.
- Distribución de esfuerzos en el sitio.

Para determinar el flujo de fluidos del yacimiento al pozo, se debe tener bien claro que existen como se muestra en la figura dos clases de flujo, un flujo radial hacia el pozo y un flujo lineal hacia las fracturas creadas.

**Figura 21.** Flujo Radial y flujo lineal



**Fuente:** *BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986*

**Figura 22.** Influencias de las propiedades mecánicas en la geometría de fractura

Relative Influence of Poro-mechanical Properties			
Rock Properties	Length	Width	Height
Young's Modulus	2	2	2
Poisson's Ratio	3	3	2
Min. Horizontal Stress	1	1	1
Fracture Toughness	2	2	3
Reservoir Pressure	3	3	3

High = 1 Moderate = 2 Low = 3

**Fuente:** *BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986*

A partir el diseño factorial en el capítulo 3, donde se determinan las variables de mayor influencia en la geometría de fractura y el desarrollo del estudio reológico

de los fluidos viscoelásticos surfactantes se enuncia el siguiente modelo de geometría de fractura para el cálculo de longitud de fractura y ancho de fractura, como se indicó inicialmente en 2 dimensiones.

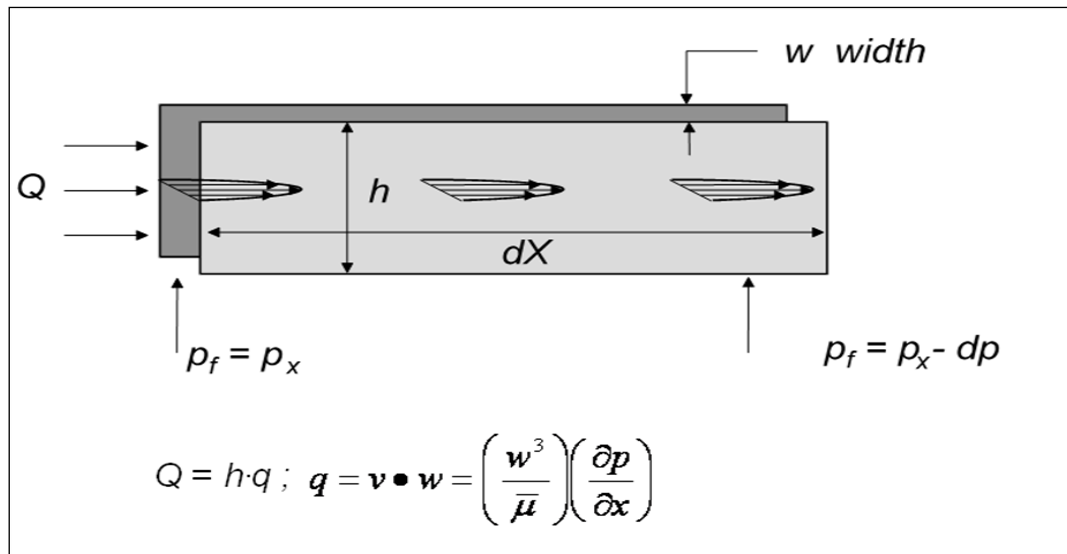
Inicialmente la ecuación de conservación de masa

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho v_x w) + \frac{\partial}{\partial t}(\rho w) + \rho v_l = 0 \quad (35)$$

Escribiendo esta misma ecuación para fracturamiento hidráulico, quedaría planteada de la siguiente forma:

$$\int_0^{t_i} Q dt = V_{frac} + V_{leakoff} = \gamma_1 w_i L_i H_i + \int_0^{t_i} \frac{K_l}{\sqrt{t-t_i(x)}} 2A_i dt \quad (36)$$

**Figura 23.** Flujo laminar a través de la fractura



**Fuente:** BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing, 1986

Como se escribió en la ecuación general para fracturamiento hidráulico la geometría de fractura se dará a partir del volumen. Por consiguiente se tiene que:

Balance de masa 
$$\varepsilon V \approx \frac{1}{2} 2h2Lw \quad (37)$$

Ancho de fractura  $w \approx \frac{hP_{neto}}{\bar{E}}$  (38)

De la ecuación 37 y 38 se obtiene:

Longitud de fractura  $L = \varepsilon V \left( \frac{\bar{E}}{2h^2 P_{neto}} \right)$  (39)

Modelo de Flujo de fluidos

$$\nabla \left( \rho_f \left( \frac{\vec{k}}{\mu_f} \nabla \vec{P} \right) \right) = \frac{\rho_f \phi S_f}{(1-\phi)\rho_s} \tilde{q}_s + S_f \rho_f \left( (C_f \phi + C_{bc} - (1+\phi)C_r) \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{(C_{bc} - C_r)}{C_{bc}} \left( \frac{\partial \varepsilon_V}{\partial t} \right) + \frac{\phi}{S_f} \frac{\partial (S_f)}{\partial t} \right) + \tilde{q}_f$$
 (40)

Modelo de deformación geomecánica

$$\left\{ \begin{aligned} & \left( \frac{\partial \sigma_r^0}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}^0}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{rz}^0}{\partial z} + \frac{\sigma_r^0 - \sigma_\theta^0}{r} \right) + \frac{\partial(\alpha \Delta P)}{\partial r} + \vec{\nabla} \left( G \frac{\partial \Delta \vec{u}}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial r} (\lambda \vec{\nabla} \Delta \vec{u}) \\ & + \vec{\nabla} [G \cdot \nabla (\Delta u_r)] - \frac{1}{r^2} \frac{\partial (G \Delta u_\theta)}{\partial \theta} - \frac{2G}{r^2} \Delta u_r - \frac{2G}{r^2} \frac{\partial \Delta u_\theta}{\partial \theta} \end{aligned} \right\} = 0$$
 (41)

#### 4.2.2. Modelo Propuesto

##### Modelo PKN

Ancho de fractura

$$w(t) = \frac{1-\nu_B}{G} h \{ P_f - (\sigma_h + \Delta \sigma_h(\tau)) \}$$
 (42)

Flujo en la fractura

$$-\frac{\delta P_f(x,t)}{\delta x} = f \frac{\rho_o V^2(x,t)}{2D_h}$$
 (43)

Ecuación de Balance

$$\frac{\delta}{\delta x} q(x,t) + \frac{\pi}{4} h \frac{\delta}{\delta t} W(x,t) + 2hV_L(x,t) = 0$$

(44)

Flujo en el medio Poroso

$$\frac{\delta^2 P}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 P}{\delta y} = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\delta P}{\delta t} \quad (45)$$

**Modelo GDK**

Ancho de fractura

$$W(x,t) = \frac{4(1-\nu_B)}{\pi G} \left\{ \left( \int_x^{L(t)} \frac{r}{\sqrt{r^2 - x^2}} \delta r \int_0^r \frac{P_f(s,t) - \sigma_h}{\sqrt{r^2 - s^2}} \delta s \right) \right\} \quad (46)$$

Flujo en la fractura

$$-\frac{\delta P_f(x,t)}{\delta x} = \frac{12q(x,t)\mu}{hW^3(x,t)} \quad (47)$$

Ecuación de Balance

$$\frac{\delta}{\delta x} q(x,t) + \frac{\pi}{4} h \frac{\delta}{\delta t} W(x,t) + \frac{2hCw}{\sqrt{t-T(x)}} = 0 \quad (48)$$

**Modelo Propuesto**

Ancho de fractura

$$W(x,t) = \frac{4(1-\nu_B)}{\pi G} \left\{ \left( \int_\rho^R \frac{r}{\sqrt{r^2 - \rho^2}} \delta r \int_{R_w}^r \frac{P_f(s,t) - \sigma_h}{R\sqrt{r^2 - s^2}} \delta s \right) \right\} \quad (49)$$

Flujo en la fractura

$$-\frac{\delta P_f(\rho,t)}{\delta x} = \frac{6\mu q(\rho,t)}{\pi \rho W^3(\rho,t)} \quad (50)$$

Ecuación de Balance

$$Q = \frac{\delta V}{\delta t} + \pi \int_{R_w}^{R(t)} \frac{Cw}{\sqrt{t-T(\rho)}} \delta(\rho^2)$$

(51)

Modificaciones a la deformación mecánica

- Dirección tangencial

$$\left( \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta}^0}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}^0}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}^0}{\partial z} \frac{2\tau_{r\theta}^0}{r} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} (\lambda \bar{\nabla} \cdot \Delta \bar{u}) + \frac{1}{r} \bar{\nabla} \cdot \left( G \frac{\partial \bar{u}}{\partial \theta} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} (\alpha \Delta P) - \frac{G}{r^2} \Delta u_{\theta} + \frac{2}{r^2} \frac{\partial}{\partial \theta} (G \Delta u_r) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (G \Delta u_{\theta}) + \frac{G}{r} \frac{\partial \Delta u_{\theta}}{\partial r} + \bar{\nabla} \cdot (G \nabla \cdot (\Delta u_{\theta})) = 0$$

**(52)**

- Dirección vertical

$$\left( \frac{\partial \sigma_z^0}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}^0}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{z\theta}^0}{\partial \theta} \frac{\tau_{rz}^0}{r} \right) + \bar{\nabla} \cdot (G \nabla \cdot (\Delta u_z)) + \bar{\nabla} \cdot \left( G \frac{\partial \Delta \bar{u}}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} (\lambda \bar{\nabla} \cdot \Delta \bar{u}) + \frac{\partial}{\partial z} (\alpha \Delta P) = 0$$

**(53)**

El modelo planteado es de tipo radial, y considera proporción entre el ancho de fractura y el alto de fractura de aproximadamente de 2 a 1. Se recomienda la estructuración de un nuevo modelo que permita o establezca la desproporción entre estas variables geométricas, y además de esto darle mayor aproximación a la geometría real mediante una tercera dimensión, o estructurar un modelo en 3D.

De la misma forma el ancho de fractura estará sujeto a la variación en el tiempo de bombeo y la longitud de la fractura alcanzada, siendo la longitud y el ancho las dos dimensiones determinantes del modelo.

### 4.2.3. Corrida de los modelos con datos de campo

**Tabla 17.** Datos de entrada al modelo

Datos de entrada	
Masa de propante (Dos alas de fractura), lbm	150.000
Sp Gravedad material Propante (water=1)	2.65
Porosidad del material	0.38
Permeabilidad del propante, md	60000
Máximo diámetro del propante, Dpmax, inch	0.031
Permeabilidad de la formación, md	0.5
Espesor permeable (leakoff), ft	45
Radio de pozo, ft	0.30
Radio de drenaje, ft	2100
Factor Skin Pretratamiento	0.0
Altura de Fractura, ft	120
Modulo de esfuerzo, E' (psi)	2.00E+6
Tasa de inyección Slurry (Dos alas, liq+ prop), bpm	20
Reología, K' (lbf/ft <sup>2</sup> )*s <sup>n'</sup>	0.0180
Reología, n'	0.65
Leakoff coeficiente en la zona permeable, ft/min <sup>0.5</sup>	0.00400
Spurt loss coefficient, Sp, gal/ft <sup>2</sup>	0.01000
Máxima concentración de propante, lbm/gal neat fluid	12
Multiply opt length by factor	1
Multiply Nolte pad by factor	1

**Fuente:** Datos de campo Ecuador

**Tabla 18.** Detalles del tratamiento

Detalles de tratamiento	
Eficiencia, eta, %	33.1
Tiempo de bombeo, te, min	84.5
Tiempo de bombeo de pad, te, min	42.5
Exponente de la concentración de propante	0.5029
Concentración uniforme de la fractura de principio a fin, lbm/ft <sup>3</sup>	47.8
Concentración areal del propante después del cierre, lbm/ft <sup>2</sup>	0.9
Máxima concentración de propante, lb por galón	9.0
Presión neta al final del bombeo, psi	262.5

**Fuente:** Datos de Campo

Se realizaron corridas en Excel, con los modelos analíticos de PKN y GDK y con el modelo generado

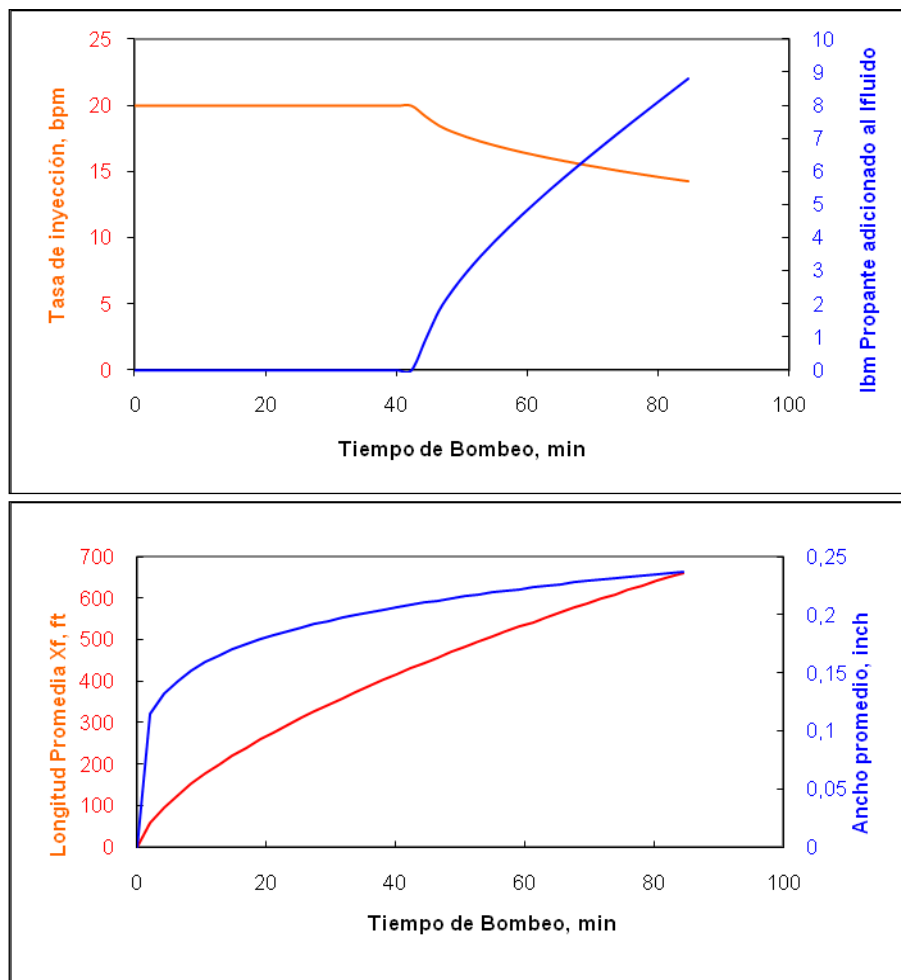
**Tabla 19.** Cotejo modelos PKN y GDK Vs modelo generado

Datos de Salida	GDK	PKN	Modelo generado
Número de propante, Nprop	0.211	0.211	0.211
Adimensional IP, JDopt	0.56	0.56	0.56
Conductividad de fractura adimensional optima, CfDopt	1.7	1.7	1.3
Longitud Promedio optima, xfopt, ft	661.1	661.1	691.1
Ancho sostenido optimo, wopt, in	0.1	0.1	0.08
Factor Pseudo Skin Post tratamiento, sf	-6.33	-6.33	-5.23
FOI	4.57	4.57	4.57

**Fuente:** Corridas Modelos de geometría de fractura

Se elaboró una corrida clásica para determinar el rango de aplicación del modelo y limitarlo a las condiciones básicas de campo según el diseño factorial del capítulo 3, obteniendo resultados dentro del margen esperado. Reflejado esto en las curvas comunes de tratamiento de estimulación mediante fracturamiento hidráulico como se muestra en la figura 24.

**Figura 24.** Datos de inyección y geometría



**Fuente:** Autor

#### 4.2.4. Corrida con caso real.

A continuación se presenta un caso real de campo con el que se pretende cotejar resultados ya que precisamente el caso presentado corresponde a una operación de fracturamiento con fluidos viscoelásticos.

#### **CASO HISTÓRICO FRACTURAMIENTO CON VISCOELASTICOS EN ECUADOR.**

Se han realizado hasta el momento tres fracturas hidráulicas con dos diferentes diseños del SA (Surfactante aniónico) para obtener la reología apropiada dependiendo de las condiciones de pH y temperatura en la formación. En el primer diseño se utilizó 3% del surfactante viscoelástico, 3% del sal de amonio como ión de carga contraria (cloruro de amonio) y 1.5% de solución buffer para obtener el pH de 7, el cual corresponde al pH natural de la formación. Las sales de amonio son usadas para rangos de pH que van de 7 a 10. La temperatura de diseño de este fluido fue de 125°F.

Para los dos siguientes trabajos se realizó el diseño con una concentración de SA de 4% y como contra catión, sal de potasio. En este caso el fosfato dibásico de potasio ( $\text{KH}_2\text{PO}_4$ ) fue en el que las mejores propiedades de viscosidad y estabilidad a la temperatura fueron observadas. Estos dos trabajos trabajaron en las condiciones de 220°F y 7.2 de pH. La concentración del SA usada fue del 3.5%, la sal de potasio 14% p/v, la base para controlar el pH fue del 7% del KOH, adicionalmente, se agregó ácido fosfónico y una solución buffer en pequeñas cantidades a fin de proporcionar mayor estabilidad al fluido por efecto de la temperatura.

## Fractura 1.

En Diciembre del 2001 se realizó la operación de fracturamiento hidráulico del intervalo cañoneado 3,656´-3,676´ en este pozo. El intervalo de tratamiento se encontraba aislado en la parte inferior con un tapón tipo CIBP @ 4500´. En la parte superior o tope superior, el intervalo de tratamiento fue aislado con un empaque tipo Fullbore sentado @ 3544´. Se realizaron los siguientes tratamientos: Bombeo y Remojo de Solvente, Minifrac, Fracturamiento hidráulico. Se logró un empaquetamiento, colocando en la formación 20,000 lbs de CarboLite 20/40. Se obtuvo el arenamiento durante la etapa de desplazamiento llegando a una presión máxima de 6100 psi y 18 bbls de desplazamiento de un total de 23 bbls programados como volumen de desplazamiento. Los parámetros obtenidos de la fractura de muestran en la Tabla 20. El fluido de fractura utilizado para el fracturamiento del intervalo en referencia fue:

**3% NH<sub>4</sub>Cl + 3% SA + 1.5% K<sub>2</sub>CO**

- **Parámetro Fracturamiento.**

**Tabla 20. Resultados Fractura # 1**

Presión máxima en superficie sin agente de soporte (psi)	4180
Presión máxima en superficie con agente de soporte (psi)	4180
Presión máxima en superficie al arenamiento.	6100
Tasa de bombeo máxima (bpm).	18.3
Tasa de bombeo promedio (bpm).	18.0
Volumen de desplazamiento (bls)	23.0
Volumen Desplazado (bls)	18.0
Longitud de fractura creada (ft.)	63.2
Longitud de fractura empaquetada (ft).	63.2
Altura de fractura empaquetada (ft).	24
Ancho de fractura (in)	0.26
Conductividad promedio (md-ft)	7200

**Fuente:** Datos de fracturamiento hidráulico Ecuador

En referencia al fluido de fractura. La baja temperatura de fondo de 125°F significó que la selección de la sal no tuvo limitación alguna. Sin embargo la sal de cloruro de amonio como ión de carga contraria se seleccionó con el fin de utilizar la propiedad de evaporación del amonio como mecanismo interno de ruptura del gel. El pH fue ajustado alrededor de 8 a fin de evitar la desestabilización del fluido al contactar la formación, cuyo pH era de 6.8.

Luego de la fractura se instaló una bomba para iniciar su producción, los resultados no fueron satisfactorios, por ello se realizó una prueba de presiones, la cual indicó una presión de yacimiento de 230 psi en lugar de las 770 psi esperadas. A pesar que el trabajo fue exitoso desde el punto de vista de ingeniería, los resultados de producción indicaron que el yacimiento no es económicamente rentable al no existir conexión con la parte norte (más productiva) de la formación.

## **Fractura 2.**

En Mayo de 2002 se realizó la estimulación por fracturamiento hidráulico en el intervalo cañoneado 9,612'-9,642', 9,655'-9,658' de la formación arena "U" de este pozo.

El pozo fue perforado teniendo como objetivo principal la formación inferior (9,964'-9,978, 9,989'-10,001'), la cual fue invadida por el agua en Marzo de 1996. Una arena superior fue inicialmente probada en Marzo de 1996 y previo a la operación de fracturamiento hidráulico el pozo se encontraba cerrado. Con los valores de ISIP, Presión de cierre en superficie obtenida de la prueba de Minifrac, se determinó el gradiente de fractura en el intervalo de tratamiento y con éste se "ajustaron" los esfuerzos o "stress" de la columna estratigráfica considerada en el diseño preliminar de fracturamiento. Finalizado el minifrac, se diseñó un nuevo

programa de bombeo en el que contemplaba una concentración de agente de soporte, CarboLite 20/40, creciente desde 0.5 ppg hasta 8.0 ppg, la etapa de 0.5 ppg se consideró para reducir o minimizar el efecto de tortuosidad. Los principales parámetros de tratamiento obtenidos durante la operación de fracturamiento hidráulico se resumen en la Tabla 21.

**Tabla 21. Resultados Fractura # 2**

Presión máxima en superficie sin agente de soporte (psi)	6824
Presión máxima en superficie con agente de soporte (psi)	7823
Presión máxima en superficie al avenamiento.	3662
Tasa de bombeo máxima (bpm).	22
Tasa de bombeo promedio (bpm).	20
Pre-ISIP (Psi)	7823
ISIP (Psi)	2400
Gradiente de Fractura (Psi/ft)	0,61
Pérdidas de presión por fricción torales (ft)	5423
Longitud de fractura creada (ft.)	97,9
Longitud de fractura empaquetada (ft).	93,9
Altura de fractura empaquetada (ft).	39
Ancho promedio de fractura (in)	0.23
Conductividad promedio (md-ft)	5200

**Fuente:** Datos de fracturamiento hidráulico Ecuador

### Fractura 3.

El fracturamiento hidráulico en este pozo fue llevado a cabo en Septiembre del 2002, intervalo 9660'-9740'. Se utilizó SAAA al 3.5% como fluido de fractura (base agua) y como agente de sostén CarboLite 20/40. Una vez obtenido el match de presión del minifrac, se hizo el diseño final, en el cual el volumen del colchón fue de 345 Bbls. Durante todo el tratamiento el fluido estuvo en óptimas condiciones. Los parámetros obtenidos se resumen en la Tabla 22.

**Tabla 22. Resultados Fractura # 3**

Presión máxima en superficie (psi)	8500
Presión mínima (psi)	4800
Tasa de bombeo máxima (bpm).	21
Tasa de bombeo promedio (bpm).	20
ISIP (Psi)	5000
Gradiente de Fractura (Psi/ft)	0,58
ISIP (Psi)	2400
Gradiente de Fractura (Psi/ft)	0,61
Longitud de fractura empaquetada (ft).	26
Altura de fractura empaquetada (ft).	39
Ancho promedio de fractura (in)	0,062
Conductividad promedio (md-ft)	6200

**Fuente:** Datos de fracturamiento hidráulico Ecuador

- **CONTROL DEL AGUA**

El sistema de surfactante viscoelástico aniónico ha sido mezclado y usado en conjunto con los polímeros anfotéricos (PA) recientemente. Históricamente, el uso de los PA no ha resultado siempre satisfactorio. Con el fin de fortalecer las características de control de agua de estos PA, el SA fue adicionado al sistema. Con esta combinación, se crea un fluido único con características reductoras y bloqueadoras del agua, sin afectar la producción de hidrocarburo significativamente. En los campos de Ecuador los tratamientos de control de agua han sido utilizados hace cerca de 12 años. Diversos tipos de tratamientos han sido probados con una baja tasa de éxito. En 1993 los PA se utilizaron con éxito y un año después fueron suspendidos los tratamientos debido a la baja tasa de éxitos en ese año. En Agosto del 2001 el nuevo sistema de combinación de PA y SA fue implementado.

## Caso Histórico de Control de Agua

Se realizó el tratamiento en un pozo vertical en una formación arenisca, la cual estaba siendo inundada por agua. Los parámetros del yacimiento son:

**Tabla 23.** Parámetros de yacimiento

Temperatura (°F):	190
Presión de yacimiento (psi):	3,8
Permeabilidad absoluta (md):	50
Porosidad (%):	15
Viscosidad del Petróleo (cp):	1672
API:	28
Intervalo Perforado (ft):	57
Salinidad (ppm CL-):	9,982
pH del agua a TFS:	6.5
CBL, VDL:	OK
OD Revestimiento y tubería de Producción (in.):	7, 3½
Profundidad (ft):	10,215

**Fuente:** Datos de campo Ecuador

### Tratamiento

*Preflujo:* Agua filtrada + 2.5% KCl + 0.4% surfactante no iónico + 3% solvente mutual + 0.3% SA

*Tratamiento principal:* Agua filtrada + 6% KCl + 4% SA + 5% PA + 2% KH<sub>2</sub>PO<sub>3</sub>

*Desplazamiento* Crudo limpio.

El tratamiento se mezcló en bache logrando un pH final de 7.00

**Tabla 24.** Progreso de corte de agua

Antes del Tratamiento	2 Días Después	21 Días Después	3 Meses Después
43678	Agosto 22	41153	44136
448 BFPD	842 BFPD	504 BFPD	486 BFPD
206 BPPD	482 BPPD	287 BPPD	272 BPPD
54% Corte del agua	42.8% Corte del agua	43% Corte del agua	44% Corte del agua

**Fuente:** Resultados de Campo

Las pruebas de producción mostraron una disminución en el corte de agua sin ser lo suficientemente significativo, pero es el primer pozo en Ecuador en donde se intentó el tratamiento. Mejoras en el diseño han sido realizadas en base al agua de formación a su mecanismo de producción, próximamente, se intentará realizar nuevamente tratamientos de control de agua con los ajustes necesarios para mejorar los resultados.

El sistema combinado PA y SA ha sido utilizado exitosamente en otras áreas de Latinoamérica, pero cada campo tiene su condición propia de tratamiento, por ello, el éxito del sistema se desarrollará en la medida que se realicen nuevos trabajos.

### 4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.3.1. Resultados Modelo analítico propuesto

Como se ha venido mencionando, se realizará la corrida del modelo propuesto en dos dimensiones (2D), teniendo en cuenta que solo se calcularán datos de longitud de fractura y ancho de fractura como se describe en el modelo propuesto, y como base los datos de entrada que posee un pozo específico de Ecuador donde se aplicaron operaciones de fracturamiento hidráulico con viscoelásticos.

A continuación se presentan las tablas de resultado de parámetros de fractura obtenidos a partir del modelo.

**Tabla 25. Resultados Fractura # 1 (Modelo)**

Presión máxima en superficie sin agente de soporte (psi)	4180
Presión máxima en superficie con agente de soporte (psi)	4180
Presión máxima en superficie al avenamiento.	6100
Tasa de bombeo máxima (bpm).	18.3
Tasa de bombeo promedio (bpm).	18.0
Volumen de desplazamiento (bls)	23.0
Volumen Desplazado (bls)	18.0
Longitud de fractura creada (ft.)	70.2
Longitud de fractura empaquetada (ft).	70.2
Altura de fractura empaquetada (ft).	24
Ancho de fractura (in)	0.17
Conductividad promedio (md-ft)	6125

**Fuente:** Modelo analítico propuesto

**Tabla 26. Resultados Fractura # 2 (Modelo)**

Presión máxima en superficie sin agente de soporte (psi)	6824
Presión máxima en superficie con agente de soporte (psi)	7823
Presión máxima en superficie al avenamiento.	3662
Tasa de bombeo máxima (bpm).	22
Tasa de bombeo promedio (bpm).	20
Pre-ISIP (Psi)	7823
ISIP (Psi)	2400
Gradiente de Fractura (Psi/ft)	0,61
Pérdidas de presión por fricción torales (ft)	5423
Longitud de fractura creada (ft.)	115
Longitud de fractura empaquetada (ft).	108
Altura de fractura empaquetada (ft).	39
Ancho promedio de fractura (in)	0.15
Conductividad promedio (md-ft)	4500

**Fuente:** Modelo analítico propuesto

**Tabla 27. Resultados Fractura # 3 (Modelo)**

Presión máxima en superficie (psi)	8500
Presión mínima (psi)	4800
Tasa de bombeo máxima (bpm).	21
Tasa de bombeo promedia (bpm).	20
ISIP (Psi)	5000
Gradiente de Fractura (Psi/ft)	0,58
ISIP (Psi)	2400
Gradiente de Fractura (Psi/ft)	0,61
Longitud de fractura empaquetada (ft).	60
Altura de fractura empaquetada (ft).	39
Ancho promedio de fractura (in)	0,012
Conductividad promedia (md-ft)	5800

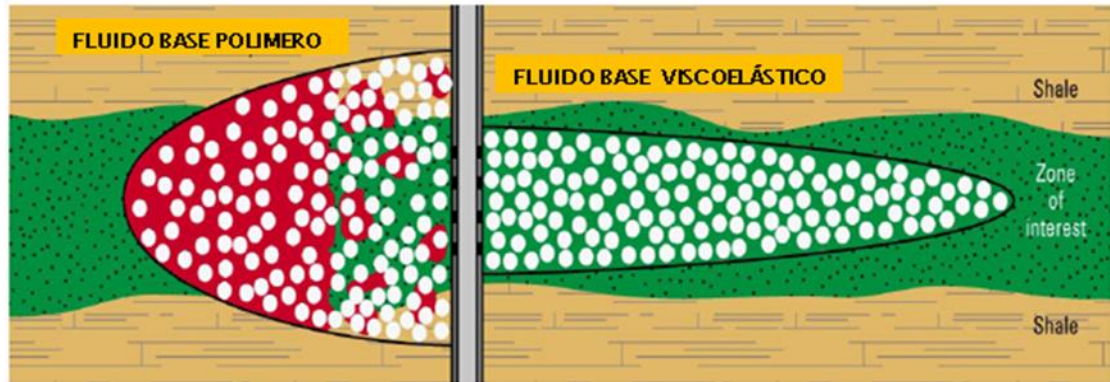
**Fuente:** Modelo analítico propuesto

#### 4.3.2. Evaluación de los resultados obtenidos a partir del nuevo modelo.

Como se puede apreciar en los resultados, se presenta una breve fluctuación entre los resultados reales del campo y los resultados obtenidos a partir del modelamiento. Sin embargo para la fractura 1 y 2 el porcentaje de error es similar en comparación con los resultados obtenidos para la fractura 3.

Se debe resaltar que el modelamiento del fracturamiento con fluidos viscoelásticos es bastante conservador en lo que refiere a ancho de fractura y por consiguiente a conductividad de fractura, diferente a lo que ocurre con la longitud de fractura que es bastante optimista en comparación con la real, partiendo del hecho que por las propiedades de adelgazamiento y las velocidades de corte que puede soportar un viscoelásticos las longitudes de fractura tienden a ser más altas que con los fluidos poliméricos. Para concluir se presenta un comparativo entre los fluidos viscoelásticos surfactantes y los fluidos convencionales poliméricos.

**Figura 25.** Fluidos VES vs Fluidos convencionales



**Fuente:** Mathew Samuel, -Schlumberger; Dan Polson, -BP Amoco. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE 60322.

Teóricamente los fluidos de fractura viscoelásticos poseen mayores propiedades de adelgazamiento y por lo tanto la longitud de fractura en un fracturamiento hidráulico será mucho mayor que con fluidos convencionales o poliméricos. De acuerdo a los resultados obtenidos se tiene una discrepancia entre los datos de los modelos de PKN y GDK, mas sin embargo bastante aproximados con los datos reales del campo.

**Tabla 28.** Comparación de los resultados de las corridas

<b>Fractura 1</b>	<b>PKN</b>	<b>GDK</b>	<b>Real</b>	<b>Modelo generado</b>
Longitud de fractura creada (ft.)	51,1	51,1	<b>63,2</b>	<b>70,2</b>
Longitud de fractura empaquetada (ft.)	511	511	<b>63,2</b>	<b>70,2</b>
Ancho de fractura (in)	0,31	0,31	<b>0,26</b>	<b>0,17</b>
Conductividad promedio (md-ft)	8000	8000	<b>7200</b>	<b>6125</b>
<b>Fractura 2</b>	<b>PKN</b>	<b>GDK</b>	<b>Real</b>	<b>Modelo generado</b>
Longitud de fractura creada (ft.)	86,9	86,9	<b>97,9</b>	<b>115</b>
Longitud de fractura empaquetada (ft.)	86,9	86,9	<b>93,9</b>	<b>108</b>
Ancho promedio de fractura (in)	0,29	0,29	<b>0,23</b>	<b>0,15</b>
Conductividad promedio (md-ft)	5900	5900	<b>5200</b>	<b>4500</b>
<b>Fractura 3</b>	<b>PKN</b>	<b>GDK</b>	<b>Real</b>	<b>Modelo generado</b>
Longitud de fractura empaquetada (ft.)	19	19	<b>26</b>	<b>60</b>
Ancho promedio de fractura (in)	0,08	0,08	<b>0,062</b>	<b>0,012</b>
Conductividad promedio (md-ft)	5900	5900	<b>6200</b>	<b>5800</b>

**Fuente:** Autor

Para conocer con detalle un conjunto de datos, no basta con conocer las medidas de tendencia central, sino que se necesita conocer también la desviación que representan los datos en su distribución respecto de la media aritmética de dicha distribución, con objeto de tener una visión de los mismos más acorde con la realidad al momento de describirlos e interpretarlos para la toma de decisiones

**Tabla 29.** Desviación estándar de los resultados corridos

	Promedio	Desviación estándar
<b>Fractura 1</b>		
Longitud de fractura creada (ft.)	58,9	9,44916222
Longitud de fractura empaquetada (ft.)	58,9	9,44916222
Ancho de fractura (in)	0,2625	0,066017674
Conductividad promedia (md-ft)	7331,25	888,2039462
<b>Fractura 2</b>		
Longitud de fractura creada (ft.)	96,675	13,27161759
Longitud de fractura empaquetada (ft.)	93,925	9,946649352
Ancho promedio de fractura (in)	0,24	0,066332496
Conductividad promedia (md-ft)	5375	670,1989754
<b>Fractura 3</b>		
Longitud de fractura empaquetada (ft.)	31	19,61292091
Ancho promedio de fractura (in)	0,0585	0,032140317
Conductividad promedia (md-ft)	5950	173,2050808

**Fuente:** Autor

Se presenta una desviación en los datos de geometría debido a que inicialmente se tienen fracturas diferentes, y el comportamiento del flujo de fluidos se ve afectado por diferentes factores influyentes como se observa en las propiedades de cada una. Por otra parte el modelo tiene un ajuste de proporción entre las dimensiones planteadas en el proyecto (Ancho y longitud de fractura), por lo que se puede notar una desviación “aceptable” entre los resultados de los modelos y los datos reales, observando una tendencia similar en los resultados de cada fractura en cuanto a desviación.

**Tabla 30. Tabla comparativa entre fluidos tipo VES y poliméricos**

Parámetro	Fluido polimérico	Fluido VES
Emulsiones	El fluido debe tener un agente rompedor de emulsiones que permita la separación de las fases en el fluido de perforación.	El fluido VES tiene como característica el romper las emulsiones presentes en fluidos de formación; son las moléculas de surfactante quienes se encargan de hacer esta labor.
Rompimiento del fluido	Es necesario adicionarle al fluido de perforación un agente rompedor incidiendo negativamente con este hecho en la viscosidad del fluido.	El fluido ves tiende a romperse al contacto con el agua de formación logrando un rápido retorno a superficie; así mismo se optimiza el recobro de hidrocarburos luego de efectuada esta operación.
Filtraciones	Es importante mantener este parámetro siempre bajo control, ya que este fluido tiende a permitir un alto porcentaje de filtración y pérdida de fluido, lo que puede ocasionar el daño en la formación	El fluido VES tiene un bajo porcentaje de filtraciones, lo cual incide positivamente en la recuperación de un alto porcentaje en superficie, protege los alrededores de la fractura manteniendo una baja permeabilidad retenida
Velocidad de asentamiento	La velocidad de asentamiento alta que presenta este tipo de fluidos hace que el apuntalante se concentre en la parte inferior de la fractura antes que esta cierre.	Este tipo de fluidos presentan una velocidad de asentamiento baja lo cual permite una correcta distribución de material apuntalante en la fractura y disminuye la probabilidad de arenamiento prematuro.
Ancho de fractura	Este tipo de fluidos presentan una alta viscosidad provocando un crecimiento vertical excesivo de la fractura, de tal manera que si se extiende más allá de la zona productora se deteriora la eficiencia general de la operación.	Las bajas viscosidades de estos fluidos mantienen una fractura angosta además de aportar en el crecimiento de la misma hacia adentro de la formación (crecimiento horizontal).
Residuos	Los fluidos poliméricos luego de su rompimiento tienden a dejar residuos en el pozo que al ser mal tratados podrían aumentar el daño en formación	Al ser libres de polímeros, los fluidos viscoelásticos no dejan residuos en el pozo; así mismo su recuperación en superficie es prácticamente completa.

Fuente: Autor

## NOMENCLATURA

$B_o$  = Factor volumétrico de formación, RB/STB

$C_{fD}$  = Conductividad de fractura adimensional

$C_L$  = coeficiente leakoff, ft/min<sup>1/2</sup>

$h$  = Espesor, ft

$h_p$  = Espesor neto, zona permeable, ft

$h_f$  = Alto de fractura, ft

$I_x$  = Radio de penetración, calculado para el área de drenaje

$J$  = Índice de productividad, BOPD/psi

$J_D$  = Índice de productividad adimensional

$E'$  = Modulo de esfuerzo, psi

$k$  = Permeabilidad efectiva de la formación, mD

$k_f$  = Permeabilidad efectiva del propante, mD

$K'$  = Índice de consistencia, lb<sub>f</sub>/(ft<sup>2</sup>-sec)

$n'$  = Índice de comportamiento de flujo

$N_{prop}$  = Número de propante

$\bar{p}$  = Presión promedio de yacimiento, psi

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, psi

$q$  = Tasa de flujo de aceite, STB/D

$q_i$  = Tasa de inyección, bpm

$r_p$  = Radio total del área permeable

$r_w$  = Radio del wellbore, ft

$r'_w$  = radio equivalente del wellbore debido a la fractura, ft

$R_f$  = Radio de la fractura creada, ft

$s_f$  = Factor pseudo skin debido a la fractura

$t_e$  = Tiempo de bombeo, min

$V_i$  = Volumen inyectado, ft<sup>3</sup>

$V_p$  = Volumen de propante contenido en la alas de la fractura, ft<sup>3</sup>

$V_r$  = Volumen de drenaje: net height by drainage area, ft<sup>3</sup>

$x_f$  = Longitud media de fractura, ft

$x_e$  = Longitud de área de estudio en dirección x

$y_e$  = Longitud de área de estudio en dirección y

$w$  = Ancho de fractura soportado, ft

$\alpha_1$  = Factor de conversión (Para unidades de campo 887.22)

$\varepsilon_1$  = Fricción del pad

$\varepsilon_2$  = Exponente de Nolte

$\phi_p$  = Porosidad del propante, fracción

$\kappa$  = opening time distribution factor, dimensionless

$\mu$  = Viscosidad del fluido, cp

$\eta$  = Eficiencia de fluido (slurry), fracción

## CONCLUSIONES

- Se generó una expresión para la variación de la presión en función de la reología que incluye los parámetros viscoelásticos  $n'$  y  $k'$  como índice de comportamiento y consistencia respectivamente para el desarrollo del modelo
- Se realizó un diseño factorial para las ecuaciones de geometría, obteniendo como resultado una influencia en la geometría de fractura determinantes del caudal y módulo de Young y la tasa de inyección en todos los modelos.
- Se generó un estudio de las propiedades reológicas de los fluidos tipo VES frente a los fluidos de fractura cotidianos, se concluye que la velocidad de corte es un factor altamente influyente en la viscosidad de los fluidos de fractura VES
- El modelo analítico propuesto es bastante conservador con respecto al ancho de fractura, y a la vez optimista con respecto a la longitud de fractura, según las corridas efectuadas para tres fracturas reales.
- Los resultados de los modelos de PKN y GDK son iguales para los datos utilizados, presentando discrepancia con el modelo planteado y una desviación estándar normal para los datos de modelos y reales, sin embargo con respecto a la conductividad adimensional es bastante diferente por las propiedades implícitas de esta variable.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar varias corridas del modelo con otros datos de campo con la finalidad de validar el modelo planteado y definir detalladamente los rangos óptimos de operación del mismo.
- Efectuar corridas de sensibilidad que permitan determinar y comprobar la influencia de las variables planteadas en el diseño factorial sobre la geometría de fractura con fluidos viscoelásticos.
- Ajustar el modelo a tiempos de bombeo mayores al punto de tener en cuenta el fenómeno de TSO Tip Screen Out.
- El modelo planteado es de tipo radial, y considera proporción entre el ancho de fractura y el alto de fractura. Se recomienda la estructuración de un nuevo modelo que permita o establezca la desproporción entre estas variables geométricas, y además de esto darle mayor aproximación a la geometría real mediante una tercera dimensión, o estructurar un modelo en 3D.
- Estudiar y evaluar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos de fractura viscoelásticos y determinar su influencia en la geometría para diferentes configuraciones.

## BIBLIOGRAFÍA

ASKELAND, Donald r. "Ciencia e ingeniería de los materiales", tercera edición, 1998. Thompson editores, México, 65-80p.

BARREE, R.D., Cox, S.A., GILBERT, J.V. and DOBSON, M.: Closing the Gap: Fracture Half-Length From Design, Buildup, and Production Analysis, SPE 84491 2005. Production and Facilities, vol (20) pp 274-285, 2005

BIRD, R.B., Stewart, W.E., Lightfoot, E.N. Fenómenos de transporte un estudio sistemático de los fundamentos del transporte de materia, energía y cantidad de movimiento. REPLA S.A., primera edición, 1987, p 1-10 - 1-15.

CALVEZ Le, J.H.; R.C. Klem, L. Bennett, A. Erwemi, M. Craven, J.C. Palacio: "Real-Time Microseismic Monitoring of Hydraulic Fracture Treatment: A Tool To Improve Completion and Reservoir Management SPE 106159-MS 2007.

CÁRDENAS MONTES José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, 9-221p. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

CARVAJALINO ARDILA, Yurany; PRADA SÁNCHEZ; Tulio Andrés. Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el Campo Llanito. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química.

CLARK, P.E. Transport of proppant in hydraulic fractures. SPE 103167-MS 2006.

DAVIS, M. ROTH, R.B. RILEY. Seeing beyond the frac: integration of hydraulic fracture mapping with multi-component 3d seismic data shemeta, SPE 108160-MS 2007.

DENG, Y JINZHOU, Zhao; Jianchun, Guo. Research and application of multiple fracturing techniques. Tianranqi Gongye/Natural Gas Industry. V 25. 2005, 67-69p.

DE SALES BASTOS Paola Andrea, Edwin Stevens Moreno Delgado. Construcción de una aplicación computacional para el pre diseño de un fracturamiento. Bucaramanga 2008, 7-115p. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos.

EAST, L. J. ROSATO, M. Farabee, and B.W. McDaniel: New Multiple-Interval Fracture-Stimulation Technique Without Packers, IPTC 10549-MS 2005

FISHER, ET al. Integrating fracture-mapping technologies to improve stimulations in the Barnett shale. SPE Production and Facilities. V 20, n 2. 2005. 85-93p.

FREEMAN, E.R.; D.A. Anschutz, J.J. Renkes, David Milton-Tayler, qualifying proppant performance SPE 103623-MS 2006.

GOTTSCHLING , J.C.: Openhole vs. Cased-Hole Hydraulic Fracturing, SPE 97172-MS 2005.

GU H. and Eduard Siebrits: "effect of formation modulus contrast on hydraulic fracture height containment", SPE 103822-MS 2006.

GU H. and SIEBRITS. Effect of formation modulus contrast on hydraulic fracture height containment. SPE 103822-MS 2006.

HIBBELER, J. and. Rae: Simplifying Hydraulic Fracturing-Theory and Practice, SPE 97311-MS 2005.

JORDAN, J. S.; John D. Harkrider, William L. Anthony, Thomas W. DeLong, Ray F. Martin: The Relationship Between Net Pressure Development During Hydraulic Fracture Treatments and Productivity in Fruitland Coal Completions, SPE 84819-MS 2003.

J. NYGAARD, W.A. SOREM, T.J. Hall, and R.C. TOLMAN. Advanced multizone stimulation technology.S.B. KSPE 95778-MS. 2005.

LEON V. Massaras, Synergy Technology Co., and Alexanndru Dragomir and Daniel Chiriac, Enhanced Fracture Entry Friction Analysis of the Rate Step-Down Test, SPE 106058-MS 2007.

LESHCHYSHYN, T.H., Beadall, K.K. Meier, P.E., Hagel, M.W., and Meyer, B.R.: "Using Empirically Developed Rock Tables to Predict and History Match Fracture Stimulations," paper SPE 86989, March 2004.

Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services. 1-120p.

Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services. 122-133p.

Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.1-29p.

MATHEW Samuel, -Schlumberger; Dan Polson, -BP Amoco. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE 60322.

MCGOWEN, J.M.; J.V. Gilbert, E. Samari: Hydraulic Fracturing Down Under, SPE 106051-MS 2007.

MEYER, B.R., and JACOT, R.H.: Pseudosteady-state analysis of finite-conductivity vertical fractures. Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2005. 207-230 p.

NAKHWA, A.D.; S.W. Loving, and A. Ferguson, S.N. Shah: Oriented Perforating Using Abrasive Fluids Through Coiled Tubing, 107061-MS 2007.

NASHAWI I.S., A. Malallah, Predicting the Formation Fracture Gradient of Middle East Reservoirs Using Non-Parametric Optimal Transformations, SPE 92719-MS 2005.

NEUMANN, L.F.; P.D. Fernandez, M.A. Rosolen, V.F. Rodriguez, J.A. Silva Neto, C.A. Pedroso, SPE, A. Mendez, D. Torres: Case Study of Multiple Hydraulic Fracture Completion in a Subsea Horizontal Well, Campos Basin, SPE 98277-MS 2006.

ORDUZ PÉREZ Luis Humberto. Fracturamiento hidráulico consideraciones teóricas y operacionales .Bucaramanga 2007, 15- 45 p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PAZMIÑO URQUIZO, Jorge: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico.2005.46-66p.

PAZMIÑO URQUIZO, Jorge: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004. 33-47p.

PHILIP D. Nguyen, Jimmie D. Weaver, Richard D. Rickman, Michael W. Sanders: Remediation of Proppant Flowback—Laboratory and Field Studies, SPE 106105-MS 2007.

PONGRATZ, R., von Gijtenbeek, K., Kontarev, R. and McDaniel, B.W.: “Perforating for Fracturing – Best Practices and Case Histories,” paper SPE 105064, January 2007.

RAHMAN, K.; Abbas Khaksar: Applications of Geomechanical Analysis on the Success of Hydraulic Fracturing: Lesson Learned From an Australian Coalbed Methane Gas Field, SPE 106276-MS 2007.

RIVAS, H, Gutiérrez, X. Los surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera. Acta Científica Venezolana, 1999, Vol. 50, Suplemento No. 1. P 54-65.

SANCHEZ Luis, Daniel Palomino, José Mercado, and Tomás Díaz, Petrobras Perú, Evolution of Stimulation Jobs, Block X, Talara Basin, Peru , SPE 108197-MS 2007.

YANG, J. “Viscoelastic wormlike micelles and their applications”. Current Opinion in Colloid & Interface Science 7. 2002. 276-281.

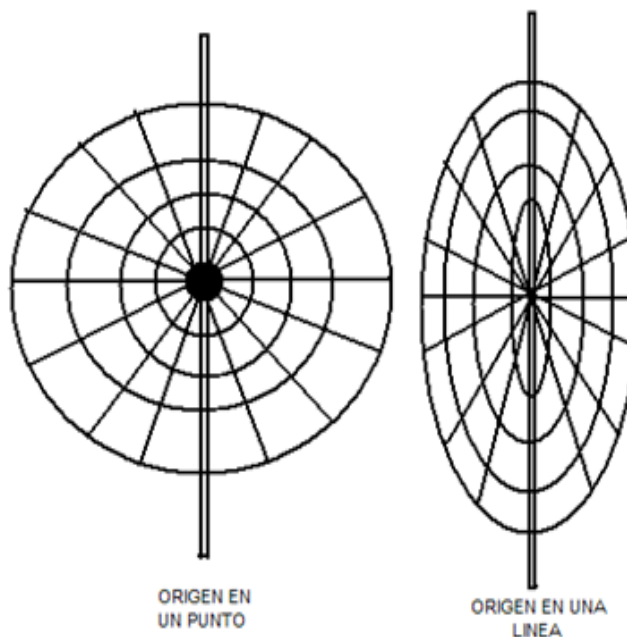
## ANEXOS

### Anexo A. Fractura

#### A.1 Forma de la Fractura con Libre Crecimiento

Se ha comprobado experimentalmente que la forma de la fractura, cuando se le permite crecer libremente puede ser circular o elíptica, el primer caso (circular) se produce cuando el ingreso del fluidos de fractura es a través de un punto, y el segundo caso (elíptica) se produce cuando el fluido fracturante ingresa a la fractura a través de una línea, (ver figura D1).

**Figura A1.** Formas de fractura hidráulica



**Fuente:** Tomado y modificado de fracturamiento hidráulico en los campos Gustavo Galindo Velasco, francisco David rosero bolaño.1999.

Con respecto a la extensión en sentido vertical, puede ocurrir que haya otros niveles con propiedades distintas. En estos casos puede haber contención vertical de la fractura.

## **A.2. Geometría de la Fractura Creada**

La forma y dimensiones de la fractura creada en condiciones dinámicas (mientras se bombea) es un problema complejo. Intervienen factores de diversa naturaleza: propiedades mecánicas de la formación, propiedades del fluido de tratamiento, y parámetros hidráulicos de la operación. Estos varían notablemente en una operación.

Como forma de acercarse con criterios técnicos a esa realidad compleja, es preciso elaborar modelos matemáticos con numerosas simplificaciones y suposiciones. En el caso de la fractura hidráulica, resulta difícil evaluar la fidelidad con que esos modelos describen la realidad por carecer de medios para hacer comparaciones directas.

Las suposiciones y simplificaciones implícitas en los modelos de cálculo disponibles limitan su aplicación más o menos confiables a areniscas. El solo hecho de presumir propiedades mecánicas y petrofísicas homogéneas (incluyendo isotropía) restringe la aplicación a formaciones naturalmente fracturadas o fisuradas.

En fracturas verticales, se considera en principio que la altura es constante. La grieta se extiende rápidamente hasta encontrar estratos resistentes que la limitan por encima y por debajo de la zona de interés.

En las fracturas horizontales, la geometría se describe con solo dos parámetros: ancho y radio de penetración. Para el cálculo de ambos pares de valores desconocidos se necesitan dos tipos de relaciones.

Por un lado se plantea un balance de masa que consiste en igualar la cantidad de tratamiento inyectado en la fractura (fluido pad más agente de sostén) a la cantidad que queda en el interior de la misma, más el fluido perdido por las caras hacia la formación. Se obtienen así una relación entre dimensiones de fractura (ancho, longitud y altura), propiedades del fluido (filtrado), y parámetros de la operación (volumen y caudal).

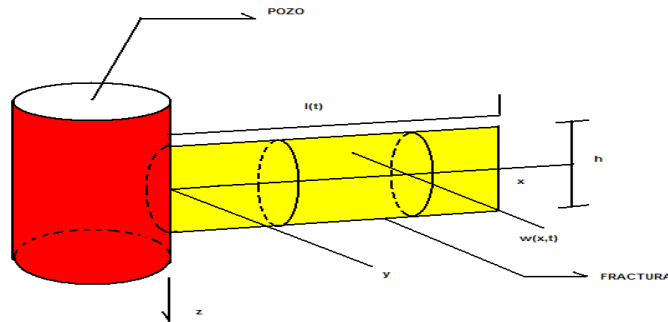
Por otro lado, se vinculan el ancho de la fractura creada con la presión desarrollada en el interior de la fractura. Esta segunda relación incluye propiedades elásticas de la roca, dimensiones, parámetros de la operación, propiedades reológicas del fluido (fricción con las paredes).

Todos los valores involucrados son conocidos o estimados de antemano a excepción de las dimensiones de la fractura. La altura se fija "a priori", de modo que restan dos incógnitas: ancho y longitud, con dos ecuaciones.

Diversos conceptos formulados por Perkins y Kern dicen que no hay deslizamientos en planos que confinan la altura de la fractura. El ancho de la fractura varía elípticamente con la altura, la geometría resultante se describe en la figura A2.

El mismo concepto es utilizado por Nordgren.

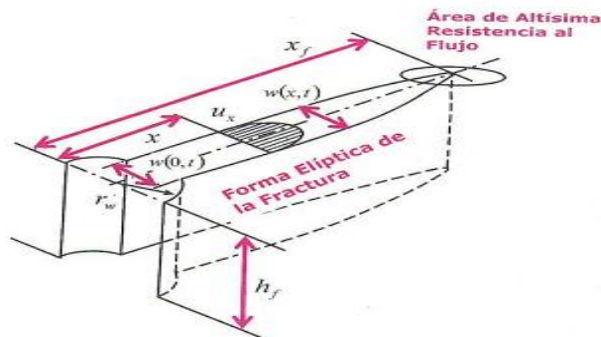
**Figura A2.** Geometría de fractura tipo Perkins y Kern (PKN)



**Fuente:** Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, Jorge pazmiño Urquiza 2004

Un segundo concepto originalmente propuesto por Kristianovic, plantea que el ancho de la fractura no varía con la altura. Es decir, la fractura tiene secciones transversales rectangulares, y hay deslizamientos entre estratos en los planos horizontales que confinan la fractura. La figura A3 describe la geometría propuesta por Geertsman y de Klerk aplicando la idea de Kristianovic.

**Figura A3 .**Geometría de fractura tipo Kristianovic



**Fuente:** Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, Jorge Pazmiño Urquiza 2004

La selección de uno u otro tipo de modelo tiene importancia. Con el tipo Kristianovic (Geertsman y de Klerk) por ejemplo se predicen fracturas más cortas y anchas que con el tipo de Perkins y de Kern.

Esto se traduce en diferencias notables en las estimaciones de incrementos de productividad, condiciones operativas (arenamientos), etc.

Un examen de las principales hipótesis y resultados de estos modelos, ofrece una comprensión más profunda de los mecanismos involucrados en un tratamiento y la incidencia relativa de los diversos factores que juegan en el diseño y la operación.

### **A.3 Significado de la Ecuación de Carter**

Para determinadas condiciones de tratamiento la ecuación de Carter representa la variación de la longitud (o radio) de fractura en función del ancho.

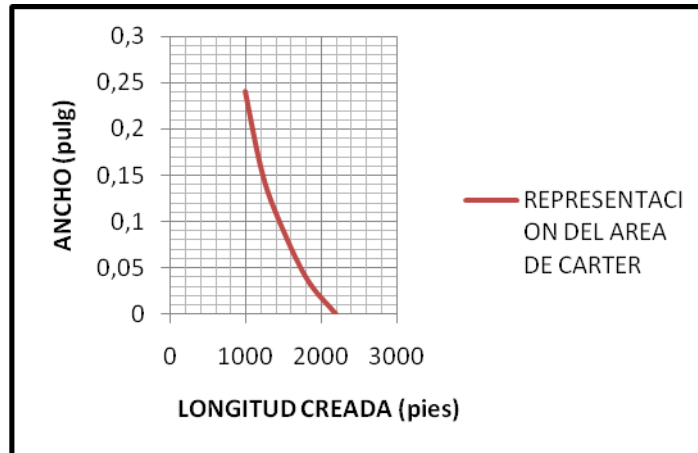
La curva de la figura A4 ilustra esa relación para una situación particular.

La forma de la curva expresa claramente que el balance de volumen impone que el crecimiento de una dimensión (longitud) se realiza a expensas de la disminución de la otra dimensión (ancho).

Para completar la definición de la geometría es preciso contar con una segunda relación entre altura (o radio) y ancho.

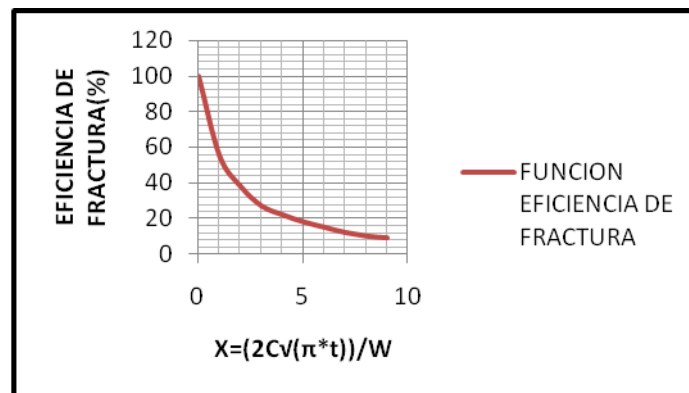
Esta nueva relación se obtiene vinculando la presión desarrollada con las dimensiones de la fractura según las propiedades mecánicas de las rocas.

**Figura A4.** Representación Ecuación del área de Carter (fractura vertical).



**Fuente:** Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

**Figura A5.** Eficiencia de la fractura con respecto a la longitud de la misma.



**Fuente:** Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

#### A.4 Otros Modelos de Geometría Dinámica

Se han propuesto y se utilizan variantes de los dos tipos de modelo hasta ahora mencionados, con el objeto de simplificar los cálculos, o bien reducir las hipótesis básicas de modo de obtener estimaciones más confiables. Las ideas fundamentales son idénticas, lo que se traduce en similar incidencia de los

diversos factores . Se pueden citar como ejemplo la geometría de Nordgren (tipo Perkins y Kern) y el modelo de Daneshy (tipo kristianovic).

El esfuerzo principal de los últimos años ha sido destinado al desarrollo de modelos tridimensionales, o aquellas que consideran a la altura de una fractura vertical como parámetro que varía durante el tratamiento.

El uso de estos modelos exige un abundante caudal de información adicional (laboratorio, perfiles, microfracturas).

### **A.5 Crecimiento de la Fractura en el Curso de un Tratamiento**

La aplicación de cualquiera de los modelos antes descritos con volúmenes totales crecientes permite determinar cómo aumentan las dimensiones de la fractura en el curso de un tratamiento. La figura A7 muestra que el ancho creado crece muy rápido al comienzo de la operación. El ensanchamiento se frena poco a poco en el curso de la operación.

El desarrollo longitudinal es comparable, pero con una velocidad menos variable que en el caso del ancho. La forma exacta de las curvas depende de la situación en particular y el modelo usado para el cálculo, ver figura A8.

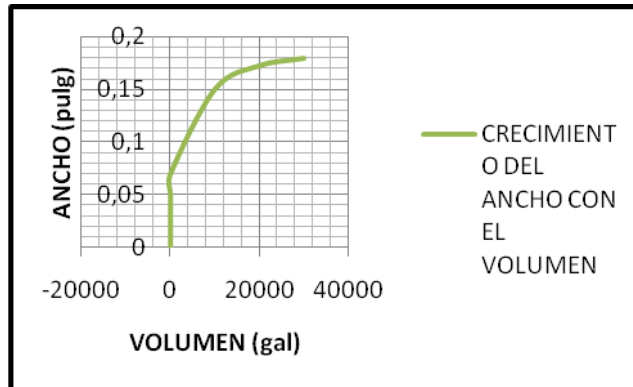
Resulta de utilidad en el diseño de una operación el conocimiento de esta variación de dimensiones de la grieta, para esto tanto el ancho como la longitud siguen aproximadamente una ley de potencias.

$$L = a \cdot V^b \quad (1)$$

$$W = c \cdot V^d \quad (2)$$

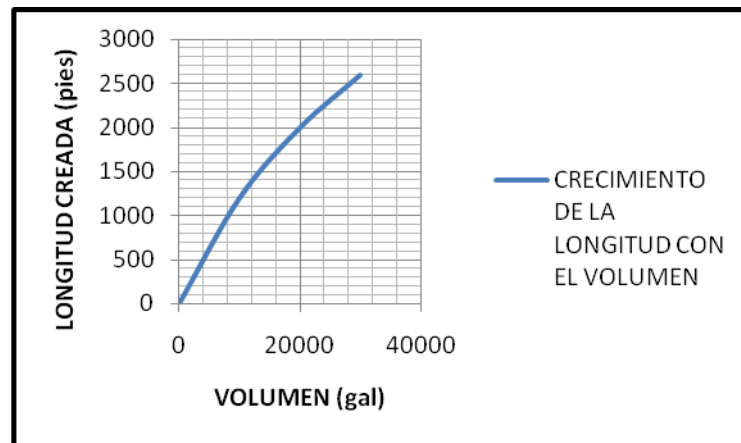
De esta forma, basta con resolver el correspondiente sistema para solo dos volúmenes. Así, las constantes a, b, c y d se pueden calcular y se tiene descrito el crecimiento de la fractura para cualquier otro volumen.

**Figura A6.** Crecimiento del ancho de fractura con el volumen.



**Fuente:** Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

**Figura A7.** Crecimiento de la longitud de fractura con respecto al volumen.



**Fuente:** Tomado con datos de Manual de fracturamiento hidráulico, Bj services.

## A.6 Valor de Parámetros Reológicos para Fluidos no Newtonianos

**Tabla A8.** Valores típicos de índice de consistencia e índice de comportamiento.

$n'$ (índice de comportamiento)	$K'$ (índice de consistencia de flujo)	Viscosidad aparente [Cps]
0,4	0,0875	458
0,6	0,0418	458
0,8	0,0300	458

Fuente : autor

**Tabla A9 .**Valores típicos de Índice de consistencia e Índice de comportamiento para viscoelásticos, XL, y fluidos base aceite .

Para fluidos viscoelásticos	Fluidos polimericos XL	Fluidos base Oil
$n' > 0,1$ a $0,5$	$n' > 0,5$ a $0,8$	$n' > 0,5$ a $0,9$
$K' > 0,1$ a $1,0$	$K' > 0,001$ a $0,1$	$K' > 0,001$ a $0,1$

Fuente : autor

**Anexo B.** Aplicación de Diseño Factorial Aplicado al Modelo PKN , KGD y Ecuacion de Área de Carter.

**Tabla B1.** Aplicación de diseño factorial del modelo PKN.

Q (bpm)	viscosidad (Cp)	Radio (Ft)	Módulo de Young (psi)	Ancho (W) (Ft)
5	100	100	200000	0,106066017
100	100	100	200000	0,224302317
5	250	100	200000	0,133370956
100	250	100	200000	0,282045232
5	100	200	200000	0,126134462
100	100	200	200000	0,266741912
5	250	200	200000	0,15860569
100	250	200	200000	0,335410197
5	100	100	1000000	0,039887219
100	100	100	1000000	0,084351199
5	250	100	1000000	0,050155523
100	250	100	1000000	0,106066017
5	250	200	1000000	0,059645305
100	250	200	1000000	0,126134462
5	100	200	1000000	0,047434165
100	100	200	1000000	0,100311046

Fuente : Autor

**Tabla B2 .** Aplicación de diseño factorial del modelo PKN.

Q (bpm)	Viscosidad ( Cp)	Longitud (Ft)	Módulo de Young (Psi)	Ancho (W) (Ft)
5	100	111,6	200000	0,181694198
100	100	111,6	200000	0,384236448
5	250	111,6	200000	0,228468359
100	250	111,6	200000	0,483151754
5	100	176,9	200000	0,203871712
100	100	176,9	200000	0,431136179
5	250	176,9	200000	0,256355106

Q (bpm)	Viscosidad ( Cp)	Longitud (Ft)	Módulo de Young (Psi)	Ancho (W) (Ft)
100	250	176,9	200000	0,542125044
5	100	111,6	10000000	0,068327976
100	100	111,6	10000000	0,144496077
5	250	111,6	10000000	0,085917882
100	250	111,6	10000000	0,181694198
5	100	176,9	10000000	0,076668059
100	100	176,9	10000000	0,162133205
5	250	176,9	10000000	0,09640498
100	250	176,9	10000000	0,203871712

Fuente : Autor

**Tabla B3** . Aplicación de diseño factorial para fluidos viscoelásticos, modelo PKN

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Módulo de Young (Psi)	Ancho (W) (ft)
5	15	111,6	200000	4,17258E-07
100	15	111,6	200000	2,88117E-06
5	50	111,6	200000	2,55468E-06
100	50	111,6	200000	1,76401E-05
5	15	176,9	200000	1,12342E-06
100	15	176,9	200000	7,75721E-06
5	50	176,9	200000	6,87819E-06
100	50	176,9	200000	4,7494E-05
5	15	111,6	10000000	9,28152E-11
100	15	111,6	10000000	6,4089E-10
5	50	111,6	10000000	5,68266E-10
100	50	111,6	10000000	3,92388E-09
5	15	176,9	10000000	2,49894E-10
100	15	176,9	10000000	1,72552E-09
5	50	176,9	10000000	1,52999E-09
100	50	176,9	10000000	1,05646E-08

Fuente: autor

**Tabla B4** . Aplicación de diseño factorial con fluidos poliméricos, modelo PKN.

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Módulo de Young (Psi)	Ancho (W) (Ft)
5	15	111,6	200000	1,5289E-11
100	15	111,6	200000	1,4143E-09
5	50	111,6	200000	4,0725E-11
100	50	111,6	200000	3,7674E-09
5	15	176,9	200000	4,4619E-11
100	15	176,9	200000	4,1276E-09
5	50	176,9	200000	1,1885E-10
100	50	176,9	200000	1,0995E-08
5	15	111,6	10000000	1,7150E-15
100	15	111,6	10000000	1,5865E-13
5	50	111,6	10000000	4,5683E-15
100	50	111,6	10000000	4,2261E-13
5	15	176,9	10000000	5,0051E-15
100	15	176,9	10000000	4,6301E-13
5	50	176,9	10000000	1,3332E-14
100	50	176,9	10000000	1,2333E-12

Fuente : Autor

**Tabla B5 .** Aplicación de diseño factorial con fluidos base aceite, modelo PKN.

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Módulo de Young (Psi)	Ancho (W) (ft)
5	15	111,6	200000	1,03245E-11
100	15	111,6	200000	3,24972E-09
5	50	111,6	200000	1,84014E-11
100	50	111,6	200000	5,792E-09
5	15	176,9	200000	3,11904E-11
100	15	176,9	200000	9,81746E-09
5	50	176,9	200000	5,55909E-11
100	50	176,9	200000	1,74977E-08
5	15	111,6	10000000	8,63656E-16
100	50	111,6	10000000	4,84507E-13

Q (bpm)	Altura de la fractura (ft)	Longitud (Ft)	Módulo de Young (Psi)	Ancho (W) (ft)
5	15	111,6	10000000	8,63656E-16
100	50	111,6	10000000	4,84507E-13
5	15	176,9	10000000	2,60912E-15
100	50	176,9	10000000	1,4637E-12
5	15	176,9	10000000	2,60912E-15
100	50	176,9	10000000	1,4637E-12

Fuente : autor

**Tabla B6 .** Aplicación de diseño factorial (ecuación modificada de Carter).

Q (gpm)	Altura de la fractura (ft)	Ancho (W) in	Coefficiente de filtrado (ft/min <sup>1/2</sup> )	X adimensional
210	15	3,00120048	0,1	1,147720582
4200	15	3,00120048	0,1	0,256638124
210	50	3,00120048	0,1	1,147720582
4200	50	3,00120048	0,1	0,256638124
210	15	4,321728691	0,1	0,797168178
4200	15	4,321728691	0,1	0,178252224
210	50	4,321728691	0,1	0,797168178
4200	50	4,321728691	0,1	0,178252224
210	15	3,00120048	1,5	17,21580872
4200	15	3,00120048	1,5	3,849571859
210	50	3,00120048	1,5	17,21580872
4200	50	3,00120048	1,5	3,849571859
210	15	4,321728691	1,5	11,95752267
4200	15	4,321728691	1,5	2,673783353
210	50	4,321728691	1,5	11,95752267
4200	50	4,321728691	1,5	2,673783353

Fuente : Autor

**Tabla B7 .** Aplicación de diseño factorial (ecuación modificada de Carter) .

Fe (x)	Área de Carter (ft <sup>2</sup> )	Longitud de fractura ft
0,520334472	1611,074436	53,7024812
0,835421479	2586,655818	86,2218606
0,520334472	1611,074436	16,11074436
0,835421479	2586,655818	25,86655818
0,613065129	1318,418858	43,94729528
0,880238592	1892,985108	63,09950358
0,613065129	1318,418858	13,18418858
0,880238592	1892,985108	18,92985108
0,062169121	192,4898069	6,416326897
0,235222987	728,3041223	24,27680408
0,062169121	192,4898069	1,924898069
0,235222987	728,3041223	7,283041223
0,08737165	187,8959111	6,263197036
0,309917589	666,4890465	22,21630155
0,08737165	187,8959111	1,878959111
0,309917589	666,4890465	6,664890465

Fuente : Autor

**Tabla B8 .** Aplicación de diseño factorial a la ecuación del modelo KGD .

Q (gpm)	altura de la fractura (ft)	viscosidad ( Cp)	Modulo de Young (Psi)	Longitud (Ft)
210	15	100	200000	0,000112707
4200	15	100	200000	0,855360312
210	50	100	200000	6,7422E-06
4200	50	100	200000	19,44792901
210	15	250	200000	2,33627E-05
4200	15	250	200000	0,540769042
210	50	250	200000	4,77E-06
4200	50	250	200000	12,30
210	15	100	1000000	0,000193846
4200	15	100	1000000	6,045821947
210	50	100	1000000	0,000557499
4200	50	100	1000000	137,5143794

Q (gpm)	altura de la fractura (ft)	viscosidad ( Cp)	Modulo de Young (Psi)	Longitud (Ft)
210	15	250	10000000	0,000105467
4200	15	250	10000000	3,82
210	50	250	10000000	1,10E-05
4200	50	250	10000000	86,97156165

Fuente : autor

## Anexo C. Tablas de Datos para Estudio Reológico

Este anexo presenta las tablas de datos que permitieron realizar las graficas de reología.

**Tabla C1:** Tabla de datos de la figura 13

FV1 @ 40s <sup>-1</sup>		FP1 @ 40s <sup>-1</sup>	
T (°F)	μ	T (°F)	μ
90	221.59	78	1355
110	185.67	95	907
130	174.85	112	889
150	88.8	118	814
170	78.45	121	750

**Tabla C2:** Tabla de datos del FV1 de la figura 14

T (°F)	μ @ 40s <sup>-1</sup>	μ @ 100 s <sup>-1</sup>	μ @ 170 s <sup>-1</sup>
90	221.59	107.56	70.44
110	185.67	99.81	66.7
130	174.85	89.77	71.2
150	88.8	54.64	39.83
170	78.45	52.86	37.74

**Tabla C3:** Tabla de datos del FV2 de la figura 14

T (°F)	μ @ 40s <sup>-1</sup>	μ @ 100 s <sup>-1</sup>	μ @ 170 s <sup>-1</sup>
90	216.32	134.92	84.75
110	247.44	120.44	79.97
130	219.86	116.69	85.39
150	163.37	81.4	57.42
170	135.29	74.98	52.49

**Tabla C4:** Tabla de datos de la figura 15

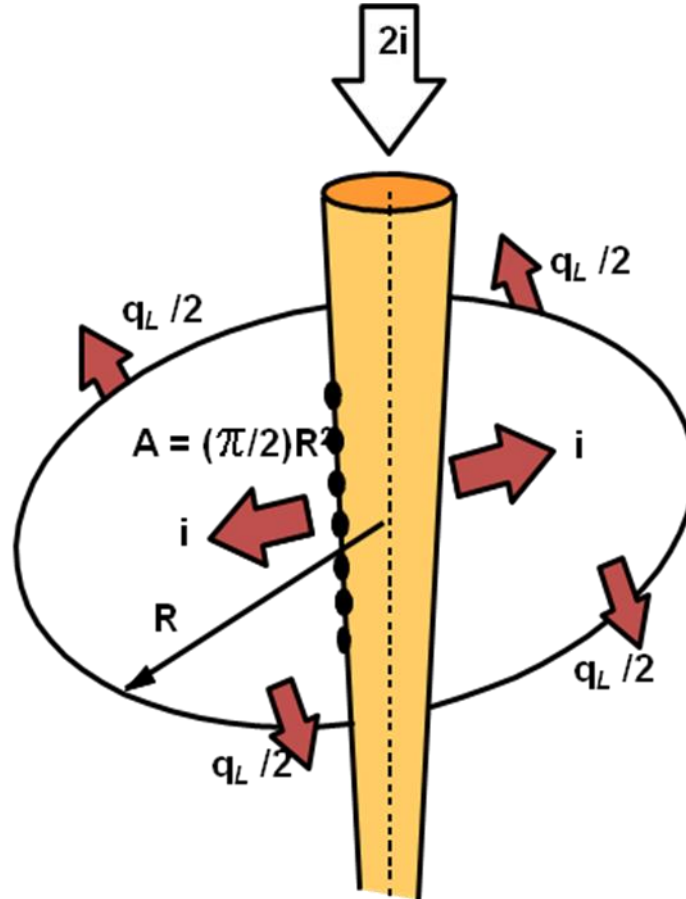
	FV1	FV2	FV3
$\gamma$ (s <sup>-1</sup> )	$\mu$	$\mu$	$\mu$
40	255	221.59	216.32
100	133.66	107.56	134.92
170	85.17	70.44	84.75

**Tabla C5:** Tabla de datos de la figura 16

	FV1	FV2	FV3
$\gamma$ (s <sup>-1</sup> )	$\tau$	$\tau$	$\tau$
40	0.18008382	0.11681402	0.24666228
100	0.24635999	0.1730658	0.34621075
170	0.29538178	0.21730706	0.42131474

Anexo D. Descripción del Modelo Matemático

Figura D1 Balance de masa



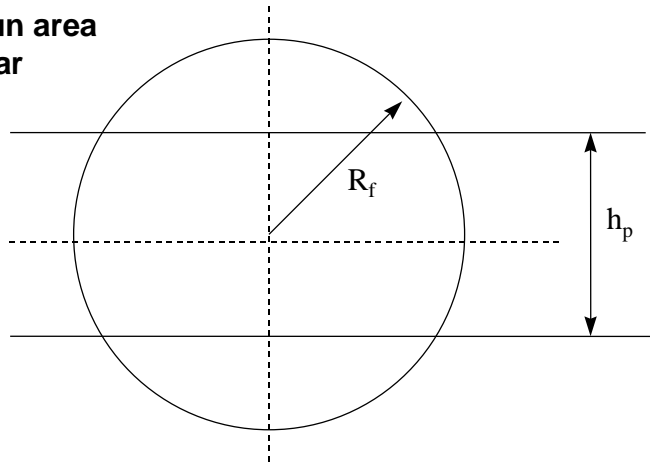
$$V_L = 2A_L C_L \sqrt{t} + A_L S_p$$

$$V_i = V + \kappa(2A) C_L \sqrt{t_e} + (2A)S_p$$

$$\frac{V_i}{A} = \bar{w} + \kappa C_L 2\sqrt{t_e} + 2S_p$$

$$\eta = \frac{\bar{w}}{\bar{w} + \kappa C_L 2\sqrt{t_e} + 2S_p}$$

Para un área circular



$$r_p = \frac{2}{\pi} \left[ \arcsin x + x\sqrt{1-x^2} \right] \quad x = \frac{h_p}{2R_f}$$

- Suposiciones
  - La altura de la fractura es constante
  - Roca elástica: Plano de esfuerzo vertical
  - Flujo en el límite de una elipsoide, corte transversal
  - Fluido no newtoniano
  - Presión neta en la punta de la fractura es 0

Elasticidad

$$w_0(x) = \frac{2h_f p_n}{E'}$$

Reología

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{64\mu q}{\pi w_0^3 h_f} * \frac{n}{k'}$$

$$\frac{dp_n}{dx} = -\frac{8\mu E'^3}{\pi h_f^4 p_n^3}$$

$$p_{n,w}^4 - 0^4 = \frac{32E'^3 \mu i x_f}{\pi h_f^4}$$

Calculo de fractura extendida

$$R_f = 3\sqrt[3]{\frac{3E'V_i}{8(b_N - p_C)}}$$

Coeficiente aparente de leakoff

$$C_{LAPP} = \frac{8R_f}{3\pi\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$$

Ancho de leakoff

$$w_L = g\left(0, \frac{8}{9}\right) 2C_{LAPP} \sqrt{t_e}$$

Ancho al final del bombeo

$$w_e = \frac{V_i}{R_f^2 \pi / 2} - w_L$$

Eficiencia de fluido

$$\eta = \frac{w_e}{w_e + w_L}$$

Modelo Análítico

$$W(x,t) = \frac{4(1-\nu_B)}{\pi G} \left\{ \left( \int_{\rho}^R \frac{r}{\sqrt{r^2 - \rho^2}} \delta r \int_{R_w}^r \frac{P_f(s,t) - \sigma_h}{R\sqrt{r^2 - s^2}} \delta s \right) \right\}$$

$$-\frac{\delta P_f(\rho,t)}{\delta x} = \frac{6\mu q(\rho,t)}{\pi \rho W^3(\rho,t)}$$

**Figura D1** Comparación de modelos existentes y propuestos.

	PKN $\alpha=4/5$	KGD $\alpha=2/3$	Propuesto $\alpha=8/9$
Coeficiente de Leakoff $C_L$	$\frac{\pi h_f}{4\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$	$\frac{\pi x_f}{2\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$	$\frac{8R_f}{3\pi\sqrt{t_e} E'} (-m_N)$
Longitud de fractura	$x_f = \frac{2E'V_i}{\pi h_f^2 (b_N - p_C)}$	$x_f = \sqrt{\frac{E'V_i}{\pi h_f (b_N - p_C)}}$	$R_f = \sqrt[3]{\frac{3E'V_i}{8(b_N - p_C)}}$
Ancho de fractura	$\bar{w}_e = \frac{V_i}{x_f h_f} - 2.830C_L \sqrt{t_e}$	$\bar{w}_e = \frac{V_i}{x_f h_f} - 2.956C_L \sqrt{t_e}$	$\bar{w}_e = \frac{V_i}{R_f^2 \frac{\pi}{2}} - 2.754C_L \sqrt{t_e}$
Eficiencia De Fluido	$\eta_e = \frac{\bar{w}_e x_f h_f}{V_i}$	$\eta_e = \frac{\bar{w}_e x_f h_f}{V_i}$	$\eta_e = \frac{\bar{w}_e R_f^2 \frac{\pi}{2}}{V_i}$

$V_i$ : inyección en un ala