

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA PREDICCIÓN DEL
COMPORTAMIENTO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS POR MEDIO DE
SIMULACIÓN ANALÍTICA**

KEMER ANDRES NOGUERA CASTRO

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

2018

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA PREDICCIÓN DEL
COMPORTAMIENTO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS POR MEDIO DE
SIMULACIÓN ANALÍTICA**

KEMER ANDRES NOGUERA CASTRO

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

MAIKA KAREN GAMBUS ORDAZ

Ingeniero de Petróleos, PhD

Codirector

DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA

Ingeniero de Petróleos, M.sc

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

2018

DEDICATORIA

A mi Padre

Por sugerirme la idea de entrar en esta maravillosa carrera y seguidamente apoyarme, tanto económicamente como moralmente.

A mi Madre

Por sus palabras de aliento y su preocupación en las interminables noches en vela.

A mi Hermana

Por su ayuda desinteresada en cada momento que necesite de ella.

A mi Abuela

Por sus oraciones.

A mis Amigos

Especialmente a Sebastián, gracias por la paciencia y las ideas cuando carecía de ellas a la hora de programar.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

La Doctora MAIKA KAREN GAMBUS ORDAZ por su valiosa guía como directora a lo largo de la realización de nuestro proyecto de grado, y me refiero a “nuestro” porque considero que un proyecto es un trabajo en conjunto.

Al Ingeniero DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA por sus acertados aportes en pro de la calidad de nuestro trabajo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y todos los docentes que me forjaron como Ingeniero pronto a graduarme.

A la Universidad Industrial de Santander, mi alma mater, por permitirme ser parte de sus distinguidos miembros y disfrutar de sus hermosas instalaciones.

Y por último a todos y cada uno de mis compañeros profesionales y de vida, que ayudaron a que terminara con éxito esta etapa más de mi vida, ya sea con consejos, ayudas académicas o sencillamente brindándome una sonrisa, que me sirviera de apoyo en los incontables momentos difíciles a lo largo de toda mi carrera.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCIÓN	15
1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	17
1.1 OBJETIVOS	18
1.1.1 Objetivo general	18
1.1.2 Objetivos específicos	18
1.2 ALCANCE	18
1.3 METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO	19
1.3.1 Etapa Conceptual.....	19
1.3.2 Etapa de Desarrollo.....	19
1.3.3 Etapa de Validación	19
1.4 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	19
2. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA.....	21
2.1 ESFUERZOS IN-SITU.....	21
2.1.1 Esfuerzo normal	22
2.1.2 Esfuerzo de corte	23
2.2 PRESIÓN DE SOBRECARGA	24
2.3 PRESIÓN DE PORO.....	24
2.4 ESFUERZO EFECTIVO	25
2.5 TENSIÓN PLANA.....	26
2.6 DEFORMACIÓN PLANA.....	26
3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	28
3.1 CONCEPTOS RELACIONADOS	28
3.1.1 Presión de fractura	28
3.1.2 Presión de propagación	30
3.1.3 Presión de cierre	31
3.1.4 Dirección de la fractura	32

3.1.5	Plano de fractura	33
3.1.6	Conductividad de la fractura.....	33
3.1.7	Fluido fracturante	34
3.1.8	Eficiencia de fluido	35
3.2	TIPOS DE FRACTURAS SEGÚN EL MODELO	35
3.2.1	Fractura plana única.....	36
3.2.2	Fractura planar única 2D.....	38
3.2.3	Fractura planar única Pseudo-3D.....	38
3.2.4	Fractura planar única 3D	39
3.2.5	Red de fracturas discretas.....	41
3.2.6	Fracturas complejas	41
4.	MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	42
4.1	ECUACIONES CONSTITUTIVAS DE LAS ROCAS.....	42
4.1.1	Mecánica de Fractura Lineal Elástica.....	43
4.1.2	Constantes elásticas.	43
4.1.2.1	Módulo de Young	43
4.1.2.2	Relación de Poisson.....	45
4.2	Módulo de cizalladura	45
4.2.1	Módulo de deformación plana	46
4.3	ECUACIONES CONSTITUTIVAS DE LAS FRACTURAS.....	46
4.3.1	Modelo KGD.....	48
4.3.2	Modelo PKN	50
5.	DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE FRACHI	54
5.1	ALGORITMO DE LA HERRAMIENTA	55
5.2	VARIABLES DE ENTRADA	59
5.3	VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA FRACHI	66
5.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	74
6.	CONCLUSIONES.....	77
7.	RECOMENDACIONES	78
	BIBLIOGRAFÍA.....	79
	ANEXO A.....	82

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1 Esfuerzo normal aplicado a un cuerpo.....	22
Figura 2 Esfuerzo de corte aplicado a un cuerpo.....	23
Figura 3 Representación de la presión de poro	24
Figura 4 Material en estado de deformación plana.	27
Figura 5 Presión vs. Profundidad.....	30
Figura 6 Registro de presión de fondo de pozo	31
Figura 7 Dirección de fractura.....	32
Figura 8 Sección horizontal de un pozo vertical bajo la acción de un esfuerzo in situ y presión de fondo.....	33
Figura 9 Clasificación de modelos de fracturas hidráulicas	36
Figura 10 Esquema de fractura hidráulica planar	37
Figura 11 Geometría de modelo P-3D en formación multicapa	39
Figura 12 Esquema de fractura hidráulica 3D.....	40
Figura 13 Esquema para la medición del Módulo de cizalladura	45
Figura 14 Geometría de fractura hidráulica del modelo KGD	49
Figura 15 Geometría de fractura hidráulica del modelo PKN.....	51
Figura 16 Esquema general del software FracHi.....	56
Figura 17 Diagrama de flujo de la pestaña Fluido en FracHi	57
Figura 18 Diagrama de flujo de la pestaña Roca en FracHi	58
Figura 19 Primera pestaña de la herramienta FracHi	59
Figura 20 Segunda pestaña de la herramienta FracHi	60
Figura 21 Tercera pestaña de la herramienta FracHi	62
Figura 22 Cuarta pestaña con módulos desplegados y ventana figura creada	64
Figura 23 Comparación de longitud vs tiempo para fractura sin filtrado	67
Figura 24 Comparación de Ancho vs tiempo para fractura sin filtrado.....	67
Figura 25 Comparación de presión vs tiempo para fractura sin filtrado	68

Figura 26 Longitud y ancho vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C respectivamente.....	69
Figura 27 Presión y eficiencia vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C respectivamente.....	70
Figura 28 Longitud y ancho vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C fluido no newtoniano respectivamente	72
Figura 29 Longitud y ancho vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C fluido no newtoniano respectivamente	72

LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1 Valores comunes de Modulo de Young y Relación de Poisson para distintas rocas	44
Tabla 2 Interrelaciones entre constantes elásticas para un material isotrópico	46
Tabla 3 Datos de entrada de la pestaña “Fluido”	61
Tabla 4 Datos de entrada de la pestaña “Roca”	63
Tabla 5 Datos de entrada ejemplo 1	66
Tabla 6 Datos de entrada ejemplo 2	69
Tabla 7 Resultados simulación de modelos PKN-C y KGD-C	70
Tabla 8 Datos de entrada ejemplo 3	71
Tabla 9 Resultados simulación de modelos PKN-C y KGD-C para fluido no newtoniano	73
Tabla 10 Cuantificación de desviación de datos en ejemplos 1, 2 y 3.....	74

LISTA DE ANEXOS

Pag

ANEXO A. PARÁMETROS DE SALIDA DEL SOFTWARE FRACHI.....82

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS POR MEDIO DE SIMULACIÓN ANALÍTICA *

AUTOR: KEMER ANDRES NOGUERA CASTRO**

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento Hidráulico, Modelo PKN, Modelo KGD, Software, Simulación analítica.

DESCRIPCION

En el siguiente trabajo de grado se desarrolló la herramienta software titulada “FracHi”, por la abreviación de Simulador Analítico de Fracturas HidrÁulicas, con el objetivo de predecir el comportamiento de fracturas hidráulicas en el entorno informático MATLAB, por medio de una interfaz gráfica intuitiva y de fácil manejo para el usuario, la cual, por medio de la solución de los modelos analíticos PKN y KGD, busca modelar el diseño de fracturas planares 2D en medios homogéneos isotrópicos, mediante una serie de procesos matemáticos iterativos. La principal ventaja del software es la habilidad de comparar los resultados de los modelos entre sí y sus distintas combinaciones, gracias a su pestaña de Gráficos, siendo la primera con fluido fracturante newtoniano y sin tener en cuenta el filtrado, la segunda se le incorporó el filtrado constante y por último con fluido no newtoniano y filtrado constante.

Además de conseguir una herramienta eficaz para la sensibilidad de parámetros operativos y de la roca, FracHi se desarrolló de manera abierta, para incentivar a los estudiantes a la creación de código propio, lo que significa que cualquier persona que se encuentre interesado en seguir desarrollando la herramienta, le puede agregar características a los modelos, mejorándolos y ampliando su rango de aplicación a escenarios más complejos y realistas de la industria.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambus Ordaz, Codirector: Diego Amrando Vargas Silva.

ABSTRACT

TITLE: SOFTWARE TOOL FOR PREDICTION OF HYDRAULIC FRACTURES BEHAVIOR BY MEANS OF ANALYTICAL SIMULATION*

AUTHORS: KEMER ANDRES NOGUERA CASTRO**

KEYWORDS: Hydraulic Fracturing, PKN model, KGD model, Basic Fracture Geometries, analytical simulation.

DESCRIPTION

In the following degree work the software tool called "FracHi", for the abbreviation of Simulador Analítico de Fracturas Hidráulicas was developed, with the aim of predicting the behavior of hydraulic fractures in the MATLAB computer environment, by means of an intuitive graphic interface and user-friendly, which, through solution of PKN and KGD analytical models, seeks to model the design of 2D planar fractures in homogeneous isotropic media, through a series of iterative mathematical processes. The main advantage of the software is the ability to compare the results of the models with each other and their different combinations, thanks to its tab Graphics, the first being with Newtonian fracturing fluid and without considering the filtering, the second one I incorporate the constant filtering and finally with non-Newtonian fluid and constant filtering.

In addition to getting an effective tool for the sensitivity of operational parameters and rock, FracHi was developed in an open manner, to encourage students to create their own code, which means that anyone who is interested in further developing the tool, can add features to the models, improving them and extending their range of application to more complex and realistic scenarios of the industry.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Karen Gambus Ordaz, Codirector: Diego Amrando Vargas Silva

INTRODUCCIÓN

La técnica de fracturamiento hidráulico ha provocado un gran interés en la industria de los hidrocarburos desde su aparición en la década de los 40, gracias a la posibilidad de incrementar las reservas y la tasa de producción del campo en el que se aplica.

Concretamente en Colombia, la relación Reservas/Producción de crudo se estimó en un aproximado de tan solo 5.1 años para el cierre del 2016 según un informe dado a conocer por el Ministerio de Minas y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Por esta razón, para asegurar su auto abastecimiento energético, la industria petrolera puso la mira en los yacimientos no convencionales (los cuales anteriormente no tenían gran relevancia gracias a la necesidad de técnicas especiales para su explotación).

La dificultad con este tipo de yacimiento es que las condiciones geológicas y las propiedades de los fluidos no permiten el flujo del hidrocarburo por producción primaria, por lo cual en algunos casos es necesario realizar un fracturamiento hidráulico en la formación.

Dicha tarea requiere de una inversión significativa tanto de carácter monetario como de planeación. Aquí es donde entra el rol de la simulación, acortando la brecha entre los escenarios planteados y la realidad, por medio de predicciones arrojadas por el simulador.

Pero los simuladores comerciales trabajan con modelos basados en asunciones, que convierten el problema del fracturamiento hidráulico en términos más sencillos y manejables, pero que a su vez les restan precisión a los parámetros obtenidos en algunos de los casos en donde no se aplican dichas suposiciones. Por esta razón es necesario comprender el lenguaje de programación y la mecánica de la fractura para así poder suplir las limitaciones que estos traen y seleccionar los modelos adecuados, enfocando la herramienta a los casos que se desean, mediante un código propio.

1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

A la hora de diseñar un tratamiento de fracturamiento hidráulico es necesario comprender los mecanismos que involucran su crecimiento e interacción con las propiedades geomecánicas de la roca. Estas interacciones se pueden predecir mediante modelos matemáticos que buscan describir la geometría de la fractura y la respuesta de la roca, aunque lamentablemente aún no se posee certeza de la precisión de estos modelos con la realidad que sucede en el subsuelo, debido a que a pesar que existe variedad en los métodos de diagnóstico (como técnicas de registro, pruebas de pozo, entre otras) cada prueba tiene sus limitaciones y no existe una manera directa de medir la geometría de la fractura creada.

Que existan limitantes no significa que, no se deban usar los datos arrojados por las técnicas de diagnóstico, por el contrario, entre más datos se posean, mejor será la coincidencia del modelo predictivo con el historial de producción de la fractura diseñada. Por esta razón se debe seguir trabajando en los modelos de fracturamiento, impulsando a mejoras y analizando sus aplicaciones, para cerrar la brecha entre los resultados esperados y los obtenidos en este procedimiento.

En este trabajo se desarrolló una herramienta software titulada FracHi, capaz de predecir el comportamiento geométrico de fracturas planares 2D en medios homogéneos e isotrópicos, la cual además de visualizar parámetros como la presión neta, volumen remanente en la fractura, eficiencia de fluido fracturante y geometría 3D de la fractura, también puede utilizarse para sensibilizar propiedades operacionales, reológicas y geomecánicas y ver su reacción inmediata ante estos cambios.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general Desarrollo de una herramienta software para la predicción del comportamiento geométrico de fracturas hidráulicas.

1.1.2 Objetivos específicos

- Revisar y caracterizar las variables geomecánicas y de flujo necesarias para el desarrollo de los modelos analíticos.
- Seleccionar los modelos analíticos que representen el comportamiento de fracturas hidráulicas.
- Construir una herramienta computacional en lenguaje de programación de alto nivel que realice el modelamiento de la predicción del comportamiento de las fracturas hidráulicas.
- Validar la herramienta computacional desarrollada, mediante la comparación de los resultados obtenidos, con modelos de fracturamiento hidráulico documentados en la literatura.

1.2 ALCANCE

El desarrollo de una herramienta software bajo un lenguaje de programación de alto nivel, para la predicción 2D del comportamiento de fracturas hidráulicas por medio de simulación analítica.

1.3 METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

Para llevar a cabo los objetivos planteados, se propusieron una serie de etapas de la metodología del trabajo que se emplearan en la realización del proyecto.

1.3.1 Etapa Conceptual

- Recopilación de información para el desarrollo de antecedentes.
- Definición de los modelos analíticos que modelen el fracturamiento hidráulico y el comportamiento mecánico de las rocas.
- Selección del modelo analítico que mejor se ajuste a los requerimientos de precisión y capacidad computacional.
- Determinación de las variables geomecánicas y de flujo que se consideraran en el modelo analítico establecido.

1.3.2 Etapa de Desarrollo

- Construcción o codificación del algoritmo en un lenguaje de programación de alto nivel.
- Diseño de la interfaz de usuario asegurando que sea lo más intuitiva posible.

1.3.3 Etapa de Validación

- Evaluación de resultados por medio de comparación entre los datos arrojados por el algoritmo construido y casos de material bibliográfico recopilado.

1.4 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El primer fracturamiento hidráulico se llevó a cabo en el año 1949 por la petrolera Stanolind Oil ahora conocida como Amoco Corporation, aunque el concepto de

fracturar la formación para mejorar la productividad se remonta mucho antes en los años 1860's, en donde se utilizaba nitroglicerina como detonante.¹

Actualmente los tratamientos de fracturamiento hidráulico han cambiado bastante, principalmente por el tipo y los volúmenes de fluidos fracturante inyectados, que, debido a pruebas llevadas a cabo a través de los años, se han ido perfeccionando y asegurando un menor impacto en el medio ambiente.

Al día de hoy el fracturamiento hidráulico se ha vuelto una parte importante en la industria de los hidrocarburos debido a su gran cantidad de aplicaciones como es la de convertir campos que de otro modo serian inviables comercialmente, reparar zonas dañadas cercanas al pozo en formaciones débiles, servir como pruebas piloto (Mini-Frac) para determinar tipos y direcciones de esfuerzos en la formación y así ajustar los parámetros obtenidos a operaciones masivas, determinar gradientes de fractura en operaciones de perforación, entre otros.

¹ Montgomery Carl T y Smith Michael HYDRAULIC FRACTURING: History of an enduring technology. NSI Technologies. - 2010. - pág. 16.

2. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA

La geomecánica es la disciplina que estudia el comportamiento de todos los materiales de origen geológico, en respuesta a los cambios de esfuerzos, presión, temperatura y otros parámetros ambientales.

Dentro de la geomecánica se ramifica la mecánica de rocas, la cual es aplicada a la Ingeniería de Petróleos. Dicha rama a pesar de ser relativamente joven, y más en cuanto a su aplicación en la industria, ha adquirido un rol vital, en gran parte de los procesos referentes a la exploración y producción de hidrocarburos.

2.1 ESFUERZOS IN-SITU

El esfuerzo se define como la medida de fuerza por unidad de área superficial que soporta o se aplica sobre un cuerpo.

Las rocas del subsuelo están sometidas a múltiples esfuerzos, los cuales están asociados a las fuerzas que los componen, siendo fuerzas de cuerpo o másicas producto de la gravedad, y fuerzas independientes a la masa del cuerpo llamadas de superficie, como las que se originan por actividad tectónica.

Los esfuerzos son magnitudes vectoriales los cuales dependiendo de su dirección de propagación respecto al plano en el que actúe se pueden descomponer y componer en dos: Esfuerzos normales o compresivos y Esfuerzos de corte o cizalla.

2.1.1 Esfuerzo normal. Denotado con la letra griega sigma (σ), el esfuerzo normal es aquel que actúa en dirección perpendicular a un plano o superficie (ver figura 1).

Generalmente los esfuerzos normales tienden a variar el volumen del cuerpo al cual se aplican, comprimiendo o separando según sea el sentido (compresivo o tensional). Un ejemplo de ello es la presión hidrostática.

En la ecuación 1 se puede apreciar matemáticamente la definición del esfuerzo normal.

$$\sigma = \frac{F_{\perp}}{A} \quad (1)$$

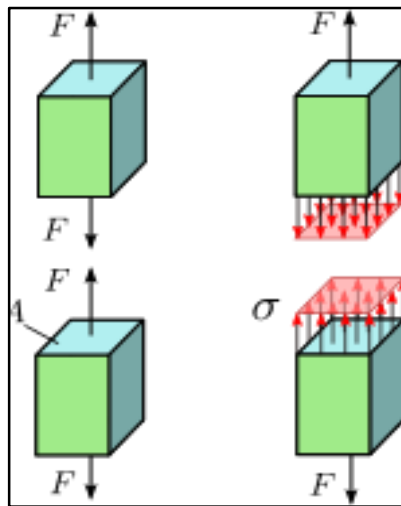
Donde:

σ : Esfuerzo normal

F_{\perp} : Fuerza perpendicular

A: Área

Figura 1 Esfuerzo normal aplicado a un cuerpo



Fuente: STOLFI, Jorge. Axial_stress.svg; [En línea]. 2013. (Recuperado el 8 octubre 2017.)
Disponible en: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Axial_stress_noavg.svg

2.1.2 Esfuerzo de corte. Denotado con la letra griega tau (τ), el esfuerzo de corte o cizalla es aquel que actúa en dirección paralela a un plano o superficie.

Generalmente los esfuerzos de corte tienden a deformar el cuerpo al cual se aplican sin modificar su volumen, desplazando algunas partes con respecto a otras (ver figura 2).

En la ecuación 2 se puede apreciar matemáticamente la definición del esfuerzo de corte:

$$\tau = \frac{F_{\parallel}}{A} \quad (2)$$

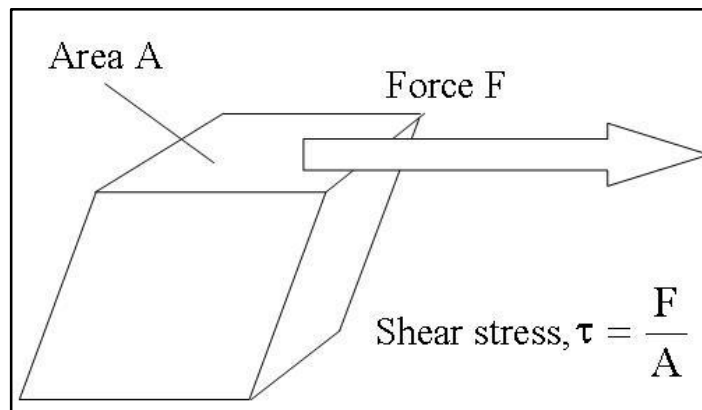
Donde:

τ : Esfuerzo de corte

F_{\parallel} : Fuerza paralela

A: Área

Figura 2 Esfuerzo de corte aplicado a un cuerpo.



Fuente: Finite Element Method. [En línea]. S.f. (Recuperado el 10 octubre 2017.)
Disponible en: <https://syafiqmohd.wordpress.com/shear-rubber/>

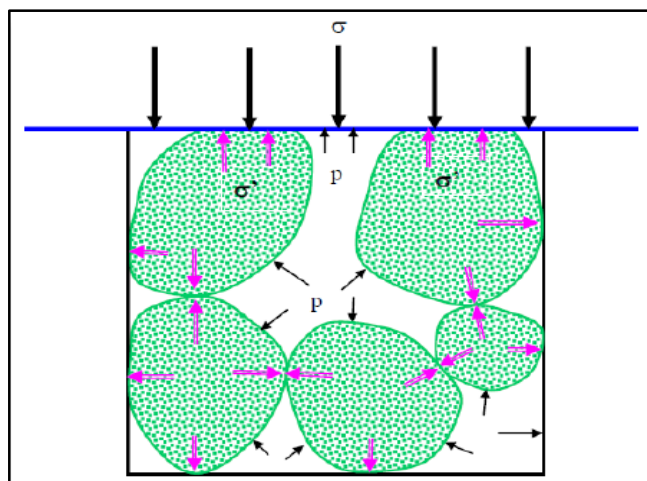
2.2 PRESIÓN DE SOBRECARGA

La presión de sobrecarga o también conocida como *overburden* se define como la presión ejercida por el peso de las capas suprayacentes y sus fluidos contenidos, a una formación de interés, y depende de la densidad de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos de la columna litostática.

2.3 PRESIÓN DE PORO

Mientras la depositación de los sedimentos se lleva a cabo, el fluido intersticial puede ser expulsado a medida que dichos sedimentos se comprimen, formando la roca y a su vez disminuyendo la porosidad de la misma. Por lo contrario, si la presión de sobrecarga no excede la tasa de abandono del medio poroso, el fluido se mantendrá presente ejerciendo una presión hidrostática en todas direcciones.

Figura 3 Representación de la presión de poro



Fuente: GARAVITO, Jessica yurley y CARDENAS, Oscar sebastian. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. 95 p.

2.4 ESFUERZO EFECTIVO

Una de las primeras teorías del esfuerzo efectivo fue planteada por Terzaghi en 1925, el cual afirma que “el esqueleto sólido del suelo poroso saturado de fluido, soporta solo una parte del esfuerzo aplicado, en conjunto con el aporte de la presión de poro de los fluidos alojado en los intersticios”².

A medida que las capas de sedimento se van depositando, la profundidad de enterramiento de los estratos va en aumento, junto con la presión vertical o de sobrecarga, reduciendo la porosidad, por ende, la permeabilidad y litificando la roca. La cementación de la roca, producto de la litificación puede reducir el aporte de presión generado por el fluido para contrarrestar el esfuerzo vertical.

Este efecto fue descrito más adelante por Terzaghi y Peck (1948) en donde se agregó el término del coeficiente poroelástico o bien llamado constante de Biot. Matemáticamente el esfuerzo efectivo se expresa de la siguiente manera (ver ecuación 3):

$$\sigma' = \sigma + nP_p \quad (3)$$

Donde:

σ' : Esfuerzo efectivo.

σ : Esfuerzo normal total o de sobrecarga.

n : Coeficiente poroelástico. $0 \leq n \leq 1$

P_p : Presión de poro.

² V.I, Osipov. Physicochemical Theory of Effective Stress in soils. Springer, 2015. p.35

2.5 TENSION PLANA

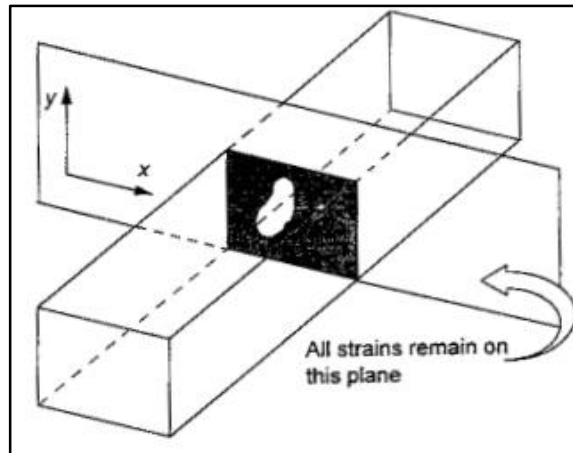
Estado de esfuerzo en una región contenida en un plano bidimensional en donde actúan esfuerzos dentro del plano, pero despreciando los esfuerzos normales a este. Para ser más claro, se tiene una lámina delgada contenida en el plano X, Y en donde se desprecian los esfuerzos normales Z y tangenciales XZ y YZ.

No necesariamente significa que al despreciarse el esfuerzo en una de las tres direcciones (por ejemplo, en la dirección Z), el plano no se deforme en esa dirección (por ejemplo la lámina pueda hincharse).

2.6 DEFORMACIÓN PLANA

Desde el aspecto de la mecánica de los sólidos, el problema de distribución de esfuerzos y deformaciones, se puede reducir a dos dimensiones usando la suposición del estado de deformación plana, en donde un cuerpo volumétrico sometido a un estado de cargas homogéneo durante toda su longitud, con una tercera dimensión significativamente mayor que las otras dos, se divide en varias secciones transversales de igual espesor, como se puede ver en la figura 4, ubicada a lo largo del eje Z y particionada de manera que las secciones transversales queden paralelas al plano XY.

Figura 4 Material en estado de deformación plana.



Fuente: VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

Al igual que como vimos en el estado de tensión plana, en donde todas las cargas que actúan dentro del plano están contenidas en la región bidimensional, lo mismo pasa en esta situación con las deformaciones, las cuales están contenidas en el plano XY e independientes del eje Z . Cabe aclarar que todas las secciones transversales del cuerpo actúan de manera independiente.

3. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El proceso de fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación, desarrollado en la vecindad del pozo, el cual consta de la inyección de un fluido (generalmente base agua, aunque también puede ser base aceite, espuma o ácido) a presiones mayores a la presión de fractura de la zona de interés, generando la formación de fracturas o grietas de pocas pulgadas de diámetro y hasta cientos de pies de longitud.

Posterior a la formación de dichas fracturas se inyecta junto con el fluido un material sólido granulado o también conocido como material propante, encargado de impedir que la presión de sobrecarga vuelva a cerrar las fracturas.

3.1 CONCEPTOS RELACIONADOS

A continuación, se enumeran algunos de los conceptos relacionados al fracturamiento hidráulico.

3.1.1 Presión de fractura. Se define como la cantidad de presión hidráulica dentro del pozo a hueco abierto, necesaria para fracturar una formación objetivo, la cual debe ser mayor a la suma de la presión de poro, más el valor de esfuerzo mínimo horizontal tangencial a la cara del pozo. Depende de la profundidad y composición de la columna litostática, la presión de poro, coeficiente de Poisson, tensiones tectónicas, anisotropía, porosidad y el tipo de roca a ser fracturada.

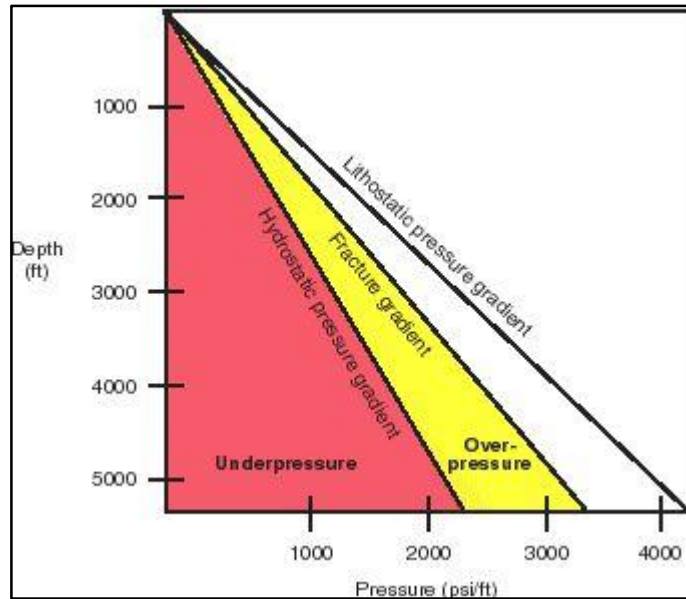
Generalmente la presión de fractura o también llamada de ruptura se expresa como un gradiente de presión con las unidades psi sobre pie [psi/ft] (ver figura 5), y se puede determinar mediante cualquiera de las siguientes pruebas:

- LOK: Por sus siglas en inglés (*Leak-off test*), o prueba de filtrado.
- FIT: Por sus siglas en inglés (*Formation integrity test*) o prueba de integridad de la formación.
- *Limit test* o prueba de límites.

Las tres pruebas básicamente comparten el mismo principio: Bombear pequeñas cantidades de fluido a presión en la nueva zona de hueco abierto, por debajo del zapato previamente cementado y registrar los cambios de presión en la superficie.

Generalmente la presión aumenta linealmente con el volumen inyectado, hasta que la formación es fracturada. Después de esto, la presión aumentará en una menor medida, o inclusive puede caer drásticamente si se llega a fracturar demasiado la formación.

Figura 5 Presión vs. Profundidad



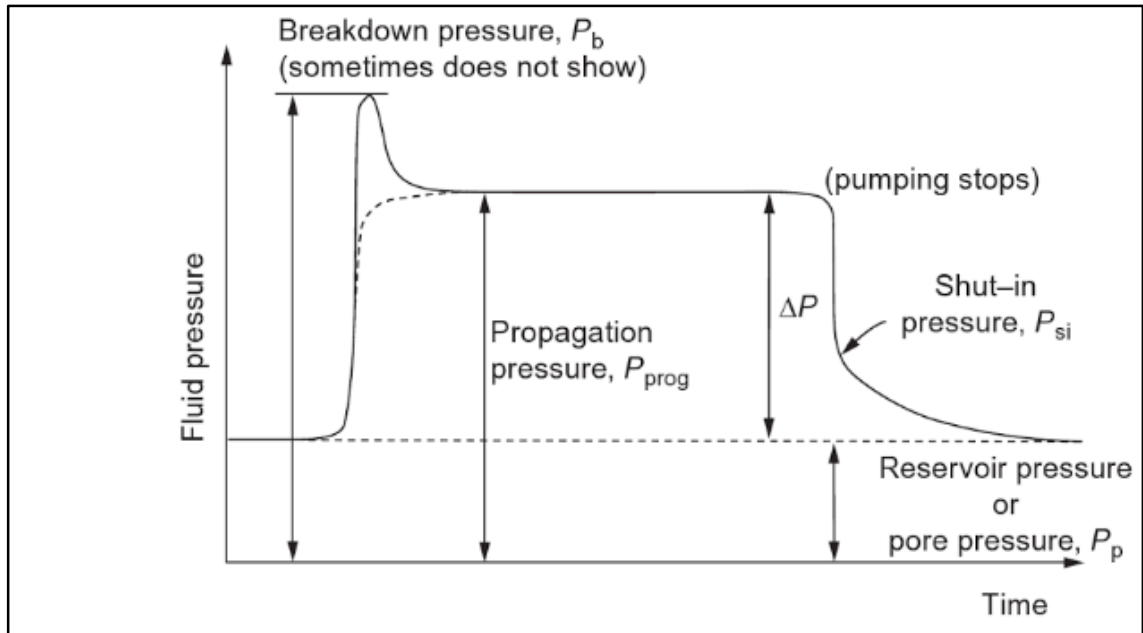
Fuente: Oilfield Glossary Schlumberger. [En línea]. S.f. (Recuperado el 10 octubre 2017.) Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fracture_gradient.aspx

3.1.2 Presión de propagación. Posterior a dar inicio a la aparición de la fractura en la cara del pozo, su extensión aumenta a medida que se bombea fluido.

Según el comportamiento de la presión neta evidenciado en el registro de presión de fondo de pozo (ver figura 6), se puede determinar el comportamiento de la fractura, en este caso su proceso de extensión. Generalmente un *plateau* de presión indica un crecimiento inestable o pérdida de fluido dentro de la formación.

Observando la figura 6 nuevamente, después de la máxima presión o presión de fractura (no siempre se evidencia tan claramente) se puede apreciar una porción constante la cual está definida como presión de propagación de fractura.

Figura 6 Registro de presión de fondo de pozo



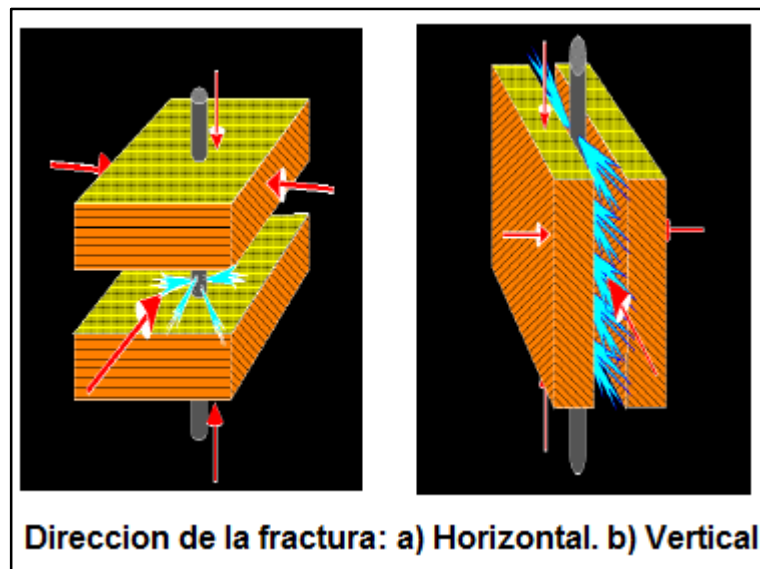
Fuente: Ching H, Y & Xiaowei. *Mechanics of Hydraulic Fracturing*. 2 ed. Austin.: Elsevier, 2014

3.1.3 Presión de cierre. Cuando las bombas responsables de la circulación del fluido fracturante se detienen, se evidencia una caída brusca de presión hidráulica o también conocida como presión instantánea de cierre. Ver figura 6. Si no existe dentro de la fractura un agente propante o de sostén, el fluido fracturante se filtrara hacia el yacimiento, disminuyendo paulatinamente la presión hasta alcanzar la presión de poro de la formación, cerrando la fractura anteriormente creada.

3.1.4 Dirección de la fractura. Existen diversos parámetros que afectan el comportamiento de la fractura, entre los cuales, el campo de esfuerzos in situ juega un papel fundamental. Existen tres esfuerzos principales normales a los ejes cartesianos, denotados $\sigma_V > \sigma_{Hmax} > \sigma_{Hmin}$, en orden descendente de magnitud, siendo generalmente el esfuerzo vertical el mayor (debido a la profundidad de la mayoría de yacimientos), seguido del horizontal máximo, y el horizontal mínimo el menor.

Según sea la disposición de estos esfuerzos será la dirección de la fractura resultante, siendo vertical si el esfuerzo mínimo es horizontal u horizontal si el esfuerzo mínimo es vertical.

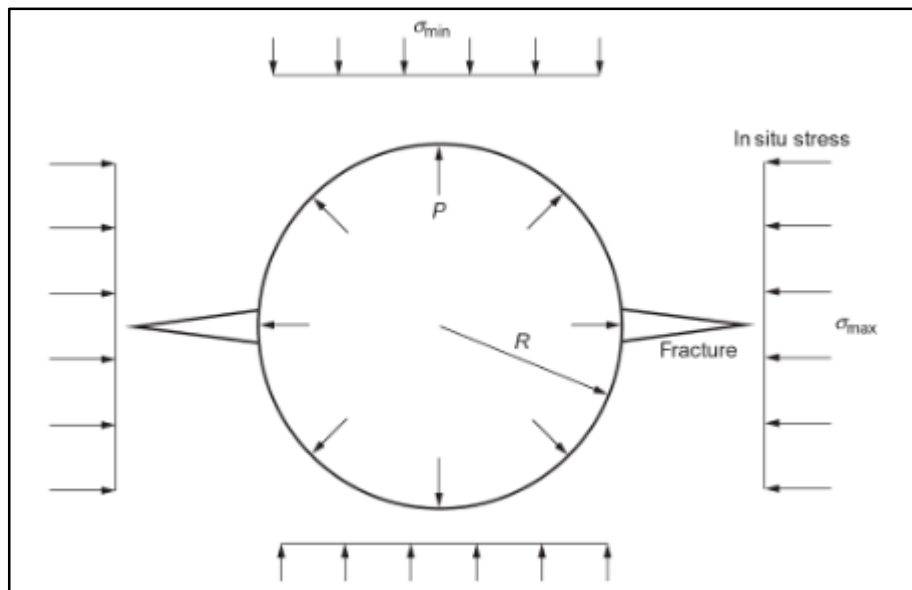
Figura 7 Dirección de fractura



Fuente: DORADO Z, Jairo D. y OLIVARES M, Fabián A. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. 309 p.

3.1.5 Plano de fractura. El plano que contiene la fractura tiene tanto dirección como buzamiento, los cuales dependen de la magnitud de los esfuerzos in situ. El esfuerzo principal máximo controla el buzamiento u orientación del plano de fractura, pudiendo ser horizontal, vertical u oblicua, mientras que el esfuerzo principal mínimo controla la dirección o azimut del mismo, el cual se desarrolla perpendicular al plano del menor esfuerzo principal. Ver figura 8.

Figura 8 Sección horizontal de un pozo vertical bajo la acción de un esfuerzo in situ y presión de fondo



Fuente: Ching H, Y., & Xiaowei. Mechanics of Hydraulic Fracturing. 2 ed. Austin.: Elsevier, 2014

3.1.6 Conductividad de la fractura. El objetivo principal de la estimulación por medio de fracturas hidráulicas es el de incrementar la producción de la zona de interés, lo cual se cumple gracias a que la permeabilidad de la fractura es mayor a la de la formación, lo cual obliga a los hidrocarburos a fluir desde el yacimiento hacia la fractura y de allí hacia el pozo.

Esta capacidad que tiene la fractura para permitir el flujo de fluidos se le conoce como conductividad de la fractura, la cual está en función de la permeabilidad del empaquetamiento del material propante en condición de fondo y el ancho. Ver ecuación 4. Estos a su vez dependen del diámetro del material propante, su empaquetamiento y concentración respectivamente.³

$$C_f = w * k_f \quad (4)$$

Donde:

C_f : Conductividad de la fractura

w: Ancho de la fractura

k_f : Permeabilidad de la fractura

3.1.7 Fluido fracturante. Es el encargado de transmitir presión hidráulica a la formación objetivo hasta sobrepasar la presión de fractura de la misma, resultando en una ruptura de la roca consecuencia de la canalización de dicho fluido. Además de generar y transmitir las fracturas, el fluido fracturante se encarga de transportar el material sostén o propante de la superficie hasta el subsuelo.

Entre las propiedades fundamentales de los fluidos de fracturamiento se encuentran, una alta viscosidad para facilitar el inicio de las fracturas y el transporte del apuntalante, pero a su vez debe ser fácilmente bombeable sin muchas pérdidas por fricción, que sea compatible con la formación y sus fluidos, poca pérdida de filtrado (lo que se verá representado en una alta eficiencia de fluido) y finalmente que sea lo menos dañino posible, por cuestiones medio ambientales y de seguridad.

³ DORADO Z, Jairo D. y OLIVARES M, Fabián A. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.Pag 69

Por último, los fluidos de fracturación pueden ser a base agua, aceite, mezcla agua/aceite (emulsiones), mezcla agua/gas, o mezcla aceite/gas (espumas).

3.1.8 Eficiencia de fluido. A la hora de diseñar un programa de fracturamiento hidráulico se tiene muy en cuenta el volumen de fluidos a inyectar, ya que, como las demás partes de la operación, presentan un gran costo que juega en contra de la rentabilidad del proyecto. Por esta razón se busca, que dicho fluido presente unas propiedades específicas para disminuir el filtrado hacia el medio poroso. La eficiencia de fluido es, por ende, la fracción de fluido que permanece en la fractura a lo largo del proceso de bombeo, y según la ecuación 5 matemáticamente se expresa así:

$$\eta = \frac{V}{V_l} \quad (5)$$

Donde:

η : Eficiencia de fluido.

V : Volumen de la fractura creada.

V_l : Volumen de fluido filtrado (“Leak-off”).

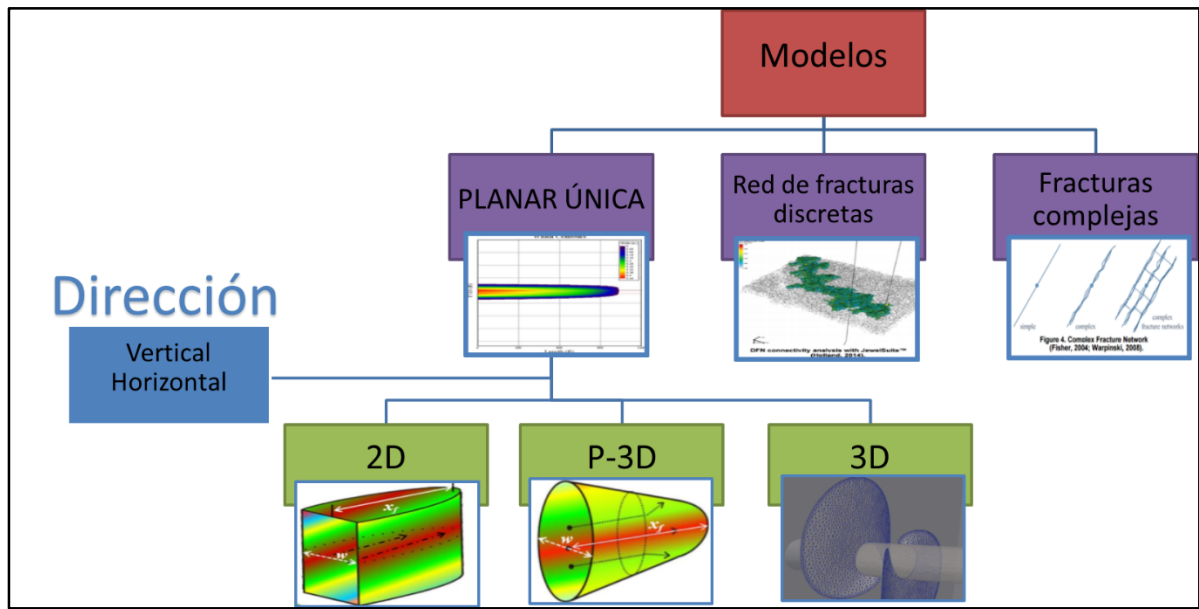
Variando entre cero y la unidad (o entre cero y cien, si se expresa en porcentaje), y analizando la anterior expresión, es fácil observar que, a menor volumen de filtrado, mayor eficiencia de fluido.

3.2 TIPOS DE FRACTURAS SEGÚN EL MODELO

El tema de la simulación de fracturamiento hidráulico se puede abordar de muchas maneras, generalmente dependiendo de la complejidad de los modelos, la capacidad computacional y la robustez de los datos de entrada. Las categorías de

modelos comunes utilizados en los software de fracturamiento hidráulico se pueden apreciar en la figura 9.

Figura 9 Clasificación de modelos de fracturas hidráulicas



Modificado de: Arndt, Stephan; Van der Zee, Wouter, & Hoeink, Tobias. Hydraulic Fracturing Simulation for Fracture Networks. Berlin.: Baker Hughes. 2015.18 p.

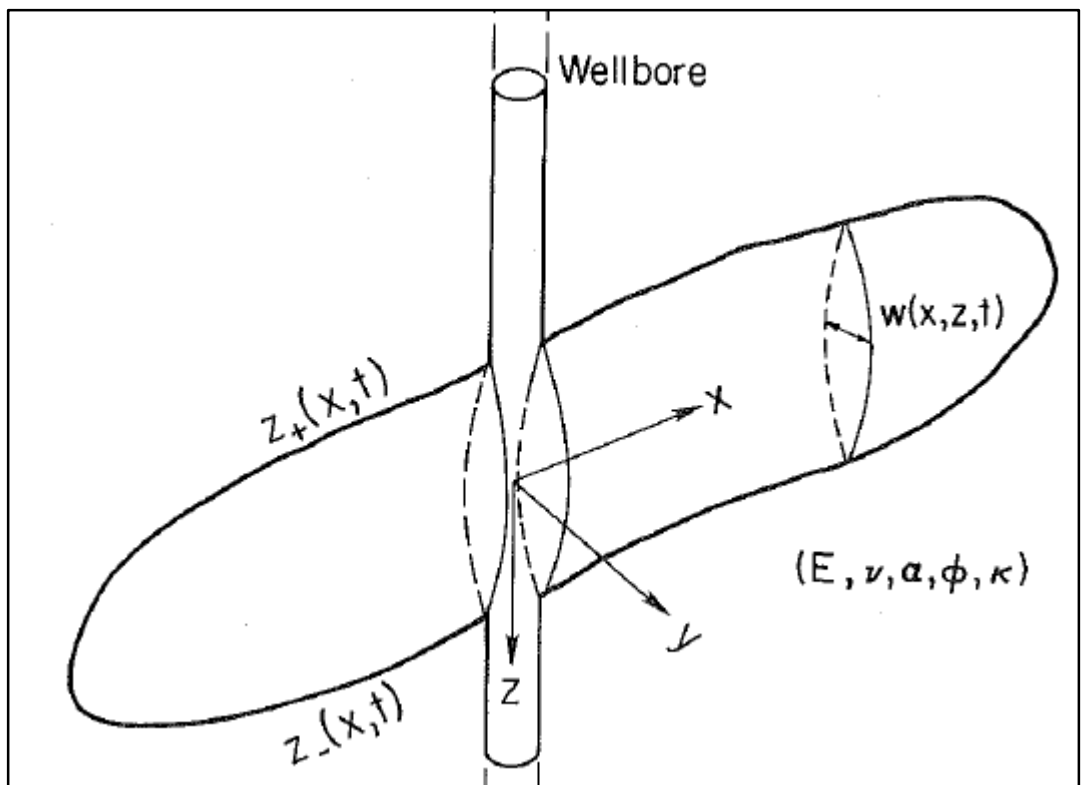
3.2.1 Fractura plana única. Son fracturas como su nombre lo dice, contenidas en un único plano, y poseen la típica geometría representada en los primeros modelos en donde por medio de suposiciones se reduce la complejidad del problema (ver figura 10).

Mediante excavaciones de rocas hidráulicamente fracturadas, pruebas con núcleos, entre otras técnicas, se ha determinado que las fracturas hidráulicas se alejan de la geometría idealizada de los primeros modelos, aunque teóricamente se afirma que “Las fracturas planas resultan cuando el pozo está alineado con uno de los principales esfuerzos”.⁴

⁴ Wu, Yu-Shu. Hydraulic Fracture Modeling. 1st ed. Gulf Professional Publishing. 2017. 566 p.

A pesar de que estos modelos se han ido quedando atrás en la lucha por el entendimiento de la mecánica y geometría de las fracturas creadas hidráulicamente, aun poseen ciertas ventajas como es el caso de evaluar y analizar los parámetros operativos como volúmenes de inyección, presiones de fondo, etc. y ver como reaccionaria la formación de manera rápida y puntual, gracias a su sencillez, y así tomar acción ante los parámetros observados versus los previstos.

Figura 10 Esquema de fractura hidráulica planar



Fuente: MENDELSON, D. A. A Review of Hydraulic Fracture Modeling—Part I: General Concepts, 2D Models, Motivation for 3D Modeling. Ohio State University. Ohio.: Journal of Energy Resources Technology. 1984. 8 p.

3.2.2 Fractura planar única 2D. Debido a la suposición de deformación planar, los problemas que encierran la mecánica de fractura se pueden reducir de un entorno complicado 3D a uno 2D mucho más sencillo. Siendo así, se denominan modelos 2D o bidimensionales, ya que se debe fijar como constante una de las tres dimensiones de la fractura (generalmente son modelos de altura constante). Cabe agregar que dentro de esta categoría también hace parte el modelo radial o comúnmente llamado *Penny-shape* en el cual se debe fijar el radio constante.

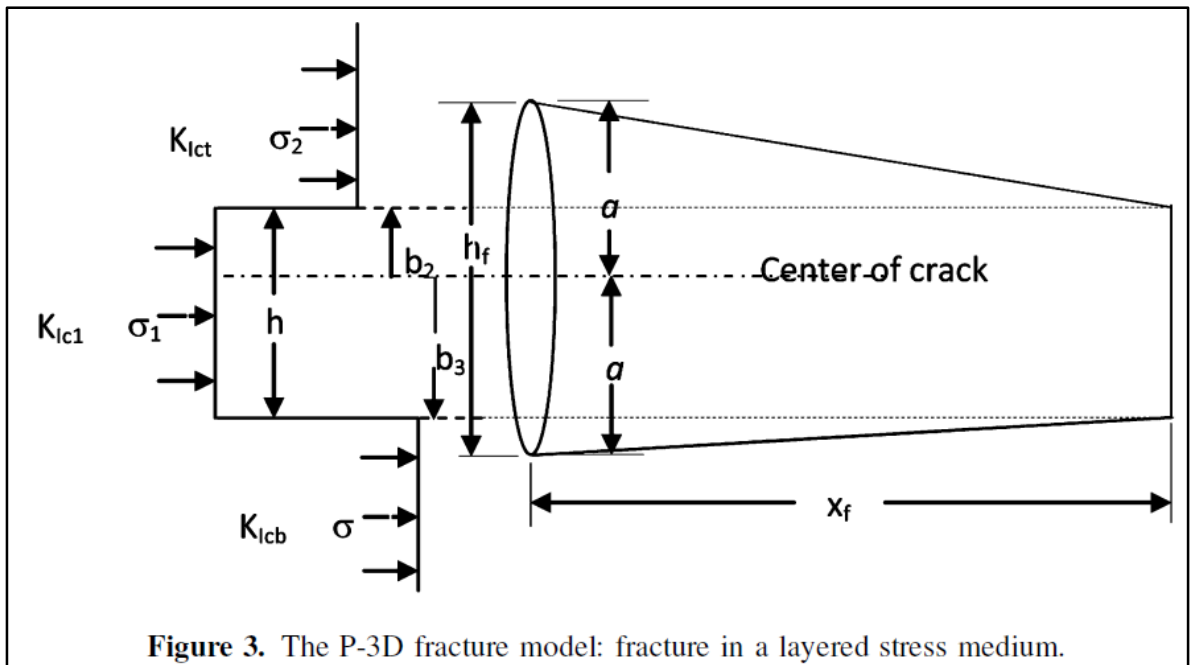
Dependiendo del plano escogido en el que se aplica la condición de deformación, estos modelos de altura constante se pueden dividir en dos, surgiendo el modelo PKN basado en la deformación planar vertical, y su contraparte el modelo KDG basado en la deformación planar horizontal, los cuales son los tratados en esta tesis y se profundizara más adelante.

3.2.3 Fractura planar única Pseudo-3D. Para que exista la condición de deformación planar en la cual están basados los modelos 2D, el material a ser fracturado (en este caso la roca) se supone homogéneo, continuo e isotrópico, lo cual como es bien sabido se aleja bastante de la realidad, además de la presunción de que la fractura permanezca contenida dentro de un intervalo predefinido (altura constante), los registros apuntan a que no existen barreras litológicas claras que respalden dicho comportamiento. Debido a esta contrariedad surgen los modelos Pseudo-3D (figura 11), debido a la necesidad de predecir el crecimiento de fracturas en formaciones productoras multicapa con diferentes propiedades (heterogéneas) y tensiones in situ (anisotrópicas), pero sin la complejidad y la capacidad computacional requerida de un modelo completamente 3D.

Al igual que los modelos 2D en donde el flujo es unidimensional (horizontal en dirección al avance de la fractura), la mayoría de los modelos P-3D (como se encuentra comúnmente en la literatura) no consideran el flujo de fluido vertical, sino

que, en cambio, predicen la altura por medio de un balance en la distribución de presión neta a lo largo de su longitud y con el uso de los criterios de la mecánica de fractura.

Figura 11 Geometría de modelo P-3D en formación multicapa

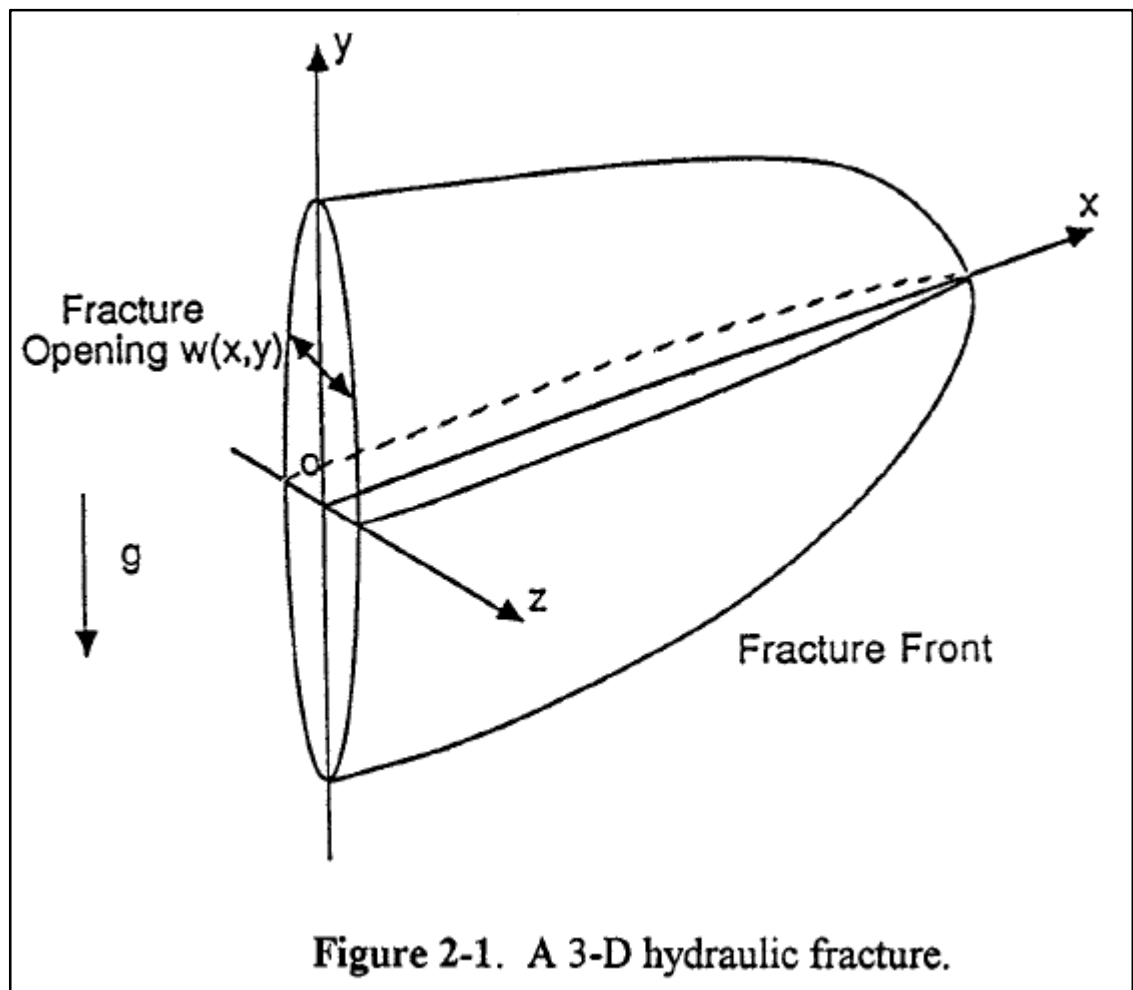


Fuente: RAHMAN, M. M, and RAHMAN, M. K. A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand.: Taylor & Francis Group. 2010. 23 p.

3.2.4 Fractura planar única 3D. Se les llama 3D ya que, a diferencia de sus predecesores, estos modelos predicen el crecimiento y variación de geometría de la fractura de manera tridimensional (ver figura 12), eliminando las suposiciones simplificadoras de una fractura contenida en un único plano pre establecido y agregando flujo de fluido en dirección vertical y horizontal (flujo bidimensional), pero a su vez son mucho más complejos, requieren mayor cantidad de cálculos repetitivos y de datos geológicos.

Estos modelos, al igual que los P-3D, surgen de la necesidad de predecir fracturas hidráulicas con crecimiento en altura variable para estratos multicapa, con diferentes parámetros y distribución de esfuerzos in situ. También describen mejor la disipación de energía en la roca, tienen en cuenta consideraciones térmicas, transporte de apuntalante y muchas otras mejoras, dando como resultado una mayor precisión en sus resultados.

Figura 12 Esquema de fractura hidráulica 3D



Fuente: Ching H, Y., & Xiaowei. Mechanics of Hydraulic Fracturing. 2 ed. Austin.: Elsevier, 2014

3.2.5 Red de fracturas discretas. Una red de fracturas discretas o abreviado DFN (por sus siglas en inglés, *Discrete Fracture Networks*) es una representación modelada de un medio fracturado para predecir su dinámica de flujo y determinar el desempeño del yacimiento. A diferencia de los modelos planares únicos, en la categoría de DNF generalmente no se analiza el comportamiento o la introducción de nuevas fracturas, sino más bien evaluar el medio ya fracturado, sea hidráulicamente o de manera natural.

Estos modelos, se construyen mediante pruebas de bombeo y trazadores en donde se definen familias de fracturas creando una red interconectada (cada fractura es representada como un plano en el yacimiento, con propiedades como apertura y permeabilidad), y esta información es muy útil a la hora de planificar la trayectoria de un pozo productor.

3.2.6 Fracturas complejas. La suposición de una fractura planar contenida en un único plano a menudo no está justificada, por esta razón los nuevos modelos se han enfocado en la premisa de que pueden desarrollarse fracturas más complejas. Existen casos en donde las fracturas hidráulicas (HF) se encuentran con fracturas naturales (NF) generando una red de fracturas complejas con un ángulo y geometría que dependerán de una serie de factores o también cuando se realizan campañas posteriores de estimulación en donde los cambios tensiones y la anisotropía del yacimiento pueden generar fracturas perpendiculares a las inicialmente creadas.

4. MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

A lo largo de los años muchos modelos se han desarrollado con el propósito de predecir de la manera más acertada posible la geometría de las fracturas hidráulicas formadas en el yacimiento, pero hasta los años 70's mejores técnicas de diagnóstico, herramientas computacionales más avanzadas y modelos 2D más sofisticados arrojaron datos de mejor calidad permitiendo así abrir paso a modelos 3D más robustos y precisos.⁵

A pesar de los grandes avances en la simulación de fracturas hidráulicas aún se tienen muchas imprecisiones en los resultados obtenidos, ya que todos los modelos fallan en poca o gran medida en sus predicciones, generalmente debido a información de entrada errónea producto de una caracterización deficiente del yacimiento, suposiciones incorrectas, registros distorsionados de presión neta tomados en superficie (producto de carga hidrostática corregida y caídas de presión en tubería), entre otros.⁶

4.1 ECUACIONES CONSTITUTIVAS DE LAS ROCAS

“El fracturamiento hidráulico involucra básicamente tres procesos:

- 1) La deformación de las superficies de fractura
- 2) El flujo de fluidos dentro de la fractura
- 3) La propagación de la fractura”⁷.

⁵ BRADY, Barry, et al. Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design. Houston.: Oilfield Review. 1992. 14 p.

⁶ BENNETT, Les, et al. La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas.: Oilfield Review. 2006. 16 p.

⁷ LI, Quanshu, et al. A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir.: Elsevier on behalf of KeAi. 2015. 8p.

Cabe aclarar que además de los procesos anteriormente mencionados pueden agregarse el transporte de material propante, transferencia de calor, entre otros; de lo cual dependerá la complejidad del modelo a escoger y la capacidad computacional con la que se cuente.

En cuanto al primer proceso, la mecánica de fracturas es la encargada de estudiar y predecir la propagación de las grietas en los materiales, en este caso más concretamente en las rocas del subsuelo. Basados en las teorías que constituyen la mecánica de fracturas se han desarrollado una amplia variedad de modelos analíticos que intentan recrear el comportamiento mecánico de las rocas y su consecuente fallo al aplicárseles esfuerzos.

4.1.1 Mecánica de Fractura Lineal Elástica. También conocido como LEFM por sus siglas en inglés (Linear elastic fracture mechanics), es la teoría básica de fractura, el cual es ampliamente usado por su simplicidad (modelo de dos parámetros). Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ϵ), los cuales relaciona la Ley de Hooke.

La mayoría de rocas poseen un comportamiento no lineal cuando se les someten a grandes esfuerzos, pero para cambios lo suficientemente pequeños se puede describir por relaciones lineales

4.1.2 Constantes elásticas.

4.1.2.1 Módulo de Young. También conocido como módulo de elasticidad longitudinal, es una medida de la rigidez de un material elástico la cual relaciona la deformación de dicho material bajo un esfuerzo aplicado.

Poniendo el concepto en contexto, es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación, la cual es constante independiente del esfuerzo aplicado (siempre y cuando no se exceda el límite elástico de la misma) y matemáticamente se expresa según la ecuación 6 así:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (6)$$

Donde:

E: Modulo elástico de Young, el cual es un indicador de cuando se deforma un material cuando se le aplica un esfuerzo.

ε : Deformación longitudinal

σ : Esfuerzo.

Tabla 1 Valores comunes de Modulo de Young y Relación de Poisson para distintas rocas

Tipo de roca	Módulo de Young (E) GPa	Relación de Poisson (ν)
Anhidrita	73	0.295
Pizarra	35.4	-
Conglomerado	91.61	0.1
Diorita	100.8	0.26
Granito	38.98	0.19
Caliza	65.71	0.17
Shale	31.16	0.14
Arenisca	26	0.27
Sal	33.03	0.06

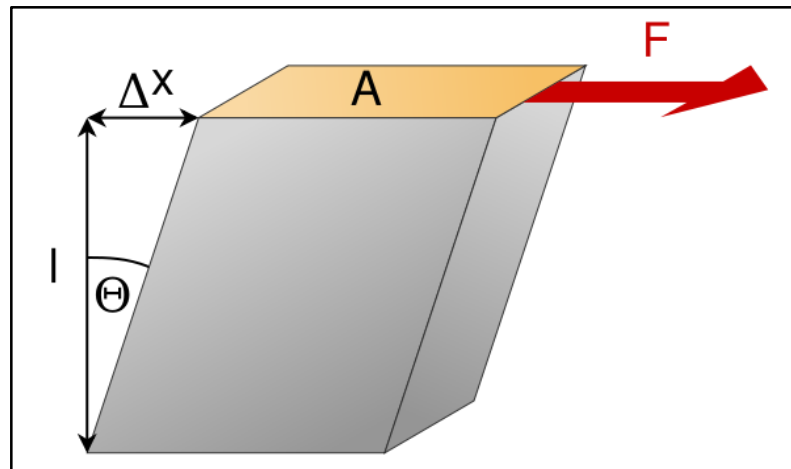
Fuente: GARAVITO, Jessica Yurley y CARDENAS, Oscar Sebastián. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. 95 p.

4.1.2.2 Relación de Poisson. También conocido como módulo de Poisson (ν), en el caso particular de la mecánica de rocas, es una medida de la relación entre la expansión lateral (ϵ_l) con la contracción longitudinal o axial (ϵ_a) de la roca cuando se somete a compresión, y se denota según la ecuación 7 así:

$$\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \quad (7)$$

4.2 Módulo de cizalladura. Es una medida de la resistencia de un material elástico a deformarse (sin existir cambio en su volumen), producto de un esfuerzo cortante. Dicho modulo se conoce con variedad de nombres como: Modulo de corte, modulo elástico tangencial, segunda constante de Lamé, entre otros.

Figura 13 Esquema para la medición del Módulo de cizalladura



Fuente: TARINGA. [En línea]. S.f. (Recuperado el 5 noviembre 2017.) Disponible en <https://www.taringa.net/posts/ciencia-educacion/8211001/Modulo-de-Poisson.html>

Para un material elástico lineal e isotrópico este valor es constante, y matemáticamente se expresa así:

$$G = \frac{\tau}{\theta} \approx \frac{F/A}{\Delta x/l} \quad (8)$$

Donde:

G: Modulo de cizalladura

τ : Tensión o esfuerzo cortante

θ : Deformación angular

4.2.1 Módulo de deformación plana. En problemas en los que se asumen estados de deformación plana, como es el caso de los modelos de fracturas plasmados en esta tesis, algunos autores prefieren reemplazar los módulos de elasticidad comunes (G, E, ν) en sus ecuaciones, por el dicho módulo, por motivos de simplificación.

El módulo de deformación plana para materiales homogéneos isótropos se relaciona de la siguiente manera:

Tabla 2 Interrelaciones entre constantes elásticas para un material isotrópico

G	$\frac{E}{2(1 + \nu)}$	$\frac{E'(1 + \nu)}{2}$	
E	$2G(1 + \nu)$	$E'(1 + \nu)$	
ν	$\frac{E - 2G}{2G}$	$\frac{E' - 2G}{E'}$	
E'	$\frac{E}{1 - \nu^2}$	$\frac{2G}{1 - \nu}$	$\frac{4G^2}{4G - E}$

Fuente: VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

4.3 ECUACIONES CONSTITUTIVAS DE LAS FRACTURAS

Son modelos analíticos que buscan representar de manera teórica los mecanismos fundamentales del proceso de fracturamiento, y por medio de suposiciones, reducir la complejidad del problema para poder resolverlo mediante ecuaciones

(generalmente de tipo diferencial con derivadas parciales, aunque también pueden incluir ecuaciones algebraicas) que después serán convertidas a ecuaciones diferenciales finitas, por medio de métodos numéricos para su utilización en software de simulación.

Desde sus inicios en los años 50's como apoyo a los primeros tratamientos de fracturamiento hidráulico, estos modelos se diseñaron con el objetivo de calcular el volumen fracturante y cantidad de material propante necesarios para crear la fractura de conductividad y geometría requerida.

De manera general los modelos de fracturas hidráulicas implementados por los distintos software se pueden dividir en tres categorías:

- Fractura planar única.
- Redes de Fracturas Discretas.
- Fracturas complejas.⁸

Además de la anterior categoría, que vendría siendo la “complejidad” de la fractura, también se pueden clasificar según el plano de fractura (vertical y horizontal) y la dimensión, siendo 2D los primeros modelos desarrollados y por ende los más comunes, pseudo 3D (P3D), planar 3D (PL3D) y enteramente 3D, los más actuales y por ende más complejos. Solo las fracturas planares únicas 2D verticales se tomaron en cuenta en este trabajo.

⁸ Arndt, Stephan; Van der Zee, Wouter, & Hoeink, Tobias. Hydraulic Fracturing Simulation for Fracture Networks. Berlin.: Baker Hughes. 2015.18 p.

4.3.1 Modelo KGD. Por las siglas de sus autores Khristianovic-Geertsma-de Klerk⁹, el modelo KGD plantea que el ancho de la fractura no varía en el eje vertical, dando como resultado una sección transversal rectangular. Ver figura 14.

Además de la suposición de altura constante, este modelo asume que la fractura está en una condición de deformación plana en el plano horizontal, dando como resultado fracturas más anchas, de menor longitud y con mayor conductividad que su contraparte el modelo PKN.

Las características principales del modelo KGD son:

- Altura fija y flujo en dirección unidimensional horizontal.
- El ancho NO varía con la altura.
- La presión neta decrece con el tiempo.
- El caudal es constante a lo largo de la fractura.

Para resolver el problema de una manera sencilla, los autores del modelo incorporan una serie de asunciones:

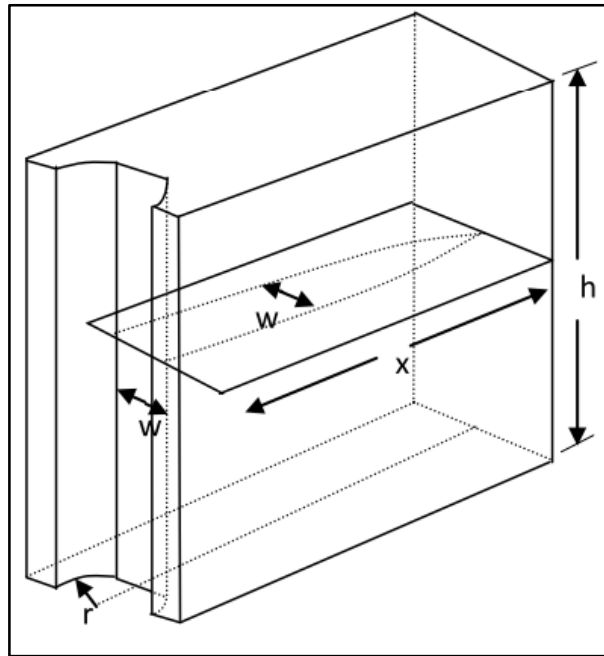
- La formación es homogénea e isotrópica (en cuanto a las propiedades que influyen en el proceso de propagación de la fractura).
- Las deformaciones de la formación durante la propagación de la fractura se pueden derivar de la relación esfuerzo-deformación elástica lineal.
- El fluido fracturante se comporta como un fluido newtoniano (no se tiene en cuenta los efectos en la viscosidad de los aditivos y material propante)
- El régimen de flujo dentro de la fractura es laminar.
- Se asumen patrones geométricos de crecimiento simples (propagación rectilínea).¹⁰

⁹ Geertsma, J., DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures.: SPE 2458. 1969. 11 p.

¹⁰ Geertsma, J., DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures.: SPE 2458. 1969. 11 p.

Por último, se recomienda utilizar este modelo cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor de 1,5.

Figura 14 Geometría de fractura hidráulica del modelo KGD



Fuente: RAHMAN, M. M, and RAHMAN, M. K. A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand.: Taylor & Francis Group. 2010. 23 p.

En el libro de Valkó y Economides¹¹ resuelven las ecuaciones diferenciales parciales de este modelo, convirtiéndolo en un modelo analítico de una manera muy elegante. Empezando por la longitud de la fractura mostrada en la ecuación 9:

$$L = 0.539 \left(\frac{GQ^3}{(1 - \nu)\mu h^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \quad (9)$$

¹¹ VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

Siendo G el módulo de cizalladura, ν la relación de Poisson, Q el caudal de fluido constante, h la altura definida con anterioridad, μ la viscosidad del fluido fracturante y t el tiempo de bombeo. Después de calcular la longitud de un ala de la fractura para un tiempo deseado, se halla el ancho máximo a la cara del pozo mediante la ecuación 10:

$$W_0 = 3.22 \left(\frac{(1 - \nu)\mu QL^2}{Gh} \right)^{1/4} \quad (10)$$

Y teniendo el valor del ancho se procede a hallar la presión neta para las dimensiones de la fractura diseñada mediante la ecuación 11.

$$P_w = \frac{84\mu QL}{\pi h W_0^3} \quad (11)$$

4.3.2 Modelo PKN. Basado en el modelo de Perkins y Kern¹² y modificado posteriormente por Nordgren¹³ agregándole el balance de masa (Ecuación de Carter II, Howard y Fast 1957) y el efecto de pérdida de fluido por filtrado, el modelo 2D PKN es uno de los más usados y populares, ya que su supuesto de deformación plana vertical es físicamente más aceptable que otros modelos de altura constante, e inclusive hoy día se sigue utilizando en algunos casos de manera satisfactoria.¹⁴

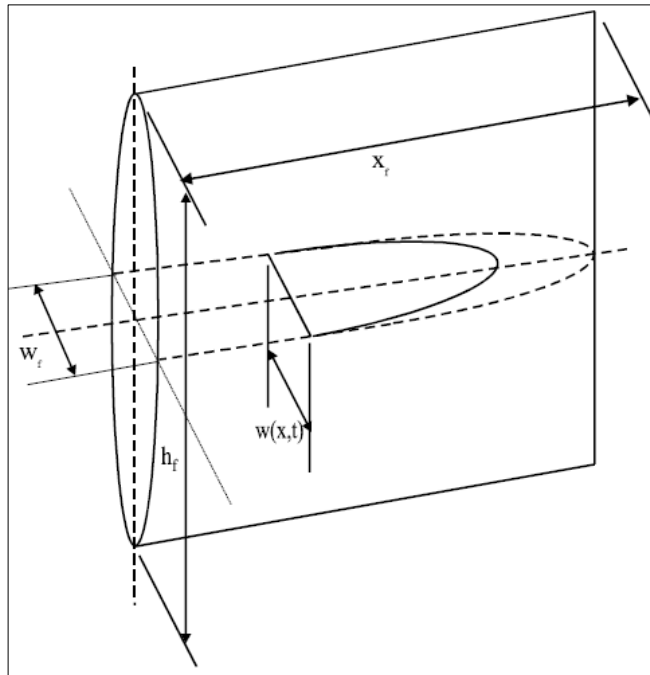
Al igual que el modelo KGD, la altura también se define como constante, y la dirección del flujo dentro de la fractura es unidimensional, pero con la diferencia que el modelo se aplica a fracturas de gran longitud y altura limitada.

¹² PERKINS, T.K; KERN, I.R, Members AIME. Widths of Hydraulic Fractures. Dallas.: SPE 89. 1961. 13 p.

¹³ NORDGREN, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. Houston.: SPE 3009. 1972. 9 p.

¹⁴ RAHMAN, M. M, and RAHMAN, M. K. A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand.: Taylor & Francis Group. 2010. 23 p.

Figura 15 Geometría de fractura hidráulica del modelo PKN



Fuente: VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

Como se observa en la figura 15, se genera una geometría elíptica en las direcciones vertical y horizontal. Según Valko y Economides¹⁵, este modelo se debe implementar cuando la fractura a modelar este confinada por litologías en el tope y fondo que contengan su altura por medio de esfuerzos in situ netamente mayores que la zona de interés.

Una de las asunciones importantes de este modelo es que la tenacidad a la fractura no tiene ningún efecto sobre la geometría de la fractura, es decir, el K_{IC} del medio

¹⁵ VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

rocoso se supone que es cero y se desprecia también el efecto de la presión de poro en la respuesta elástica.

Según Nordgren¹⁶, la ecuación (12) para el flujo de un fluido incompresible dentro de la fractura puede escribirse como:

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_L + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad (12)$$

Donde:

$q(x, t)$: Es la tasa de volumen de flujo dentro de la sección transversal de la fractura

$q_L(x, t)$: Es a tasa de volumen de fluido filtrado a la formación por unidad de longitud de la fractura.

$A(x, t)$: Es el área de la sección transversal de la fractura.

Resolviendo la anterior ecuación junto con un balance de masa (el cual no se profundizará en este trabajo), se obtienen las ecuaciones analíticas que predicen la geometría de la fractura.

$$x_f = 0.524 \left(\frac{GQ^3}{(1-v)\mu h^4} \right)^{1/5} t^{4/5} \quad (13)$$

Donde X_f es la longitud de un ala de la fractura, G es el módulo de cizalladura, Q es el caudal de fluido inyectado, h es la altura de la fractura, ν es la relación de Poisson y el 0.524 es una constante que depende del factor de forma que se escoja.

El ancho máximo en la cara del pozo se define en la ecuación 14 como:

$$W_0 = 3.57 \left(\frac{(1-v)\mu Q^2}{Gh} \right)^{1/4} t^{1/5} \quad (14)$$

¹⁶ NORDGREN, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. Houston.: SPE 3009. 1972. 9 p.

La presión neta puede escribirse como (ver ecuación 15):

$$P_w = 1.52 \left(\frac{G^4 \mu Q^2}{(1-v)^4 h^6} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad (15)$$

Teniendo como base las ecuaciones del modelo PKN, Nordgren las modifíco para incluir el filtrado constante, resultando el modelo conocido por algunos autores como PKN-C. En donde la longitud (ver ecuación 16) ahora se deba hallar por medio de un ciclo iterativo, ya que la longitud está en función del ancho promedio, que a su vez está en función de la longitud.

$$x_f = \frac{(\bar{W} + 2S_p)}{4C_L^2 \pi h_f} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]; \quad \beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{\bar{W} + 2S_p} \quad (16)$$

En donde \bar{W} (ecuación 17):

$$\bar{W} = \frac{\pi}{5} 3.27 \left(\frac{\mu x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (17)$$

Siendo C_L es el coeficiente global de filtrado [ft/min^{1/2}], el cual se puede determinar por pruebas de laboratorio. Cabe aclarar que el procedimiento de diseñar una fractura según el modelo KGD que involucre el filtrado por medio de la ecuación de Carter II es similar, con la única diferencia de la ecuación del ancho promedio, que varía ligeramente.

5. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE FRACHI

Para desarrollar el algoritmo y la interfaz gráfica de usuario (GUI por sus siglas en inglés de *Graphical user interface*), se escogió el entorno informático MATLAB (*MATrix LABoratory*), y su respectivo lenguaje de programación propio de alto nivel (.M) por su amplia lista de bibliotecas, detallada documentación y ejemplos incorporados que facilitan su comprensión y aprendizaje, además de su eficiente manejo de cálculos matemáticos y su variada gama de funciones para visualizar datos en 2D y 3D. La fundamentación matemática de la herramienta desarrollada está soportada en la referencia Hydraulic Fracture Mechanics-Valko y Economides-1995, capítulo 9- COUPLING OF ELASTICITY, FLOW AND MATERIAL BALANCE.

FracHi, por la abreviación de “Simulador Analítico de **F**racturas **H**idráulicas”, es una herramienta software que permite el diseño y la predicción del comportamiento de fracturas hidráulicas planares, basado en la solución analítica de los modelos pilares 2D (PKN y KGD), los cuales fueron los predecesores de todo el desarrollo actual de la simulación de fracturamiento hidráulico. Los parámetros de salida del software son la geometría de la fractura (longitud, ancho y altura, estableciendo la última con anterioridad) la cual puede ser representada en 2D o 3D según el usuario lo prefiera, la presión neta, el volumen que permanece contenido en la fractura y por último la eficiencia del fluido fracturante utilizado.

FracHi se compone de cuatro pestañas en donde se distribuye la información necesaria para que el usuario introduzca los datos de entrada de una manera organizada y sistemática. Luego de recibir y almacenar toda la información el algoritmo calcula por medio de una serie de iteraciones matemáticas los resultados de los parámetros de salida y su posterior visualización según la elección del usuario.

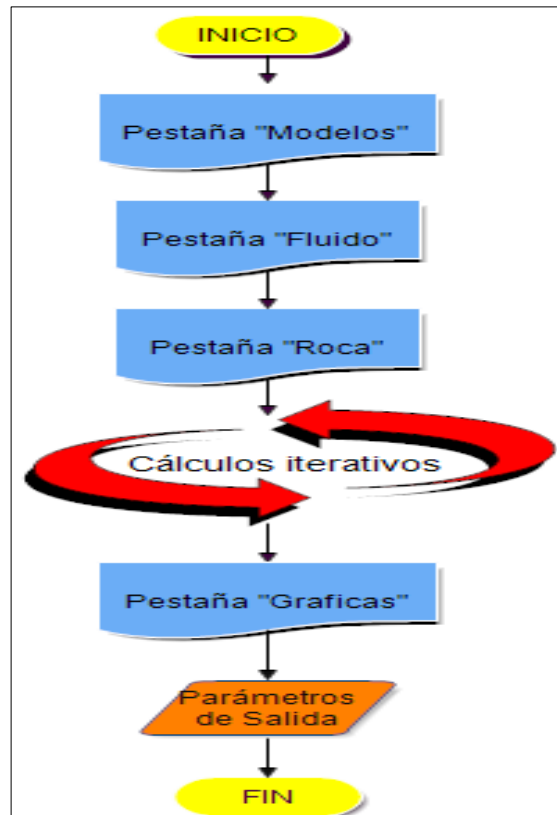
Entre las ventajas que posee la herramienta software FracHi están la evaluación de las propiedades geomecánicas del yacimiento de manera local y su efecto en el comportamiento de las fracturas diseñadas, comparar los parámetros de salida entre los dos tipos de modelos incorporados (PKN y KGD) y sus tres variaciones de complejidad (sin filtrado, con filtrado y con fluido no newtoniano), la validación de posteriores simuladores numéricos o futuros modelos, facilitar y agilizar la sensibilidad de parámetros en los modelos, la posibilidad de cargar data dura de campo o de otros modelos mediante la opción de importar datos en Excel, para compararla con los resultados obtenidos por FracHi, entre otros.

En cuanto a las limitaciones de la herramienta, la principal, es que a la hora de ejecutar el código, en el equipo deba estar instalado el programa MATLAB versión R2015b o superior ya que a pesar de que MATLAB posee la opción de empaquetar sus códigos en ejecutables (.exe) con sus respectivas librerías (lo cual se realizara con la herramienta FracHi), no todos los equipos poseen los complementos necesarios para su buen funcionamiento, otras limitante son la entrada de los valores únicamente en sistema métrico, la imposibilidad de generar más de un gráfico 3D a la vez, y la aparición de errores en los eje verticales cuando se generan más de un tipo de parámetro a la vez, como por ejemplo la longitud y la presión contra el tiempo en un mismo gráfico.

5.1 ALGORITMO DE LA HERRAMIENTA

A continuación, se presentan una serie de esquemas o diagramas de flujo, que facilitaran el entendimiento de la herramienta software y explicaran al usuario el paso a paso para el diseño de una fractura hidráulica. Primeramente, nos encontramos con el esquema general de la herramienta (ver figura 16) en donde a groso modo se resumen los componentes y el funcionamiento de la misma.

Figura 16 Esquema general del software FracHi



Seguidamente viene el diagrama de flujo de la primera pestaña operativa (ya que a diferencia de la primera el cual solo es informativa, en esta pestaña se introducen y almacenan las variables referentes al fluido fracturante). Como se aprecia en la figura 17, se deben tomar una serie de decisiones dependiendo de la cantidad de datos disponibles, que afectan el proceso iterativo y los resultados obtenidos. Como se mencionó anteriormente los dos modelos incorporados poseen tres variaciones de complejidad (sin filtrado, con filtrado y fluido no newtoniano), los cuales necesitan cierta cantidad de información de entrada necesaria para su funcionamiento, pero si se desean comparar sus resultados entre sí (ver figuras en el anexo A), el usuario deberá rellenar la totalidad de datos pertinentes para cada tipo de modelo.

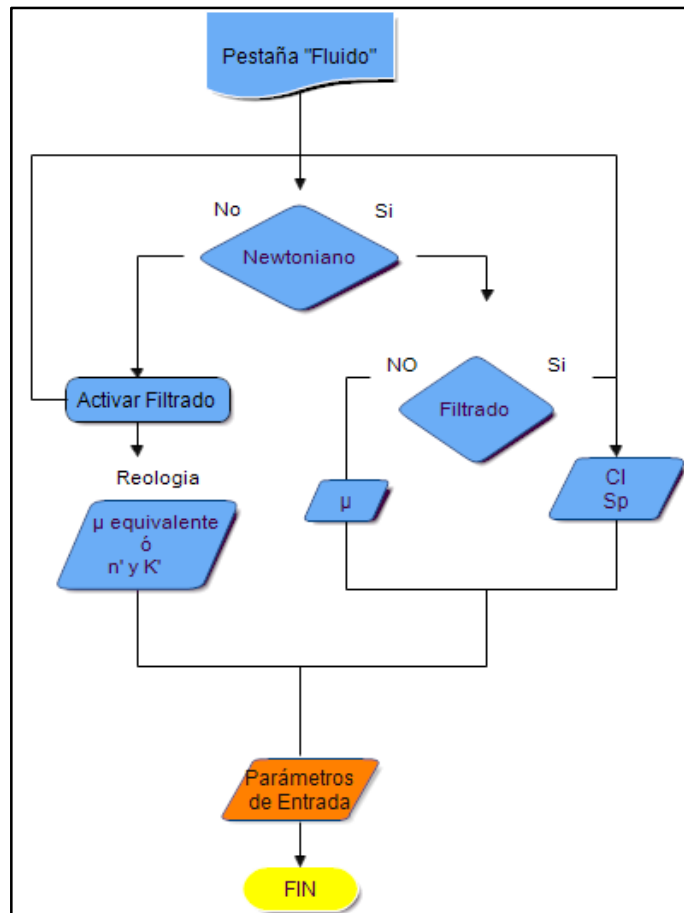
La información requerida para cada variación de modelo es:

Sin filtrado: Solo la viscosidad dinámica del fluido fracturante.

Con filtrado: Coeficiente de filtrado, pérdida de chorro y viscosidad dinámica del fluido fracturante.

No newtoniano: En este caso se puede escoger entre una combinación de Índice de comportamiento e Índice de consistencia, o solo la viscosidad Newtoniana equivalente (que cabe aclarar es diferente para cada tipo de modelo PKN o KGD), además del coeficiente de filtrado y pérdida de chorro (ya que este tipo de modelo solo funciona con la opción de filtrado activada).

Figura 17 Diagrama de flujo de la pestaña Fluido en FracHi

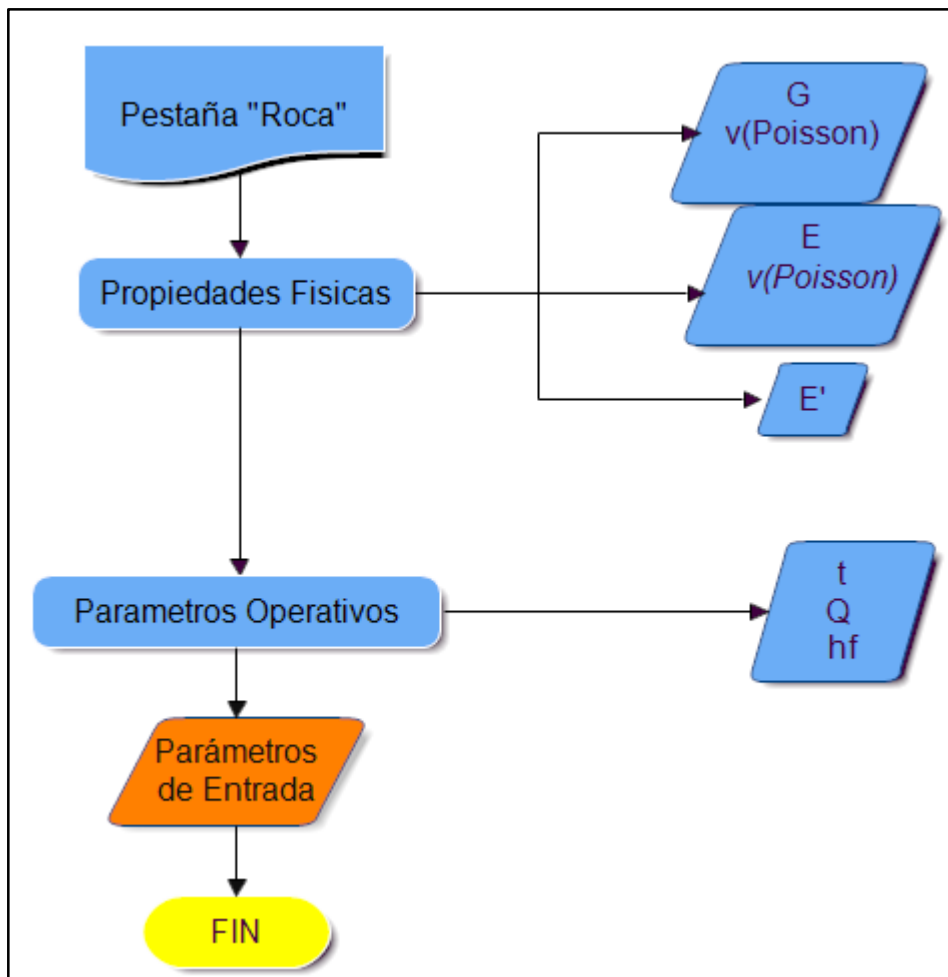


Después de introducir los datos del fluido, siguen las propiedades físicas de la roca, las cuales se pueden introducir en tres combinaciones:

- Módulo de corte (G) y relación de Poisson (ν).
- Módulo de Young (E) y relación de Poisson (ν), o simplemente.
- Módulo de deformación plana E' .

Seguido de los parámetros operativos como el tiempo de bombeo, caudal de inyección y altura de la fractura, como se muestra en la figura 18.

Figura 18 Diagrama de flujo de la pestaña Roca en FracHi

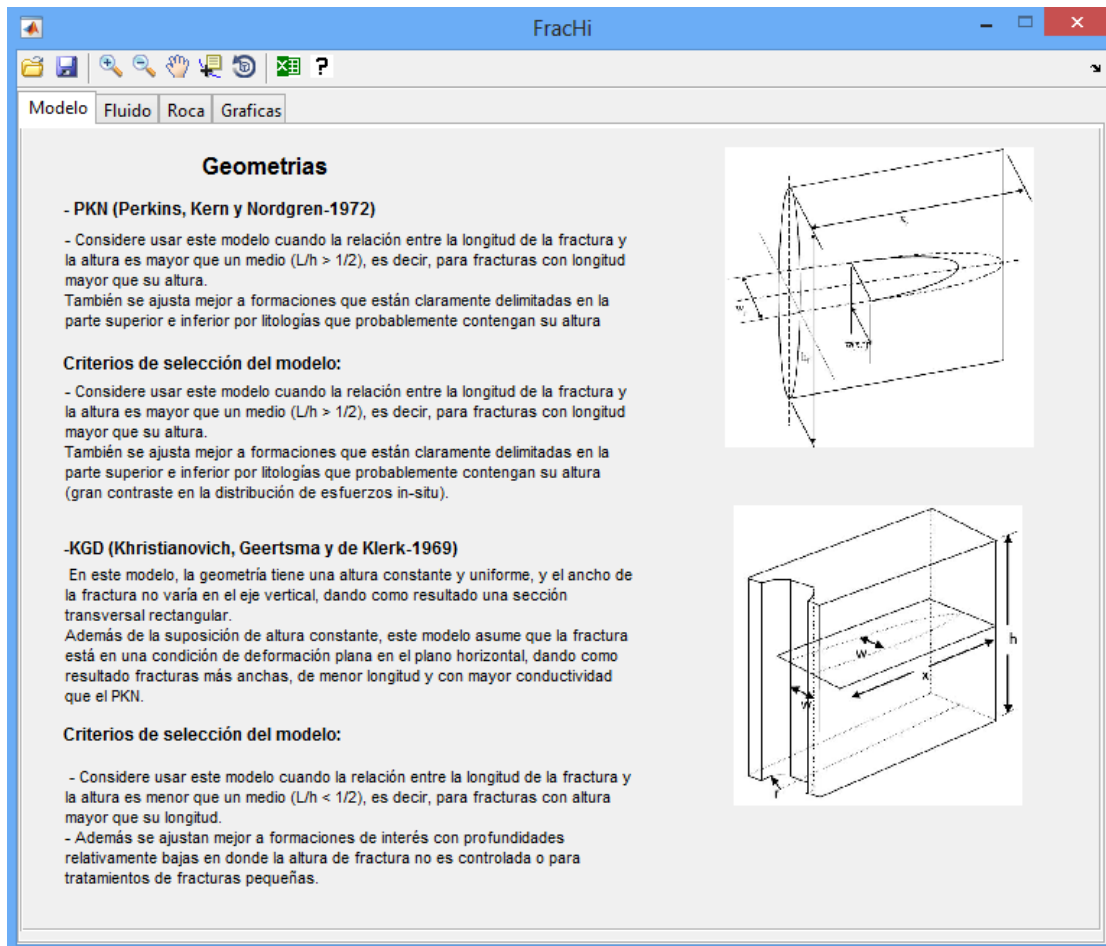


5.2 VARIABLES DE ENTRADA

Las siguientes imágenes de las pestañas de la herramienta, van acompañados por tablas que contienen los parámetros de entrada necesarios para su funcionamiento junto con comentarios por parte del autor para su mayor comprensión.

La primera pestaña mostrada en la figura 19 muestra información pertinente a los modelos PKN y KGD (los cuales son la base de la herramienta software FracHi) como sus autores, descripción y algunos criterios de selección.

Figura 19 Primera pestaña de la herramienta FracHi



Fuente: Herramienta software FracHi.

La segunda pestaña llamada “Fluido” presentado en la figura 20 muestra primeramente un cuadro de texto denominado Reología en donde se deben tomar decisiones respecto al tipo de fluido fracturante a utilizar, seguido de los campos a llenar, de los datos de entrada.

Figura 20 Segunda pestaña de la herramienta FracHi

The screenshot shows the 'Fluido' tab of the FracHi software. The interface is organized into several sections:

- Reologia:** Contains two radio buttons: 'Newtoniano' (selected) and 'No Newtoniano'. To the right, there is a checkbox labeled 'Filtrado (Leak-Off) Activado' which is currently unchecked.
- Filtrado:** Contains two input fields:
 - 'Coeficiente de filtrado (CI)' with a unit of $m.s^{0.5}$.
 - 'Perdida de chorro (Sp)' with a unit of m^3/m^2 .
- Fluido:** Contains four input fields:
 - 'Viscosidad Dinamica' with a unit of 'cps'.
 - 'Viscosidad Newtoniana equivalente' with a unit of 'cps'.
 - 'Indice de Comportamiento (n\'' with a unit of 'N/A'.
 - 'Indice de Consistencia (K\'' with a unit of 'Pa.s^n'.

Fuente: Herramienta software FracHi.

La tabla 3 contiene los datos de entrada de la pestaña “Fluido” para la herramienta FracHi.

Tabla 3 Datos de entrada de la pestaña “Fluido”

Parámetro/S. Unidades	Comentario
Coeficiente de filtrado C_I ($m/s^{0.5}$)	Medida de la tasa con la que el fluido fracturante se filtra hacia la formación. Se determina mediante pruebas de laboratorio, pero depende del área de la fractura.
Perdida de chorro S_p (m^2/m)	Se considera como el ancho del fluido que se filtra, una vez formada la torta. Se determina mediante pruebas de laboratorio, pero depende del área de la fractura.
Viscosidad dinámica μ (Pa.s)	Es la resistencia interna de un fluido a fluir.
Viscosidad Newtoniana equivalente (Pa.s)	En los fluidos no newtonianos, la viscosidad varía, debido a esto se adiciona un parámetro nuevo, calculado para una sección transversal elíptica que corresponde a las condiciones promedio al final del bombeo. Para el modelo PKN es diferente al KGD.
Índice de Comportamiento n' (N/A)	Mide que tan newtoniano es un fluido, relacionando el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Se obtiene de manera experimental
Índice de Consistencia K' ($Pa.s^n$)	Como su nombre lo dice, determina la “consistencia” del fluido, así que entre más alto el valor de K , más viscoso es el fluido. Se obtiene de manera experimental

La tercera pestaña llamada Roca presentado en la figura 21 muestra los datos de entrada de las propiedades físicas de la formación objetivo a ser fracturada (los cuales se explicaron cómo ser ingresados en la sección 5.1 Algoritmo de la herramienta) y los parámetros operativos.

Figura 21 Tercera pestaña de la herramienta FracHi

The screenshot shows the 'Roca' tab of the FracHi software. It features two main sections: 'Propiedades Físicas' and 'Parámetros operativos'. The 'Propiedades Físicas' section includes four input fields for Modulo de Corte (G), Modulo de Young (E), Relacion de Poisson (ν), and Modulo de deformacion plana (E'), each with a unit label (Pa or N/A). The 'Parámetros operativos' section includes three input fields for Tiempo de bombeo (Segundos), Caudal (m³/s), and Altura de la fractura (m).

Propiedades Físicas	
Modulo de Corte (G)	Pa
Modulo de Young (E)	Pa
Relacion de Poisson (ν)	N/A
Modulo de deformacion plana (E')	Pa

Parámetros operativos	
Tiempo de bombeo	Segundos
Caudal	m ³ /s
Altura de la fractura	m

Fuente: Herramienta software FracHi.

La tabla 4 contiene los datos de entrada de la pestaña Roca junto con comentarios del autor para un mejor entendimiento de la herramienta FracHi.

Tabla 4 Datos de entrada de la pestaña “Roca”

Parámetro/S. Unidades	Comentario
Módulo de Corte G (Pa)	Es una medida de la resistencia de la roca a deformarse.
Módulo de Young E (Pa)	Es una medida de la rigidez de la roca y afecta directamente con qué tan ancho se abre la fractura, en una determinada presión de fondo de pozo.
Relación de Poisson ν (N/A)	Influye en el crecimiento en altura de la fractura y su rango es de $0 < \nu \leq 1/2$
Módulo de deformación plana E' (Pa)	Relaciona dos constantes elásticas en un solo valor para simplificar las ecuaciones.
Tiempo de bombeo t (Seg)	Tiempo transcurrido desde que inicio el bombeo. Se puede jugar con este parámetro para obtener las dimensiones de la fractura deseada.
Caudal Q (m^3/s)	Tasa volumétrica de fluido fracturante inyectado.
Altura h_f (m)	Uno de los parámetros más importantes del diseño de la fractura hidráulica y depende de las dimensiones de la zona productora.


Por último, encontramos la cuarta pestaña llamada Graficas, en donde, después de ingresar los parámetros de entrada necesarios, el usuario podrá escoger el tipo de modelo a visualizar de la lista de Módulos (figura 22), seguido del tipo de parámetro de salida deseado, dándole agregar y por último al oprimir Generar se crea una nueva ventana con las gráficas deseadas. Cabe aclarar que el usuario está en la capacidad de escoger más de un parámetro de salida (como se muestra en la figura 1 del anexo A en donde se desea comparar la longitud versus el tiempo de todos los modelos), aunque algunas combinaciones generarían confusión (como es el caso de Geometría 2D y algún otro parámetro) y otras opciones no permiten más de un gráfico a la vez como es el caso de Geometría 3D (ver figura 5 del anexo A). Por esto como recomendación del autor, se debe escoger solo un tipo de parámetro a comparar a la vez.


Figura 22 Cuarta pestaña con módulos desplegados y ventana figura creada





Fuente: Herramienta software FracHi.


En la parte superior de la pestaña Graficas, se encuentran las distintas herramientas que ofrece la herramienta software FracHi, entre las cuales están:


 **Abrir:** Su función es desplegar un buscador de archivos para importar un archivo Excel con datos de otros modelos o de campo hacia la herramienta y compararlos con los diseñados por FracHi. Cabe aclarar que los datos deben estar organizados en dos columnas con antelación, en donde la primera columna es el parámetro X (En todos los casos será el tiempo) y la segunda será el parámetro Y (por ejemplo, la Longitud). Seguido de seleccionar el archivo a importar la herramienta nos pedirá introducir el nombre y su respectiva unidad de cada parámetro para asignar el título de los ejes en la gráfica.


 **Guardar:** Su función es exportar los datos actuales graficados en los ejes coordinados como una imagen en formato JPG.


 **Zoom:** Herramienta gráfica que proporciona la función de ampliar y alejar la sección del parámetro actualmente generado.

 **Arrastrar:** Su función es la de mover la ventana de los ejes para desplazarle a lo largo de la gráfica.

 **Puntero:** Esta herramienta proporciona el valor de los parámetros en los ejes X,Y respectivamente al dar clic en cualquier sección de la gráfica generada.

 **Rotar:** Su función es rotar al antojo del usuario el sólido generado en la opción Geometría 3D, para poder apreciar todas sus vistas.

 **Exportar:** Esta herramienta permite exportar los datos de los parámetros actualmente generados en los ejes coordinados en forma de archivo Excel, organizado en dos columnas

 **Manual de Usuario:** Se desplegará el manual de usuario mediante el cual se dará respuesta a todas las dudas pertinentes al buen funcionamiento del software.

Por último, se puede apreciar en la figura 22, que en la parte inferior derecha se encuentra la opción desplegable de sensibilidad, en donde se agregaron tres variables de entrada a sensibilizar, las cuales son, viscosidad, caudal y altura, y se escogieron ya que son los parámetros que se pueden modificar en superficie. Para sensibilizar una variable solo se debe escoger de la lista desplegable, y arrastrar la barra deslizante hasta obtener el valor deseado, luego aparecerá una nueva grafica en la lista del Graficador y por último oprimir el botón Generar.

5.3 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA FRACHI

La herramienta software FracHi se validó por medio de la comparación de sus resultados obtenidos, con los de modelos y simuladores reportados en la literatura,¹⁷¹⁸¹⁹ entre los cuales se enumeran a continuación tres de ellos.

Ejemplo 1

En la tabla 5 se muestran los datos de entrada del ejemplo uno, para el diseño de una fractura planar única, basada en el modelo PKN, generada en roca impermeable (sin filtrado) con fluido fracturante newtoniano.

Tabla 5 Datos de entrada ejemplo 1

Parámetro/S. Unidades	S.I
Viscosidad	0.56 Pa.s
G	1E10 Pa
v	0.2
Q	0.004 m ³ /s
t	1000 seg
Altura	10 m

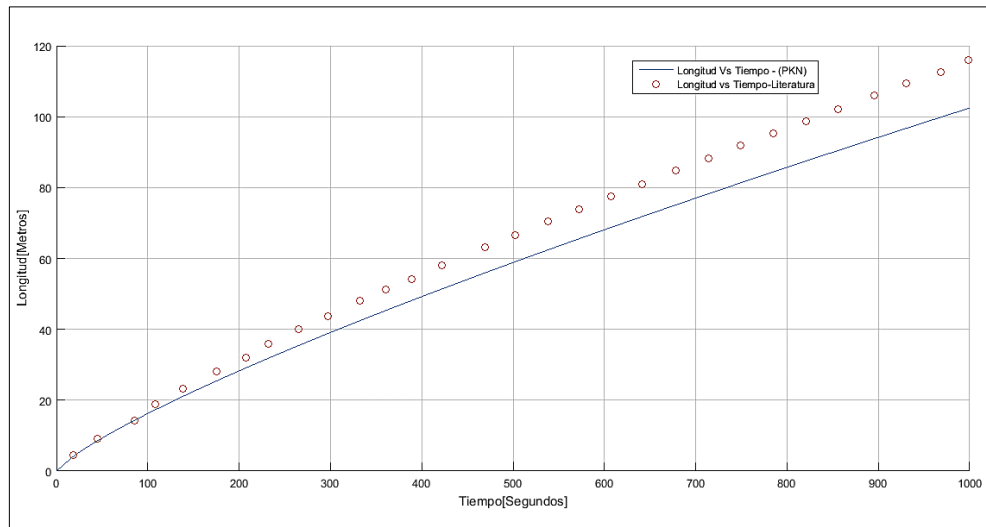
Fuente: XIANG, Jing. A PKN HYDRAULIC FRACTURE MODEL STUDY AND FORMATION. MSc. College Station.: Texas A&M University. Petroleum Engineering. 2011.

¹⁷ XIANG, Jing. A PKN HYDRAULIC FRACTURE MODEL STUDY AND FORMATION. MSc. College Station.: Texas A&M University. Petroleum Engineering. 2011.

¹⁸ VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

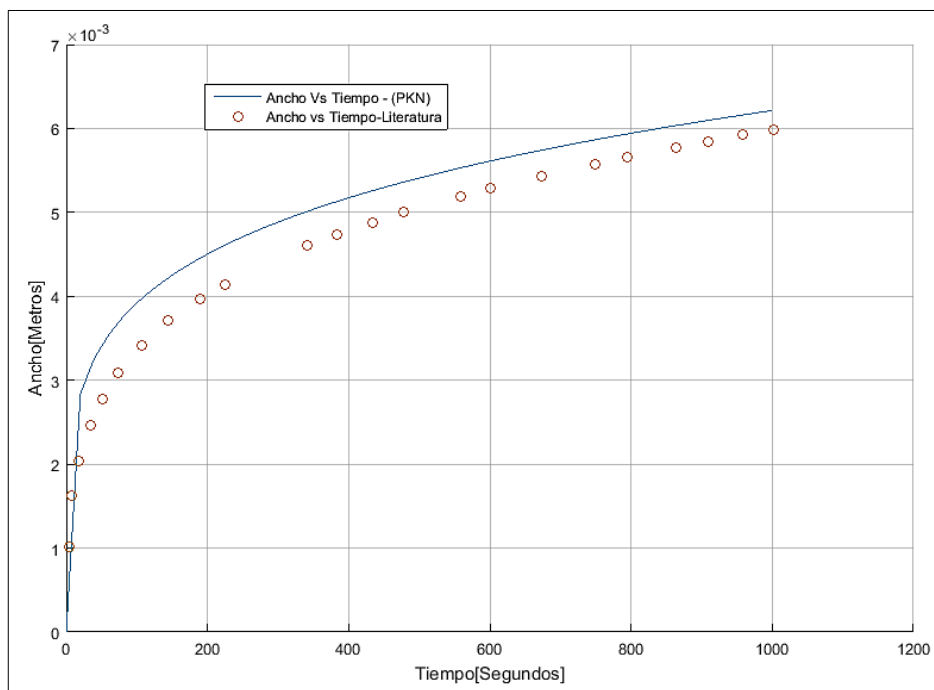
¹⁹ WARPINSKI, N. R, et al. Hydraulic Fracture Model Comparison Study: Complete Results. Nuevo México.: Sandia National Laboratories. 1993. 176 p.

Figura 23 Comparación de longitud vs tiempo para fractura sin filtrado



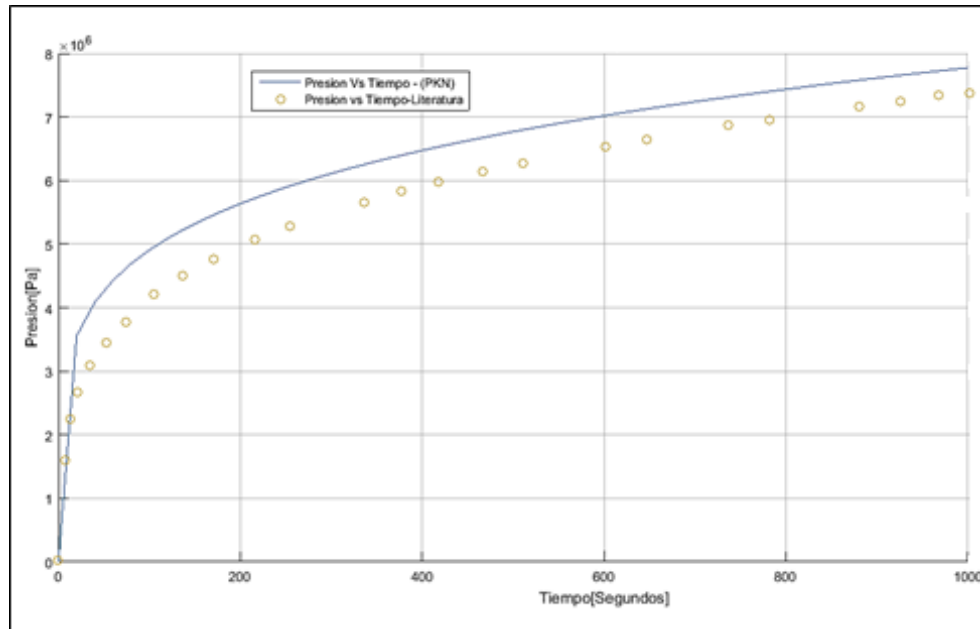
Fuente: Herramienta FracHi.

Figura 24 Comparación de Ancho vs tiempo para fractura sin filtrado



Fuente: Herramienta FracHi.

Figura 25 Comparación de presión vs tiempo para fractura sin filtrado



Fuente: Herramienta software FracHi.

Como se puede notar en las figuras 23, 24 y 25, los resultados obtenidos por la herramienta FracHi se ajustan dentro de un margen de error cercano con los de la literatura.

Ejemplo 2

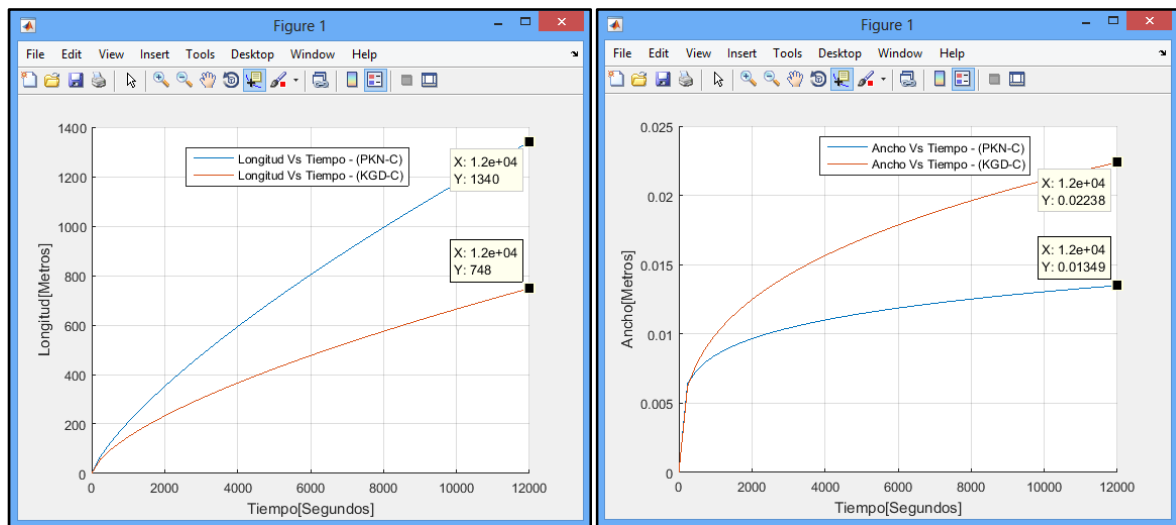
En la tabla 6 se muestran los datos de entrada del ejemplo dos, para el diseño de una fractura planar única, esta vez basado en los modelos PKN y KGD conjuntamente teniendo en cuenta el filtrado y con fluido fracturante newtoniano.

Tabla 6 Datos de entrada ejemplo 2

Parámetro/S. Unidades	S. I
G	2,45E+10 Pa
v	0,2 Pa.s
Cl	9,84E-06 m/s ^{0.5}
Sp	0 m ² /m
Q	0,06625 m ³ /s
t	12000 seg
Altura	51.8 m

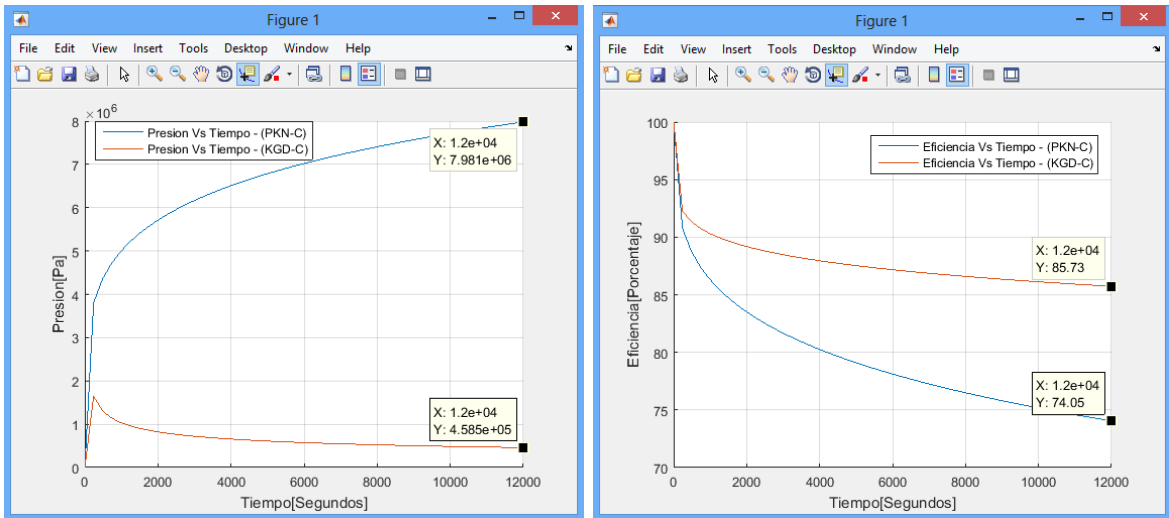
Modificado de: VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

Figura 26 Longitud y ancho vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C respectivamente



Fuente: Herramienta software FracHi.

Figura 27 Presión y eficiencia vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C respectivamente



Fuente: Herramienta software FracHi.

Tabla 7 Resultados simulación de modelos PKN-C y KGD-C

Parámetro	Literatura		Herramienta FracHi	
	PKN-C	KGD-C	PKN-C	KGD-C
xf	1340 m	748 m	1340 m	748 m
Ww,0	1.35e-2 m	2.24e-2 m	1.35e-2 m	2.24e-2 m
η	74.1%	85.7%	74.05%	85.73%
Pn,w	7.98E+6 Pa	4.58E+6 Pa	7.98E+6 Pa	4.58E+6 Pa

Modificado de: VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

Los resultados arrojados por la herramienta FracHi mostrados en la figura 26 y 27 se ajustan perfectamente a los extraídos de la literatura presentados en la tabla 7. Esto no es de extrañar si se aclara que los modelos se basaron en el mismo libro del ejemplo, comprobando que el algoritmo se construyó de manera satisfactoria.

Ejemplo 3

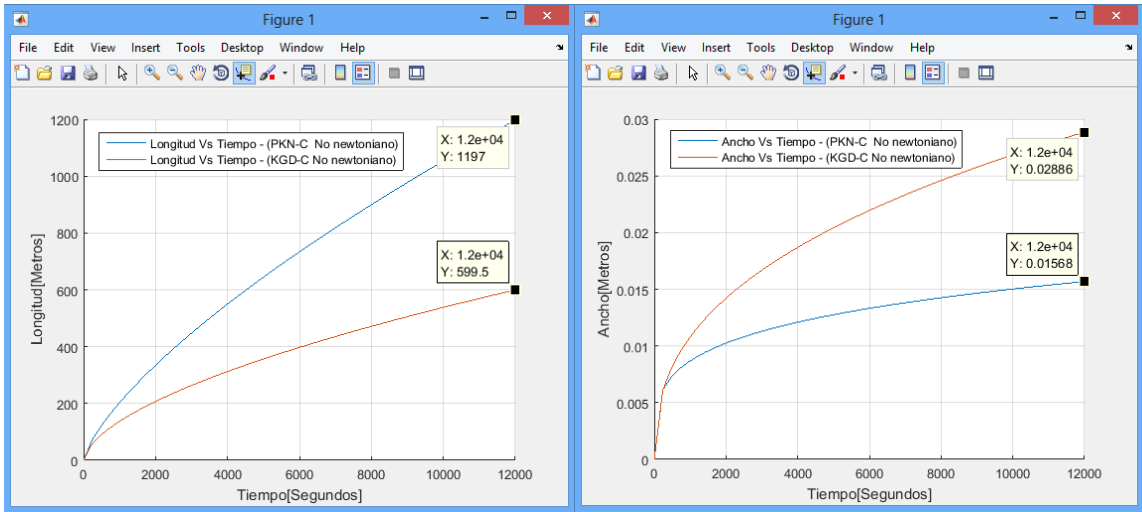
Por último, en la tabla 8 se muestran los datos de entrada del ejemplo tres, al igual que el anterior, para el diseño de una fractura planar única, de los modelos PKN y KGD conjuntamente teniendo en cuenta el filtrado, pero esta vez con fluido fracturante no newtoniano.

Tabla 8 Datos de entrada ejemplo 3

Parámetro/S. Unidades	S. I
G	2,45E+10 Pa
v	0,2 Pa.s
Cl	9,84E-06 m/s ^{0.5}
Sp	0 m ² /m
n'	0.5
K'	2.87
Q	0,06625 m ³ /s
t	12000 seg
Altura	51.8 m

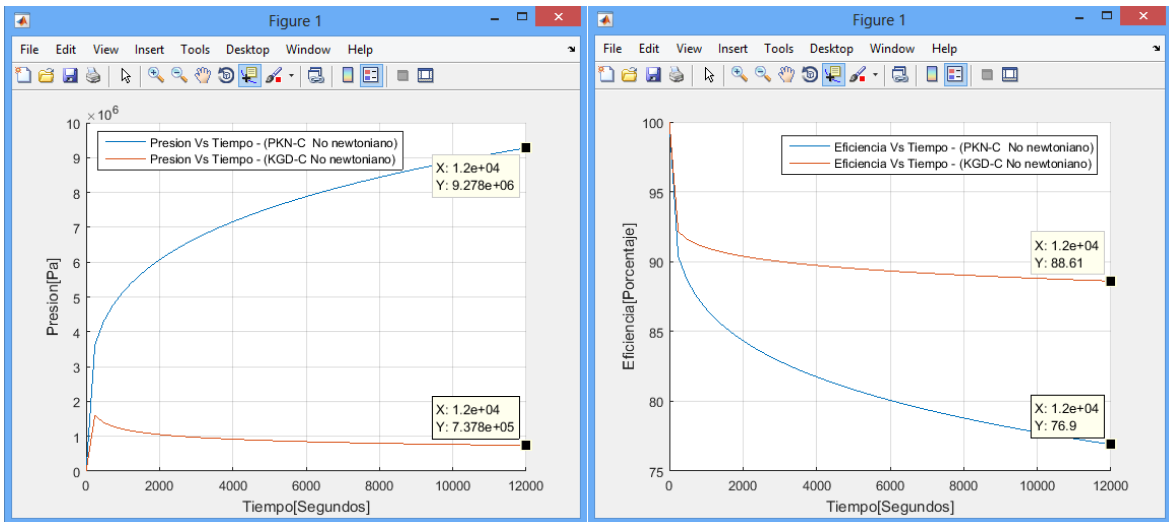
Modificado de: VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

Figura 28 Longitud y ancho vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C fluido no newtoniano respectivamente



Fuente: Herramienta FrachHi

Figura 29 Longitud y ancho vs tiempo de los modelos PKN-C y KGD-C fluido no newtoniano respectivamente



Fuente: Herramienta software FrachHi.

Tabla 9 Resultados simulación de modelos PKN-C y KGD-C para fluido no newtoniano

Parámetro	PKN-C No newtoniano				KGD-C No newtoniano			
	Longitud	Ancho	Presión	η	Longitud	Ancho	Presión	η
Unidad	m	m	Pa	%	m	m	Pa	%
SAH	1410.91	0.0137	8.049e+6	73.6	774.80	0.0215	4.26e+5	61.8
MEYER1	1255.16	0.0162	9.631e+6	74.3	639.47	0.0264	8.06e+5	86.4
MEYER2	1034.79	0.0205	1.2231e+7	79	551.07	0.0314	1.11e+6	88.3
SHELL	1020.16	0.0190	1.2093e+7	79	652.88	0.0261	6.13e+5	89
CONOCO	1114.34	-	-	76.5	702.25	0.0236	-	85.2
Media	1167,072	0,017	1.0501e+7	76,480	664,094	0,026	7.3875e+5	82,140
Desviación estándar	165,1354	0,0030	2024169,4468	2,5371	82,4897	0,0037	292104,2907	11,4699
Desviación media	29,93	0,01	1223401,25	0,42	64,59	0,01	1750,00	6,47
Resultados FracHi	1197	0,028	9,28E+06	76,9	599,5	0,01568	7,37E+05	88,61

Modificado de: WARPINSKI, N. R, et al. Hydraulic Fracture Model Comparison Study: Complete Results. Nuevo México.: Sandia National Laboratories. 1993. 176 p.

Se compararon los resultados arrojados por la herramienta FracHi con una serie de resultados obtenidos por simuladores comerciales, se les aplicó la media aritmética y se concluyó que dichos resultados se encuentran dentro de la desviación estándar como se muestra en la tabla 9, lo que significa una variación aceptable.

5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tabla 10 Cuantificación de desviación de datos en ejemplos 1, 2 y 3.

Ejemplo 1					
Modelo PKN		Longitud	Ancho	Presión	Eficiencia
	Resultado Literatura	112,74	0,006	7,55E+06	-
	Resultados FracHi	102,5	0,0062	7,77E+06	-
	Error promedio porcentual	8,04%	16,63%	16,65%	-
Ejemplo 2					
Modelo PKN	Resultado Literatura	1340	0,0134	7,98E+06	74,05
	Resultados FracHi	1340	0,0134	7,98E+06	74,05
	Desviación estándar	-	-	-	-
	Desviación media	0	0	0	0
Modelo KGD	Resultado Literatura	748	0,0223	4,59E+05	85,73
	Resultados FracHi	748	0,0223	4,59E+05	85,73
	Desviación estándar	-	-	-	-
	Desviación media	0	0	0	0
Ejemplo 3					
Modelo PKN	Media literatura	1167,072	0,017	1,05E+11	76,48
	Resultados FracHi	1197	0,028	9,28E+06	76,9
	Desviación estándar	165,1354	0,003	2024169,447	2,5371
	Desviación media	29,93	0,01	1223401,25	0,42
Modelo KGD	Media literatura	664,094	0,026	7,39E+09	82,14
	Resultados FracHi	599,5	0,01568	7,37E+05	88,61
	Desviación estándar	82,4897	0,0037	292104,2907	11,4699
	Desviación media	64,59	0,01	1750	6,47

En cuanto al primer ejemplo, se obtuvo el error L1 de los parámetros para cada tiempo del modelo de la literatura versus el modelo PKN, este porcentaje de error va en aumento debido a que las variables son dependientes de las anteriores (ver tabla 10), pero estas pequeñas variaciones pueden ser aludidas posiblemente por opciones adicionales incorporadas en el modelo comparativo o factores de forma diferentes.

En el segundo ejemplo en donde se incorporan un coeficiente de filtrado constante, se pueden apreciar las diferencias sustanciales entre los dos modelos base (PKN y KGD) en igualdad de condiciones operativas. Como lo muestra la figura 26, el ancho de fractura en el modelo KGD es mucho mayor que su contraparte PKN, dando como consecuencia una longitud menor producto del balance de masa. Otro comportamiento interesante entre los dos modelos es el de la presión neta, la cual en el modelo PKN es directamente proporcional al ancho máximo de fractura, mientras que en el modelo KGD es inversamente proporcional a su longitud.

Este comportamiento decreciente se explica de la siguiente manera: “Bajo condiciones de flujo laminar, el líquido en un espacio estrecho entre dos superficies paralelas experimenta una resistencia debido a su viscosidad. Para equilibrar esta resistencia, la presión del líquido en la fractura disminuye al aumentar la distancia desde el punto de inyección”²⁰.

Cabe mencionar que el coeficiente de filtrado afecta el volumen de fluido dentro de la fractura, por ende, su geometría (largo y ancho). La variación de dicho efecto dependerá de la magnitud del coeficiente, produciendo fracturas largas, anchas y con alta presión de fracturamiento para coeficientes pequeños, mientras que un coeficiente de filtrado grande por el contrario producirá fracturas cortas y estrechas con baja presión de fracturamiento. Esto se puede observar en las figuras 1, 2,3 y 4 del anexo A.

Por ultimo en el tercer caso en donde se le incorpora al fluido fracturante el comportamiento no newtoniano y su repercusión en el ensanchamiento (asumiendo comportamiento de ley de potencia), se generan fracturas algo más cortas y más anchas (en comparación con las del Ejemplo 2) a pesar de tener las mismas

²⁰A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures- Geertsma, de Klerk-1969

propiedades de roca y parámetros operativos. Estos cambios se dan como resultado del aumento en la viscosidad, y a su vez también explica el incremento en la presión neta mostrado en la figura 29 en comparación con la figura 27, ya que se necesitará una mayor presión de bombeo para tratar con un fluido más viscoso.

6. CONCLUSIONES

Se desarrolló una herramienta software con una interfaz gráfica, intuitiva y de fácil manejo titulada FracHi, para todos aquellos interesados en diseñar fracturas hidráulicas mediante simulación analítica por medio del lenguaje de programación MATLAB.

Se revisaron y plasmaron las variables geomecánicas y de flujo, necesarias para el funcionamiento de los modelos analíticos seleccionados, para la construcción del algoritmo, teniendo en cuenta que dichos modelos no precisaran de una definición rigurosa de la formación, y de una gran capacidad computacional para su desarrollo.

La fundamentación matemática de la herramienta software FracHi está basada en los modelos planares 2D de altura fija PKN y KGD para medios elásticos e isotrópicos, los cuales poseen una aplicación limitada para casos puntuales, debido a las asunciones que presentan dichos modelos.

La herramienta FracHi cumple con éxito la función de predecir el comportamiento geométrico, la presión neta, el volumen y eficiencia de fluido de fracturas hidráulicas, además de poder ser usada en el análisis de sensibilidad de las propiedades del fluido y la roca.

Por último, la validación de la herramienta arrojó resultados satisfactorios dentro de un margen aceptable de desviación porcentual.

7. RECOMENDACIONES

Implementar la opción de transporte de material propante y transferencia de calor del fluido hacia la formación a los modelos base de este trabajo (PKN y KGD), ya que estas mejoras influirán en la geometría final de la fractura y en el comportamiento del filtrado respectivamente, generando predicciones más cercanas a la realidad.

Añadir a los modelos anteriormente mencionados la opción de conductividad de la fractura empaquetada, y posteriormente implementar un análisis económico para determinar la viabilidad del diseño de fracturamiento.

Incluir el cálculo de variables geomecánicas a partir de registros de pozos y posteriormente un modelo Pseudo-3D para formaciones de interés multicapa, ampliando el margen de aplicación de la herramienta software a casos más variados y complejos.

Continuar incentivando la propuesta hacia los estudiantes de creación de código propio y más específicamente relacionado al tema del fracturamiento hidráulico como método de estimulación.

BIBLIOGRAFÍA

Arndt, Stephan; Van der Zee, Wouter, & Hoeink, Tobias. Hydraulic Fracturing Simulation for Fracture Networks. Berlin.: Baker Hughes. 2015. 18 p.

BENNETT, Les, et al. La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas.: Oilfield Review. 2006. 16 p.

BRADY, Barry, et al. Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design. Houston.: Oilfield Review. 1992. 14 p.

CANOBA, Carlos A. y FRAGA, Héctor. Propiedades elásticas de las rocas. Universidad Nacional de Rosario. Departamento de Ciencias Geológicas. 2004. 12 p.

Ching H, Y., & Xiaowei. Mechanics of Hydraulic Fracturing. 2 ed. Austin.: Elsevier, 2014

DORADO Z, Jairo D. y OLIVARES M, Fabián A. Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. 309 p.

GARAVITO, Jessica yurley y CARDENAS, Oscar sebastian. Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de shale oil hidráulicamente

fracturado usando un simulador numérico. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. 95 p.

Geertsma, J., DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures.: SPE 2458. 1969. 11 p.

LI, Quanshu, et al. A review on hydraulic fracturing of unconventional reservoir.: Elsevier on behalf of KeAi. 2015. 8p.

MENDELSON, D. A. A Review of Hydraulic Fracture Modeling—Part I: General Concepts, 2D Models, Motivation for 3D Modeling. Ohio State University. Ohio.: Journal of Energy Resources Technology. 1984. 8 p.

Montgomery, Carl & Smith, Michael. HYDRAULIC FRACTURING: History of an enduring technology. : NSI Technologies. 2010. 16 p.

NORDGREN, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. Houston.: SPE 3009. 1972. 9 p.

PERKINS, T.K; KERN, I.R, Members AIME. Widths of Hydraulic Fractures. Dallas.: SPE 89. 1961. 13 p.

RAHMAN, M. M, and RAHMAN, M. K. A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand.: Taylor & Francis Group. 2010. 23 p.

VALKÓ, Péter & ECONOMIDES, Michael. Hydraulic fracture mechanics. College Station.: Wiley, 1995.

V.I. Osipov. Phycochemical Theory of Effective Stress in Soils. :SpringerBriefs in Earth Sciences. 2015. 55 p.

VECINO V, Iván Arturo. Metodología para identificar los factores geomecánicos y geológicos influyentes en tratamientos de fracturamiento hidráulico en pozos de un campo colombiano. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2013. 183 p.

WARPINSKI, N. R, et al. Hydraulic Fracture Model Comparison Study: Complete Results. Nuevo México.: Sandia National Laboratories. 1993. 176 p.

Wu, Yu-Shu. Hydraulic Fracture Modeling. 1st ed. Gulf Professional Publishing. 2017. 566 p.

XIANG, Jing. A PKN HYDRAULIC FRACTURE MODEL STUDY AND FORMATION. MSc. College Station.: Texas A&M University. Petroleum Engineering. 2011.

ANEXO A

ANEXO A. PARÁMETROS DE SALIDA DEL SOFTWARE FRACHI

Figura 1-A. Longitud de todos los modelos de FracHi

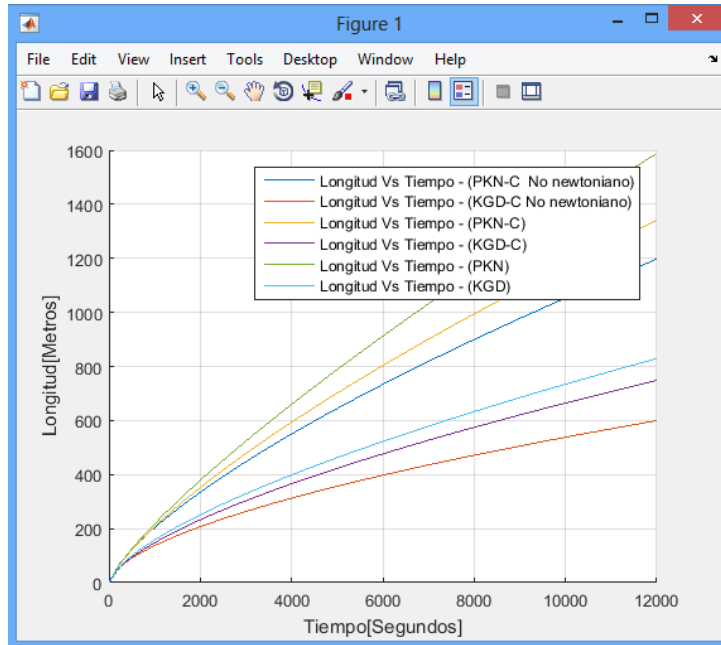


Figura 2-A. Ancho de todos los modelos de FracHi

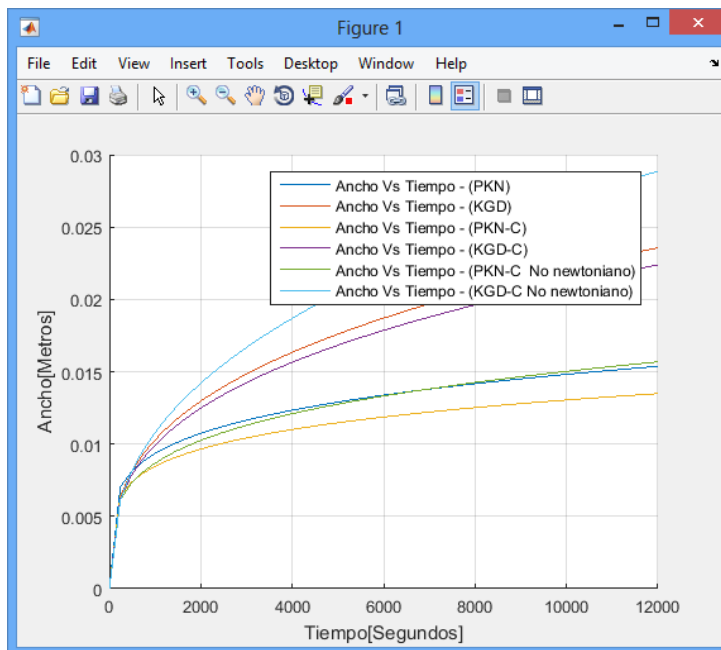


Figura 3-A Presión de todos los modelos de FracHi

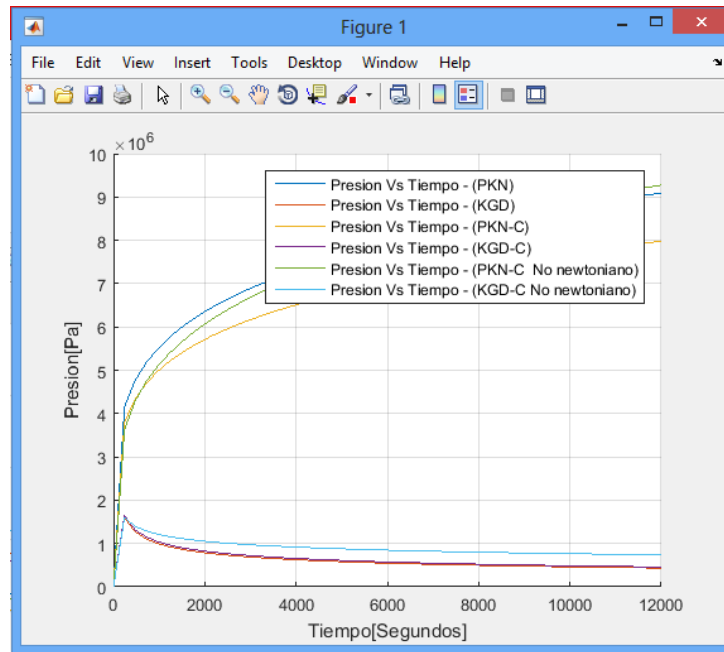


Figura 4-A Geometría 2D de todos los modelos de FracHi

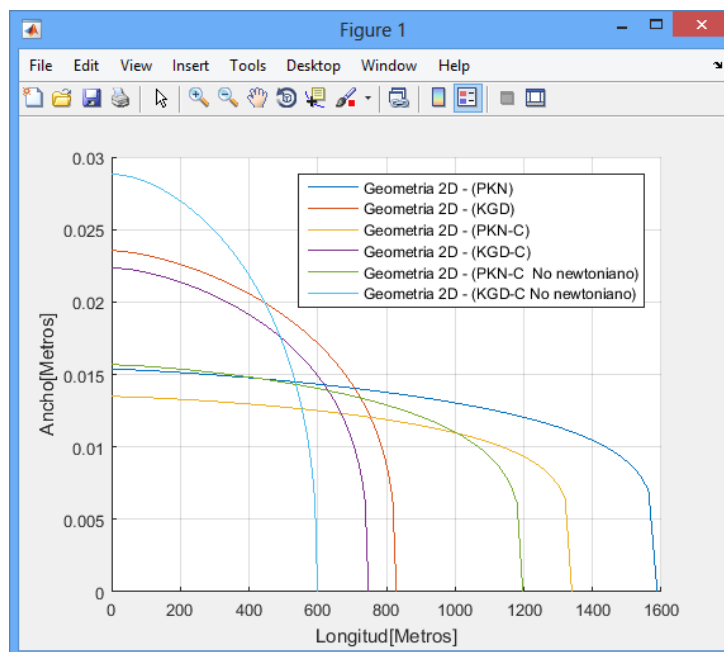


Figura 5-A Geometrías 3D de los modelos base PKN y KGD.

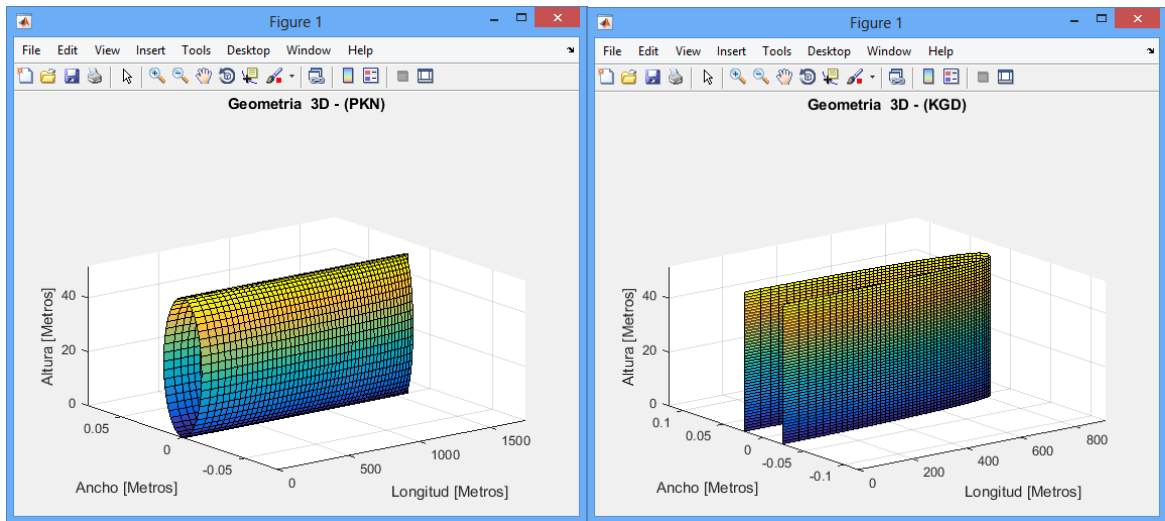


Figura 6-A Volúmenes de fluido presentes en las fracturas de todos los modelos de FracHi

