

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ORIENTACIÓN
DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO**

MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ

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

2011

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ORIENTACIÓN
DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO**

MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ

**Trabajo de Grado como Requisito Parcial para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**Msc. Fernando Enrique Calvete González
Ingeniero de Petróleos**

Co-Director

**Msc. Reinel Corzo Rueda
Ingeniero de Petróleos**

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

2011

DEDICATORIA

A Dios, quien me permitió formarme como profesional a pesar de las dificultades
que se presentaron

A mi viejito que a pesar que no pudo estar conmigo en esta etapa de mi vida, sé que
siempre estuvo a mi lado

A las dos mujeres que más amo en mi vida, mi mamita y mi guapica porque
siempre me han valorado por lo que soy y no por lo que tengo

A mi mamita por haber sido un gran apoyo para mi formación, siempre estuvo junto
a mi cuando la necesitaba

A mi guapica por haber compartido conmigo todos esos momentos tan difíciles y
siempre haber estado ahí para apoyarme, gracias mi guapica por todas esas alegrías
que me has brindado en estos hermosos años

A Marliton y Totoy porque siempre han estado ahí para darme risas y alegrías

A mi tías Zoraida y Martha por ayudarnos en tantas situaciones tan difíciles por las
que pasamos, Al pompirri por estar siempre a disposición para ayudarme y a mi
familia

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis agradecimientos:

A Dios, por haberme guiado durante esta etapa de mi vida

A mi guapica por haberme colaborado en todos esos momentos difíciles
en los que solo no hubiese podido

Al Ingeniero Fernando Calvete por haber me guiado de manera
desprendida desde que fue mi docente

A la Doctora Zuly por haberme colaborado y haber estado siempre
disponible a mis dudas

A Darwin Mateus por haber creído en mí y darme la oportunidad de
trabajar

Al grupo de Investigación Estabilidad de Pozo por haberme permitido
ser un profesional mucho más capacitado

A los ingenieros que aportaron un granito de arena para formarme
como profesional

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1.ASPECTOS DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	22
1.1GENERALIDADES DE FRACTURAS HIDRÁULICAS	23
1.1.1 Orientación de fractura.....	23
1.1.2 Conductividad de Fractura. ⁷	27
1.1.3 Altura de Fractura.....	30
1.1.4 Razones para Seleccionar Pozos a Fracturamiento Hidráulico ⁹	31
1.1.5 Tiempo Favorable para Realizar un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico ¹⁰ ₃₃	
1.2TÉCNICAS DE CAÑONEO POCO EFECTIVAS EN UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	35
1.2.1 Fracturamiento Controlado ¹	35
1.2.2 Cañoneos en la Mitad de la Zona a Fracturar ¹	36
1.2.3 Limitación en el Cañoneo ¹	36

1.3PROBLEMAS FRECUENTES EN UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO36

1.3.1 Pérdida de Conductividad de la Fractura 37
1.3.2 Screenouts en la Fractura¹¹ 38
1.3.3 Ineficiencia de la Fractura ¹¹ 38
1.3.4 Geometría de Fractura ¹¹ 39

2 GEOMECÁNICA APLICADA AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO40

2.1INFLUENCIA DE LA GEOMECÁNICA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO40

2.2CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA41

2.2.1 Parámetros Elásticos 42
2.2.2 Elasticidad 42
2.2.3 Esfuerzo 45
2.2.4 Deformación 47
2.2.5 Módulos Elásticos 49
2.2.6 Criterio de Falla Mohr – Coulomb 52

2.3VARIABLES GEOMECÁNICAS INVOLUCRADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO55

2.3.1 Esfuerzos Principales 56
2.3.2 Esfuerzo Efectivo..... 56
2.3.3 Esfuerzos In-Situ 57
2.3.4 Esfuerzos en el Wellbore 60
2.3.5 Presión de Poro 64
2.3.6 Gradiente de Fractura..... 65
2.3.7 Resistencia Tensíl 66

3 ASPECTOS DE LA OPERACIÓN DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	67
3.1 ¿POR QUÉ SE HACE UN REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?	69
3.2 ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	69
3.2.1 Reapertura de la Fractura Inicial	70
3.2.2 Reorientación de Fractura	72
3.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ^{21, 22, 23}	75
4 REORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	78
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE REORIENTACIÓN DE FRACTURAS	78
4.2 INFLUENCIA DE LA PRESIÓN DE PORO Y PARÁMETROS GEOMECÁNICOS SOBRE LA REORIENTACIÓN DE ESFUERZOS	81

4.3	MODELOS DE REORIENTACIÓN DE ESFUERZOS EN UN POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE	82
4.3.1	Modelo de Esfuerzos Efectivos.....	82
4.3.2	Modelo de Interferencia de Esfuerzos In-Situ.....	90
4.3.3	Modelo de Propiedades Mecánicas	91
5	HERRAMIENTA SOFTWARE PARA ESTIMAR LA ORIENTACION DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE RERFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	93
5.1	GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	93
5.2	FUNDAMENTOS DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	94
5.2.1	Distribución de presión de poro en la zona afectada por la fractura inicial	95
5.2.2	Modelo poroelástico sobre reorientación de esfuerzos en pozos fracturados	98
5.2.3	Resistencia Tensil de la Roca	100
5.3	DIAGRAMA GENERAL DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	100
5.3.1	Parámetros de entrada para RF 1.0.....	102
5.3.2	Parámetros obtenidos por la Herramienta Software	103
5.4	ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	104

5.5MÓDULOS DE MANEJO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	110
--	------------

6 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE	112
--	------------

6.1METODOLOGÍAS DE VALIDACIÓN TEÓRICAS	113
---	------------

6.1.1	Metodología de Validación por Presión Neta	113
6.1.2	Metodología de Validación por Gradiente de Fractura	114
6.1.3	Metodología de Validación por Esfuerzos de Cierre	114

6.2APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE VALIDACIÓN TEÓRICAS PARA POZOS COLOMBIANOS Y ARTÍCULOS DE INVESTIGACIÓN	115
---	------------

6.2.1	Aplicación de Metodologías a pozo Refrac 1	116
6.2.2	Aplicación de Metodologías de Validación al pozo Refrac 2	118
6.2.3	Aplicación de Metodologías de Validación al pozo Refrac 3	121
6.2.4	Aplicación de Metodologías de Validación al pozo 122723	123
6.2.5	Resumen de los Resultados de la Implementación de las Metodologías de Implementación	125

6.3APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE RF 1.0 PARA POZOS COLOMBIANOS Y ARTÍCULOS DE INVESTIGACIÓN	126
--	------------

6.3.1	Aplicación de la Herramienta Software al pozo Refrac 1	128
6.3.2	Aplicación de la Herramienta Software al pozo Refrac 2	129
6.3.3	Aplicación de la Herramienta Software al pozo Refrac 3	131
6.3.4	Aplicación de la Herramienta Software al pozo 122723	133
6.3.5	Resumen de los Resultados de la Implementación de RF 1.0	135

6.4ANÁLISIS	DE	RESULTADOS	
.....			136
CONCLUSIONES		138
RECOMENDACIONES		142
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		143
BIBLIOGRAFÍA		148
ANEXOS		153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fractura Vertical	24
Figura 2. Fractura Horizontal	25
Figura 3. Fractura Inclínada	26
Figura 4. Fractura Vertical con Ancho, Alto y Longitud de Fractura.....	28
Figura 5. Disminución de la conductividad en una fractura.....	37
Figura 6. Geometrías de fractura debido a pérdidas de fluido	38
Figura 7. Variación de la geometría de fractura por cambios en la formación	39
Figura 8. Relaciones esfuerzo – deformación para: a) Material elástico lineal, b) .	44
Figura 9. Definición de esfuerzo	46
Figura 10. Deformación longitudinal	48
Figura 11. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson.....	50
Figura 12. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.....	54
Figura 13. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.....	54
Figura 14. Orientación de los esfuerzos In-Situ en la formación.....	58

Figura 15. Diagrama de esfuerzos en un régimen de falla normal.....	59
Figura 16. Diagrama de esfuerzos en un régimen de falla rumbo deslizante.	59
Figura 17. Diagrama de esfuerzos en un régimen de falla inversa.	60
Figura 18. Distribución de esfuerzos en el wellbore.....	61
Figura 19. Extensión de las Ecuaciones de Equilibrio de Esfuerzos a Coordenadas	62
Figura 20. Flujo Pseudo – radial y flujo bilineal en un pozo	68
Figura 21. Taponamiento en la fractura por interferencia del propante	71
Figura 22. Barrera en la Cara de la Fractura por Cambio en la Mojabilidad	72
Figura 23. Reorientación de fractura en un Refracturamiento Hidráulico	73
Figura 24. Área de drenaje para una fractura reorientada y una reapertura de fractura inicial.....	74
Figura 25. Contornos de Presión de un Pozo Fracturado.....	95
Figura 26. Regiones en el Cuerpo de Roca Hechos en FLAC 3D	96
Figura 27. Contornos de Presión de la Simulación Realizada en FLAC 3D	98
Figura 28. Esquema General de la Herramienta Software	101
Figura 29. Estructura Detallada de la Herramienta Software	105
Figura 30. Representación de la Metodología de Esfuerzos de Cierre.....	115

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de Entrada de la Herramienta Software	102
Tabla 2. Parámetros Obtenidos en la Herramienta Software.....	103
Tabla 3. Funciones de los Módulos de la Herramienta Software	111
Tabla 4. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo Refrac1	116
Tabla 5. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo Refrac 2	119
Tabla 6. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo Refrac 3	121
Tabla 7. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo 122723	123
Tabla 8. Resultados de la Aplicación de las Metodologías de Validación.....	126
Tabla 9. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo Refrac 1	128
Tabla 10. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 1.	129
Tabla 11. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo Refrac 2	130
Tabla 12. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 2.	130

Tabla 13. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo Refrac 3132

Tabla 14. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 3.132

Tabla 15. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo 122723 133

Tabla 16. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo 122723 ..134

Tabla 17. Resultados de la Aplicación de la Herramienta Software RF 1.0.....136

Tabla 18. Resultados de la Aplicación de las Metodologías de Validación.....137

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. MANUAL DE MANEJO	154
ANEXO B. CORRIDA DE RF 1.0 PARA EL POZO REFRAC 1	173

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁺

AUTOR: MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ ⁺⁺

PALABRAS CLAVES: Refracturamiento Hidráulico, Presión de Poro, Modelo Poro-Elástico, Esfuerzos.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto de grado presenta el desarrollo de una herramienta software que permite estimar la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico. RF 1.0 es una herramienta software que permite estimar y visualizar en 2D el camino por el cual se propagará una fractura en un tratamiento de refracturamiento hidráulico mediante el acople de la distribución radial de presión de poro en un pozo fracturado, un modelo poro-elástico de distribución de esfuerzos en un pozo fracturado y parámetros geomecánicos que tienen influencia sobre la orientación de fracturas. Mediante el uso de RF 1.0 se determina el estado actual de los esfuerzos dentro del área afectada por la fractura inicial en cuanto a magnitud y orientación con el fin de poder determinar radio a radio la orientación que tendrá una fractura en un tratamiento de refracturamiento hidráulico.

RF 1.0 Este basado en un modelo poro-elástico de distribución areal de esfuerzos, el cual tiene en cuenta que la variación de la presión de poro causa un cambio en los esfuerzos actuales de la formación, lo que causa que una fractura creada en un refracturamiento hidráulico pueda reorientarse con respecto a la dirección de la fractura inicial.

Este proyecto permite disminuir la incertidumbre que se genera al realizar un refracturamiento hidráulico, contribuyendo con el análisis de factibilidad de implementación de este tratamiento con el fin de garantizar el éxito de la operación.

⁺ Trabajo de Grado

⁺ Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. Director, CALVETE G, Fernando, Co-Director, CORZO R, Reinel.

ABSTRACT

TITLE: HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO ⁺

AUTHOR: MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ ⁺⁺

KEYWORDS: Hydraulic Refracturing, Pore Pressure, Pore-Elastic Model, Stresses.

DESCRIPTION

This degree project shows the development of a software tool to estimate the orientation of fractures in hydraulic refracturing treatments. RF 1.0 is a software tool to estimate and visualize in 2D the way in which will propagate a fracture in a hydraulic refracturing treatment by the coupling of the radial distribution of pore pressure in a well fractured, a pore-elastic model for the stresses distribution in a well fractured and geomechanical parameters that influence the orientation of fractures. Using RF 1.0 is possible determine the current status of stresses within the affected area for the initial fracture in terms of size and orientation to determine will have a fracture in a hydraulic refracturing treatment radio to radio .

RF 1.0 this is based on a pore-elastic model areal distribution of stresses, which takes into account the variation of pore pressure causes a change in the current stresses of the formation, causing a fracture created in a refracturing Hydraulic be reoriented with respect to the direction of the initial fracture.

This project helps reduce the uncertainty that is generated by a hydraulic refracturing, contributing to the analysis of feasibility of implementing this treatment in order to ensure the success of the operation.

⁺ Degree Project

⁺⁺Physical – Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Industrial University of Santander. Tutor, CALVETE G, Fernando, Co-Tutor, CORZO R, Reinel.



INTRODUCCIÓN

La alta demanda energética en la actualidad y los altos costos de los de los hidrocarburos, ha despertado la necesidad e interés de la industria petrolera de recuperar la producción de los pozos, para lograr esto ha sido necesario analizar, diseñar e implementar todas aquellas técnicas de estimulación química y mecánica que permitan mejorar la productividad de los pozos tales como la acidificación, la estimulación química, cañoneo de alta penetración, fracturamiento hidráulico convencional, fracturamiento hidráulico con fluidos energizados, fracturamiento con gas a alta energía y el refracturamiento hidráulico.

La técnica de Fracturamiento hidráulico siendo una de las más exitosas de las técnicas de estimulación mecánica presenta un problema principal y es la gran incertidumbre sobre la geometría de las fracturas creadas, esto se debe a la irregularidad de los yacimientos y problemas operacionales durante el tratamiento; esto causando que las fracturas no drenen el yacimiento de la forma esperada. Para solucionar este problema ha sido objeto de estudio e implementación la técnica de estimulación Refracturamiento Hidráulico, que teniendo en cuenta los errores cometidos en el Fracturamiento Hidráulico y bajo algunas condiciones de yacimiento puede aumentar la productividad del pozo, generando reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos.

Para el buen entendimiento del comportamiento de un tratamiento de refracturamiento hidráulico se debe tener en cuenta que la existencia de una fractura hidráulica cambia el régimen de flujo en el pozo, y a causa de esto se crea un área de drenaje elipsoidal, en dicha área la presión de poro no es homogénea causando una variación en el estado de esfuerzos. Por tanto, al realizar un de



Refracturamiento Hidráulico a causa del fenómeno mencionado anteriormente, se puede tener una orientación diferente a la fractura inicial.

En este proyecto se desarrolló una herramienta software llamada RF 1.0, la cual estima la orientación de las fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico con el fin de disminuir la incertidumbre que se ha planteado anteriormente al realizar un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, teniendo un estimativo de la orientación de la fractura con lo que se busca determinar la factibilidad de realizar el tratamiento.



1. ASPECTOS DE LA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de estimulación implementada para aumentar la productividad en pozos de petróleo y gas. Esta técnica crea unos canales de flujo en la formación que permiten disminuir el daño en la cara del pozo, restituir la comunicación entre la cara del pozo y la zona productora en yacimientos irregulares, y facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, en campos maduros.

En un Fracturamiento Hidráulico se inyecta un fluido a alta presión desde la superficie hasta la zona de interés, que está restringida en el pozo por empaques. Este fluido rompe la formación y crea una fractura, luego es enviado un fluido con un material de soporte que se introduce dentro de la fractura y evita el cierre de esta.

Esta técnica se ha implementado durante varias décadas, con muy buenos resultados en países como Estados Unidos, Canadá, China, Países del Medio Oriente, Rusia, Brasil, Venezuela, entre otros¹. El Fracturamiento Hidráulico ha permitido aumentar la producción de muchos pozos, pero algunos análisis de resultados de la implementación de la técnica, han permitido concluir que se cometen errores en la implementación y se presentan problemas, tales como: pérdida de conductividad de la fractura, geometría de fractura no deseada, ineficiencia de la fractura entre otros; los cuales causan resultados de producción no esperados.



1.1 GENERALIDADES DE FRACTURAS HIDRÁULICAS

1.1.1 Orientación de fractura.

El pensamiento original que se tenía sobre la orientación de la fractura en los primeros tratamientos de fracturamiento superficial es que era horizontal. La teoría que dio origen a éste pensamiento, consistía en que el overburden fue levantado, ocasionando que la fractura se insertara en un plano horizontal. Clark et al.²

Tratando de demostrar lo contrario, utilizaron y eso en el año de 1953 para simular el contorno de las paredes de un pozo cilíndrico; pero en el momento en que aplicaron presión a su modelo encontró que las fracturas generadas eran horizontales, lo que reafirmó la teoría planteada. Huitt et al.^{3, 4, 5} A finales de la década de 1950, extendieron las teorías al reafirmar que los mejores sistemas de fracturas eran horizontales y que podían ser obtenidos por una fisura en la formación.

Hubbert y Willis⁶ con la compañía Shell Oil presentaron un artículo en 1956, donde reportaron la implementación de un modelo de gelatina. Este trabajo indicaba que todas las fracturas que se crearon eran verticales; creando así mayor controversia en el tema. A pesar de esto, sólo a mediados de la década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y que sólo un poco de éstas eran horizontales. Antes de éste tiempo las teorías publicadas fueron avanzando en que todas las fracturas que se generaban con un gradiente alrededor de 0.8 ó 0.9 psi/ft eran verticales y para gradientes de fractura menores que éstos valores eran horizontales.

Experimentalmente se ha comprobado que la forma de la fractura cuando se le permite crecer libremente puede ser vertical, horizontal u oblicua. Con respecto a

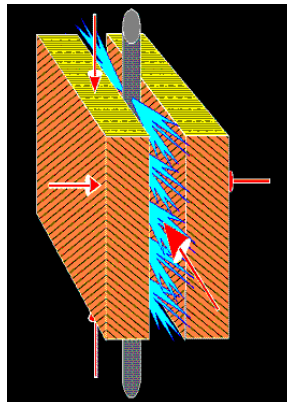
la propagación en sentido vertical de la fractura, puede ocurrir que existan niveles en la formación que presenten propiedades distintas, produciendo una contención vertical de la fractura.

1.1.1.1 Fractura Vertical.

La verdadera fractura vertical es aquella donde el pozo yace en el plano de fractura. El término “Verdadera vertical” se usa para distinguirlas de aquellas fracturas que parecen axiales alrededor del pozo pero que cambian de dirección al alejarse de este.

En un medio isotrópico, fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales (Pero no el más pequeño) es paralelo al pozo. Como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Fractura Vertical



Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

Si la fractura vertical se inicia en un hueco abierto, esta se extendería hasta la región presurizada por el fluido de tratamiento. En hueco con revestimiento es

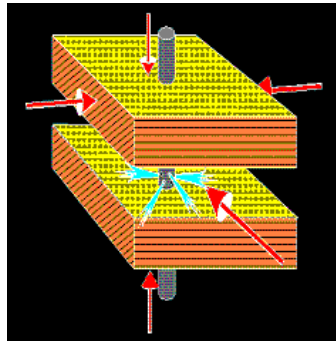
posible crear varias fracturas axiales al mismo tiempo pero separadas por una barrera; al continuar actuando la causa del fracturamiento, esas fracturas axiales se anotan en un solo plano de fractura.

1.1.1.2 Fractura Horizontal.

Si el menor esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo, entonces la fractura creada es horizontal (Figura 2). La iniciación de este tipo de fractura es más complicada que la axial.

En hueco abierto, la fractura iniciada en la pared del hueco es vertical; una vez la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continua horizontal

Figura 2. Fractura Horizontal



Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un hueco abierto (debido a la influencia de las perforaciones); se pueden causar fracturas normales ya sea por reorientación de las fracturas axiales o por la iniciación de varias fracturas normales en las perforaciones; la segunda posibilidad ocurre solamente

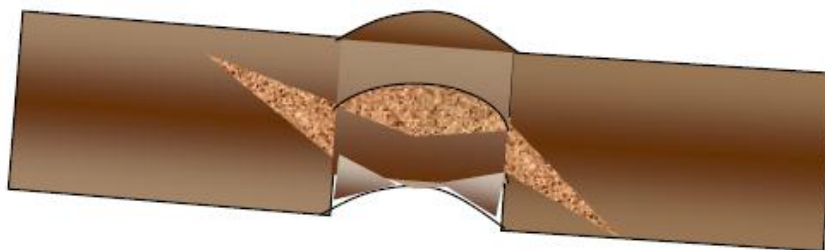
cuando la presión de tratamiento en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura.

1.1.1.3 Fracturas Inclinadas.

Son creadas cuando ninguno de los tres esfuerzos principales in situ es paralelo al eje del hueco; aunque la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal, respecto al pozo, la fractura aparecería inclinada (Figura 3).

Con frecuencia tales fracturas aparecen respecto al pozo en posición vertical lo cual hace difícil distinguirlas de las verdaderas fracturas verticales. En hueco abierto la fractura se inicia y se reorienta perpendicular al menor esfuerzo principal. En huecos revestidos, la probabilidad de iniciación y extensión de la fractura inclinada es mayor que en huecos abiertos. En ambos casos es posible crear varias fracturas paralelas inclinadas.

Figura 3. Fractura Inclinada



Fuente: UIS, Dorado, Mercado, Tesis de Grado, 2006.

Una manera de eliminar la posibilidad de fracturas múltiples es la reducción de fuentes para que se creen fracturas; en hueco abierto implicaría reducir la longitud de la región presurizada; en huecos con perforaciones se logrará por la reducción



de la longitud del hueco presurizado o perforado solamente en una pequeña longitud.

1.1.2 Conductividad de Fractura.⁷

La conductividad de la fractura o la capacidad de flujo de la fractura, se puede definir como la habilidad de la fractura de permitir el paso de los fluidos provenientes de la formación, desde la cara de la fractura hasta el pozo.

La conductividad de la fractura depende de dos factores, el ancho de la misma y de la permeabilidad que el agente sustentador le imprima a la fractura. El ancho de la fractura a su vez depende del tamaño del agente sustentador, de la presión de confinamiento, de la dureza de la formación y de la resistencia a la ruptura del sustentador. La permeabilidad de la fractura se ve afectada por la porosidad de la fractura, es decir, por la relación de volumen vacío a volumen total, que a su vez depende de la concentración, angulosidad y distribución del material de soporte dentro de la fractura.

Según la experiencia alcanzada en fracturamiento hidráulico, se tiene que en la mayoría de estos trabajos las fracturas resultantes son fracturas verticales de tipo indeformable, que penetra la formación una longitud L_f , y que además, tiene un ancho W , una porosidad ϕ y una permeabilidad k_f dadas por el agente de soporte, un espesor h , y una compresibilidad total de la fractura C_f . Este tipo de fractura se presenta en la figura 4. Donde la conductividad de fractura está dada por:

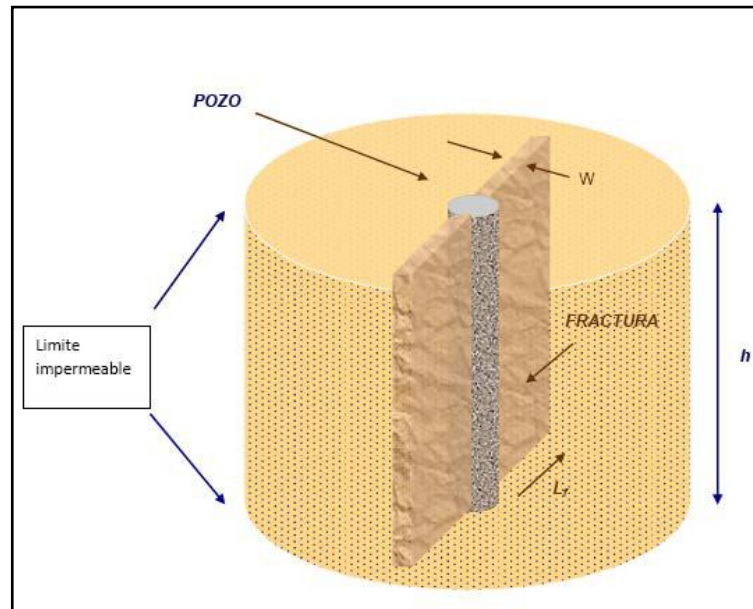
$$C_f = W_f + k_f \quad (1)$$

Donde,

W_f , Ancho de la fractura (ft)

k_f , Permeabilidad de la fractura (md)

Figura 4. Fractura Vertical con Ancho, Alto y Longitud de Fractura



Fuente: UIS, Rojas, Tesis de Grado, 2000.

1.1.2.1 Conductividad Adimensional.

Se define la conductividad adimensional de la fractura C_r , como la relación existente entre la capacidad de flujo de la fractura o conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación.

$$C_r = \frac{W_f k_f}{\pi k L_f} \quad (2)$$



Donde,

W_f , Ancho de la fractura (ft)

k_f , Permeabilidad de la fractura (md)

k , Permeabilidad de la Formación

L_f , Longitud de Fractura

Sus valores oscilan en rangos de 0.1 a 500. Se debe notar que obtener valores altos de conductividad puede significar que se tienen capacidades de flujo de fractura altas, pero puede ser que se tenga una baja permeabilidad en la formación fracturada o una longitud de fractura reducida.

1.1.2.2 Conductividad Infinita.

Se han estudiado las dos condiciones límites en el plano de la fractura. La primera corresponde a la solución de conductividad infinita donde se asume que a través del plano de la fractura la caída de presión es mínima, o no existe para cualquier instante de tiempo

1.1.2.3 Conductividad Finita.

La segunda solución llamada solución de flujo uniforme, asume que el fluido que entra a la fractura lo hace a una tasa de flujo uniforme por unida de área en la cara de la fractura, pueden tener la apariencia de una conductividad alta pero no infinita, lo cual indica que la presión varía a lo largo del eje de la fractura. Ambas soluciones se basaron en la suposición de que la fractura corta transversalmente la sección de interés por completo y que se extiende a ambos lados del pozo.



Cuando se han aplicado estas soluciones a datos de campo, se ha encontrado que la solución de flujo uniforme se ajusta mejor al comportamiento de presión en pozos interceptados por fracturas naturales, que a pozos interceptados por fracturas hidráulicas. La solución de conductividad infinita se ajusta excelentemente a datos de presión provenientes de pozos hidráulicamente fracturados.

1.1.3 Altura de Fractura

La altura de la fractura es un parámetro indispensable para el diseño de la fractura, a partir del crecimiento en altura se controla la longitud de la fractura y por lo tanto el aumento de la producción⁸. La longitud de la fractura es inversamente proporcional a la altura, es decir $L_f = 1/h_f$. El alto de la fractura es el resultado de la interacción de la presión del fluido dentro de la fractura con las propiedades mecánicas y esfuerzos de varias capas de formación. Existen factores que controlan el crecimiento en altura de la fractura y se utilizan para identificar las consideraciones mínimas para la estimación de la altura de la fractura.

Los factores que influyen el crecimiento de la altura de la fractura son:

- Diferencia en los esfuerzos de cierre.
- Efectos del espesor de la formación.
- Presión de fractura.
- Contraste de Modulo.
- Ductilidad de la roca.
- Gradientes de presión.
- Diferencias de Esfuerzos (resistencia).
- Deslizamiento del plano de estratificación.



Consideraciones mínimas para la estimación de la altura de la fractura:

- Cambios litológicos: Se presentan cambios en los esfuerzos de cierre de fractura, modulo o resistencia a la fractura por el cambios en el tipo de roca.
- Espesor de la formación: la formación que delimita o la formación de barrera debe ser lo suficiente gruesa.
- Reducción en la presión de poro: La reducción en la presión del yacimiento causa una reducción en los esfuerzos In Situ.
- Presión de Fracturamiento: El crecimiento de la fractura se ve afectado por la presión ya que la fractura tiende a crecer fuera de la zona que tiene alta presión de tratamiento debido a su esfuerzo de cierre, propiedades de la roca y su espesor.

1.1.4 Razones para Seleccionar Pozos a Fracturamiento Hidráulico⁹

En la historia de producción de hidrocarburos de un campo petrolero encontramos que en cualquier momento se tendrán pozos con tasas de producción económicamente no atractivas, aunque la presión del yacimiento no esté depletado y no exista reducción en su permeabilidad. A continuación se listan algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo.



1.1.4.1 Aumento del Régimen de Producción.

Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo.

Los pozos nuevos que son fracturados casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior al ensayo inicial. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en la producción.

1.1.4.2 Ascenso en el Recobro Final.

Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Extendiendo el tiempo antes de llegar al límite económico, la recuperación final de un pozo es obviamente incrementada gracias al fracturamiento. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos.

La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, es obvio que al extender los canales de flujo en la formación permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.



1.1.4.3 Aumento del Régimen de Inyección.

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua se requieren pozos inyectores para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector.

Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, los desperdicios y residuos de aguas pesadas (como las utilizadas en plantas nucleares), residuos químicos y algunas otras sustancias, se inyectan a presión en formaciones a medianas profundidades.

1.1.5 Tiempo Favorable para Realizar un Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico ¹⁰

Seleccionar el momento adecuado para fracturar es un factor muy importante para obtener un gran beneficio de este tratamiento. Fracturar en un momento de gran producción del pozo no es rentable. Es recomendable hasta tanto el pozo no decline su producción por debajo de valores estimados de producción con rentabilidad, en este caso la fractura no ayudará a recuperar la inversión. Por otra parte, cuanto más tiempo se espere para fracturar después de que un pozo ha declinado su producción, mayor será el tiempo no favorable económicamente. Fracturar en el momento que comienza la declinación, generalmente resulta en una mayor producción de hidrocarburos antes de llegar a su límite económico.

En general para decidir realizar un fracturamiento de debe tener en cuenta los siguientes aspectos:



- Pozos Marginales.
- Zonas con pequeños espesores.
- Pozos Infill.
- Tiempo para obtener rentabilidad.

Bajo ciertas condiciones, el fracturamiento de pozos marginales puede llegar a ser beneficioso. Según las estadísticas se señala que este tipo de pozos responden favorablemente a la estimulación en un 50 a un 75%. Si el pozo está produciendo cantidades considerables de agua, deben examinarse cuidadosamente los costos de la fractura. Mientras que la fractura pueda incrementar la producción de petróleo, el agua extra producida va a alargar el tiempo de recuperación económica.

Generalmente, los pozos marginales con formaciones de baja permeabilidad, responden mejor a los tratamientos de fracturas. Comúnmente se encuentra cierta presión en la formación, y aunque los niveles más permeables puedan estar agotados, las fracturas pueden incrementar la producción apreciablemente, abriendo las secciones anteriormente cerradas.

El cálculo del espesor de la zona es solamente una manera de expresar el hidrocarburo recuperable, se considera que un espesor de 5 pies es el mínimo rentable. Al considerar zonas delgadas, debe recordarse que el régimen de producción no depende del espesor de la zona únicamente, sino de la recuperación final y de los gastos de tratamiento. El fracturamiento de zonas delgadas; sin embargo, puede ser extremadamente beneficioso cuando el espesor de la formación no es uniforme, es decir, donde las secciones productoras de petróleo se ensanchan o donde no están bien definidas.



El tiempo de rendimiento económico depende de la producción del pozo al momento de fracturar y del tamaño de la fractura. Los trabajos más exitosos generalmente se pagan entre tres y seis meses; algunos en pocas semanas. Ya que el costo del tratamiento es relativamente pequeño en comparación al de perforar pozos más profundos, o comparado con el ingreso derivado de un incremento de producción, el periodo de tiempo de rendimiento económico puede no ser la consideración primordial de la fractura. Mientras que un tratamiento masivo incrementa los costos de estimulación y el tiempo de rendimiento económico, también puede recuperarse más petróleo y obtener mayor ganancia final.

1.2 TÉCNICAS DE CAÑONEO POCO EFECTIVAS EN UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Durante el tiempo que se ha implementado el Fracturamiento Hidráulico se han aplicado algunas técnicas de cañoneo que no han sido efectivas, en algunas ocasiones, estas técnicas han hecho que el tratamiento sea ineficiente. A continuación se presenta las técnicas menos eficientes.

1.2.1 Fracturamiento Controlado ¹

Esta técnica de cañoneo tiene como objetivo crear una fractura con una altura suficiente, para conectar intervalos de arena. Esta práctica inyecta fluidos a alta presión en pocos cañoneos, con el fin de minimizar los daños que pueden sufrir los orificios del casing por los múltiples cañoneos del fracturamiento. El problema que presenta esta práctica es que crea una fractura muy alta y el material de



soporte que tiene la fractura se decanta, ocasionando geometrías de fractura ineficientes lo que causa tasas de producción no esperadas.

1.2.2 Cañoneos en la Mitad de la Zona a Fracturar ¹

Esta técnica consiste en crear múltiples cañoneos en medio de la zona que se quiere fracturar, con el objetivo de tener alta presión en esta zona para crear una fractura con gran longitud y gran altura. Esta técnica causa grandes daños en el casing por la presión que se alcanza en el pozo, lo que representa una gran amenaza para la integridad del pozo en la zona productora.

1.2.3 Limitación en el Cañoneo ¹

El método utilizado en esta técnica es cerrar algunas perforaciones en el casing con el fin de aumentar la presión en el pozo y crear fracturas de gran longitud.

El problema que presenta esta técnica es el daño que causa en el casing debido a la alta presión del tratamiento

1.3 PROBLEMAS FRECUENTES EN UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

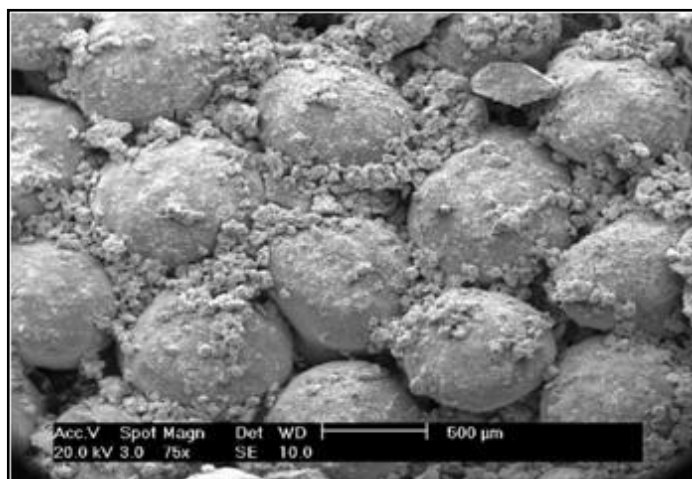
El Fracturamiento Hidráulico ha permitido aumentar la producción de muchos pozos, pero algunos análisis de resultados de la implementación de la técnica, han permitido concluir que se cometen errores en la implementación y se presentan problemas tales como: pérdida de conductividad de la fractura, Screenouts, ineficiencia de la fractura, perdida de la geometría de fractura; los cuales causan resultados de producción no esperados.

En un fracturamiento hidráulico se presentan algunos problemas que no permiten aumentar la producción, y en algunos casos, al contrario de lo que se desea, la producción disminuye. Los problemas más frecuentes que se presentan en un Fracturamiento Hidráulico son:

1.3.1 Pérdida de Conductividad de la Fractura

Una disminución de la conductividad de la fractura tiene un impacto negativo en la producción de un pozo (Figura 5). Este fenómeno es causado por, la migración de finos de la formación, residuos de gel del Fracturamiento, daño del propante (Crushing) y el incrustamiento del propante en la cara del fractura (Embedming). Una pérdida de la conductividad de la fractura restringe el flujo de fluidos de la formación al pozo, causando una disminución en la producción.

Figura 5. Disminución de la conductividad en una fractura



Fuente: Halliburton, Refracturing Technology Increases Production in Previously Fractured Single and Multiple Zone Wells Experiencing Production Declines, 2006.

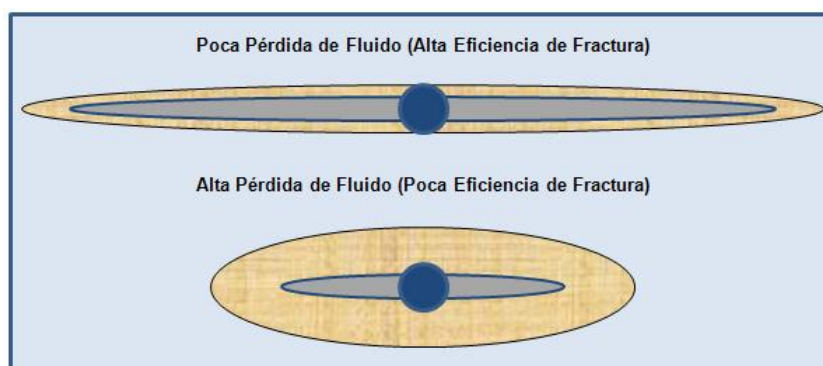
1.3.2 Screenouts en la Fractura¹¹

En un tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, se inyecta un material de soporte dentro de la fractura con el fin de evitar que esta se cierre. En algunos casos por la fricción entre estas partículas, este material no se distribuye de forma homogénea causando un taponamiento en la fractura.

1.3.3 Ineficiencia de la Fractura¹¹

En tratamientos de Fracturamiento Hidráulico debido a pérdidas de fluido fracturante hacia la formación, la fractura no logra la geometría diseñada, causando una fractura ineficiente que no drena la formación como se desea y no alcanza el objetivo de aumentar la producción. En la figura 6 se muestra en la parte superior de gran longitud debido a la poca perdida de fluido fracturante, en la parte inferior se muestra una fractura corta debido a las altas perdidas de fluido fracturante, esta fractura corta es ineficiente.

Figura 6. Geometrías de fractura debido a pérdidas de fluido

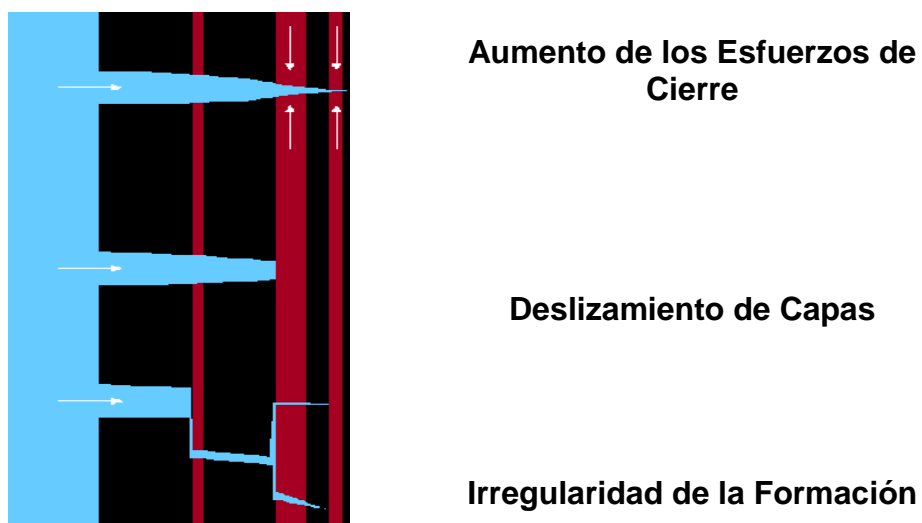


Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: BJ Services, Curso de Fracturamiento Hidráulico, 2007.

1.3.4 Geometría de Fractura ¹¹

En tratamientos de Fracturamiento Hidráulico la geometría de la fractura es modificada como se muestra en la figura 7, por aumentos en los esfuerzos de cierre, irregularidad de la formación y deslizamientos de capas por movimientos tectónicos; generando geometrías de fracturas no deseadas que causan restricciones en el flujo de fluido e ineficiente drenaje de la formación.

Figura 7. Variación de la geometría de fractura por cambios en la formación



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: BJ Services, Curso de Fracturamiento Hidráulico, 2007.



2 GEOMECÁNICA APLICADA AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La geomecánica es una ciencia que estudia el comportamiento mecánico de las formaciones ante la variación de los esfuerzos, las presiones y la temperatura, ya que este comportamiento presenta una gran influencia en la exploración, desarrollo, producción y estimulación en un campo petrolero. La geomecánica ayuda a analizar los diferentes problemas que se encuentran asociados con la deformación de las formaciones por la producción de fluidos, arcillas reactivas, compactación y subsidencia¹². Por esta razón con el fin de realizar una operación de fracturamiento hidráulico exitosa se hace necesario realizar un estudio geomecánico de la zona de interés para poder determinar las propiedades mecánicas de la roca, esfuerzos in-situ y analizar otros parámetros geomecánicos.

2.1 INFLUENCIA DE LA GEOMECÁNICA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En una operación de fracturamiento hidráulico se crea una fractura en una zona de interés con el fin de facilitar que el fluido fluya hacia el pozo. La mecánica de rocas está relacionada directamente con el fracturamiento hidráulico ya que algunos parámetros geomecánicos son utilizados para el diseño de la operación, entre los cuales se encuentran:

- Esfuerzos Principales
- Esfuerzo efectivo
- Esfuerzos in-situ
- Esfuerzos en la cara del pozo
- Presión de poro



- Gradiente de fractura
- Resistencia a la tensión

Adicionalmente dichos parámetros están asociados con la propagación y geometría de la fractura creada en la zona de interés, posteriormente son indispensables en la predicción del comportamiento de futuras fracturas en la misma zona o generación de múltiples fracturas.

Por tal motivo el estudio de parámetros geomecánicos involucrados con el fracturamiento hidráulico es de suma importancia para garantizar el éxito de la operación, además de la optimización de tiempo y recursos económicos

2.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA

La mecánica de rocas tiene principal objetivo el análisis del comportamiento esfuerzo – deformación de las rocas y el estudio de los principios teóricos para cuantificar la influencia en las operaciones de la industria de los hidrocarburos. En las siguientes secciones se establecen los conceptos básicos de los fundamentos teóricos utilizados en el modelamiento del comportamiento geomecánico de las formaciones tales como, elasticidad, plasticidad, mecánica de fracturas y poroelasticidad.

El propósito de utilizar el análisis geomecánico para resolver problemas de estabilidad de pozos presentados durante la perforación es prever la respuesta de la roca al ser alterado el equilibrio de la formación por efecto de las fuerzas aplicadas sobre ella, de tal manera que la roca pueda tener tenacidad tensión, compresión y corte. La respuesta de la roca tiene gran influencia en el diseño del plan de perforación de un pozo.



De acuerdo con Fjaer²⁰ los parámetros mecánicos de una formación se dividen en tres grupos:

- Parámetros elásticos
- Parámetros de resistencia (dependientes del nivel de esfuerzos)
- Esfuerzos in-situ: Los esfuerzos in-situ no son propiedades mecánicas de la roca pero influyen en los parámetros elásticos como en los parámetros de resistencia.

2.2.1 Parámetros Elásticos

Algunos materiales tienen la capacidad para resistir y recuperarse de las deformaciones causadas por fuerzas externas. Esta propiedad es nombrada elasticidad siendo este el principio básico para el estudio de las propiedades mecánicas de las rocas. En muchos casos la teoría elástica para materiales sólidos no describe completamente el comportamiento de las rocas obligando a utilizar el concepto de poro-elasticidad.

Las deformaciones elásticas a las cuales es sometido material antes de sufrir una deformación plástica y la subsecuente fractura del material serán establecidas en este capítulo.

2.2.2 Elasticidad

Una roca al ser sometida a esfuerzos presenta variaciones en su estructura. Esos cambios han sido estudiados cuidadosamente con el fin de conocer cuál es la



respuesta o comportamiento de la roca a diferentes magnitudes de esfuerzos evidenciando la existencia de la elasticidad lineal y no lineal.

2.2.2.1 Elasticidad Lineal.

Es el tipo de respuesta más simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da generalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. Esta teoría fue introducida por Robert Hooke, quien en 1676 estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

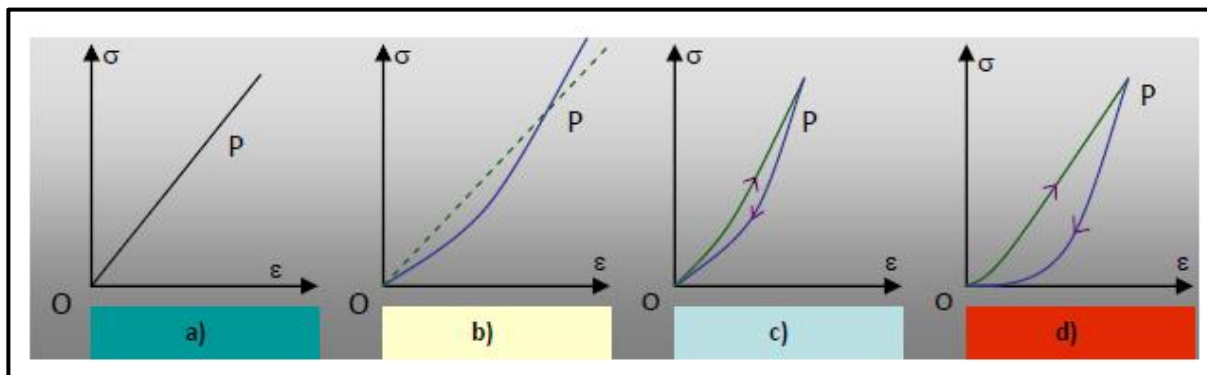
$$\sigma = E\varepsilon \quad (3)$$

Donde, σ es el esfuerzo aplicado, E es el módulo de Young y ε es la deformación sufrida por el material.

2.2.2.2 Elasticidad no lineal.

Para un material elástico lineal siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo - deformación para cualquier material será una línea recta como se muestra en la figura 8a.

Figura 8. Relaciones esfuerzo – deformación para: a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente.



Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo – deformación su comportamiento será no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo – deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1\varepsilon + E_2\varepsilon^2 + E_3\varepsilon^3 + \dots \quad (4)$$

El comportamiento no lineal puede ser causado por varios fenómenos y en distintas maneras. Por ejemplo, la figura 8b es idéntica para el proceso de carga y descarga; por lo tanto de tal material se dice que es perfectamente elástico y como se muestra el módulo relacionado al punto P en la curva puede ser identificado por la inclinación de la línea OP (módulo secante), o por la inclinación de la tangente PT (módulo tangente). Si la definición correcta para el módulo es usada, según la ley de Hooke puede ser escrita como:

$$\sigma = E_{sec}(\varepsilon)\varepsilon \quad (5)$$

En una forma alternativa, la ecuación (5) puede ser escrita de una manera diferencial como:

$$\Delta\sigma = E_{tan}(\varepsilon)\Delta\varepsilon \quad (6)$$

Donde $E_{sec}(\varepsilon)$ y $E_{tan}(\varepsilon)$ dependen de la deformación ε , lo cual complica el uso de las ecuaciones (5) y (6). Por comparación entre estas ecuaciones se puede observar que la relación entre los módulos secante y tangente es:

$$\varepsilon_{sec}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^t E_{tan}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (7)$$

La relación esfuerzo-deformación observada en la figura 8c (material elástico) es observada con frecuencia en las rocas. La ruta de carga es diferente a la ruta de descarga, este efecto es llamado histéresis; esto quiere decir que el trabajo hecho durante el proceso de carga no es completamente liberado durante la descarga, por tanto parte de la energía de deformación se disipa en el material. El módulo elástico relacionado con la etapa de descarga es llamado módulo de descarga. En la figura 8d el material ha sufrido una deformación permanente durante el ciclo carga – descarga (Material dúctil).

2.2.3 Esfuerzo

Definido como una fuerza aplicada sobre una sección transversal o superficie a través de la cual la fuerza está actuando. En geomecánica la convención de signos establece que los esfuerzos compresivos son positivos, por convenciones geológicas. En la figura 9, se puede ver que las fuerzas que se están aplicando a lo largo del eje del material son iguales. Ahora si se calculan los esfuerzos existentes en cada sección (a), (b) y (c) se puede ver que son diferentes.

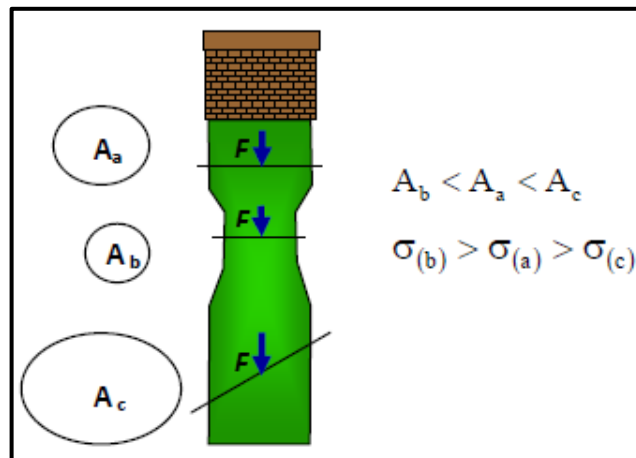
El esfuerzo en la sección o superficie (a) es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (8)$$

Ahora para la superficie (b) se tiene: (despreciando la fuerza del cuerpo del pilar)

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (9)$$

Figura 9. Definición de esfuerzo



Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

La fuerza actuando a través de la sección transversal A_b es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal A_a (despreciando el peso del pilar), donde el área A_b es más pequeña que A_a , de tal forma que el esfuerzo en (b) es más grande que el esfuerzo en (a). Resumiendo se puede concluir que el esfuerzo depende de la posición dentro del elemento cargado.



La orientación de la fuerza relativa a la sección transversal tiene gran importancia. Por ejemplo: si se considera la sección transversal en (c) con un área A_c donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza F en una componente Normal F_N y una componente paralela F_P a la sección, es decir:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (10)$$

$$\tau_s = \frac{F_p}{A} \quad (11)$$

Donde σ_N es el esfuerzo normal y τ_s es el esfuerzo de corte. Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie, donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales tienden a cambiar el volumen del material (por ejemplo la presión hidrostática) y son soportados por el módulo de Bulk el cual a su vez depende del módulo de Young y la relación de Poisson; mientras que los esfuerzos de corte tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen y están soportados por el módulo de corte.

2.2.4 Deformación

Definida como la compresión o extensión de un cuerpo por efecto de la aplicación de fuerzas externas. La cantidad de deformación cambia con la variación de la magnitud de los esfuerzos y también con el tiempo¹².

La deformación longitudinal (elongación) se define como el límite de la elongación cuando la longitud L tiende a cero, está dado por:

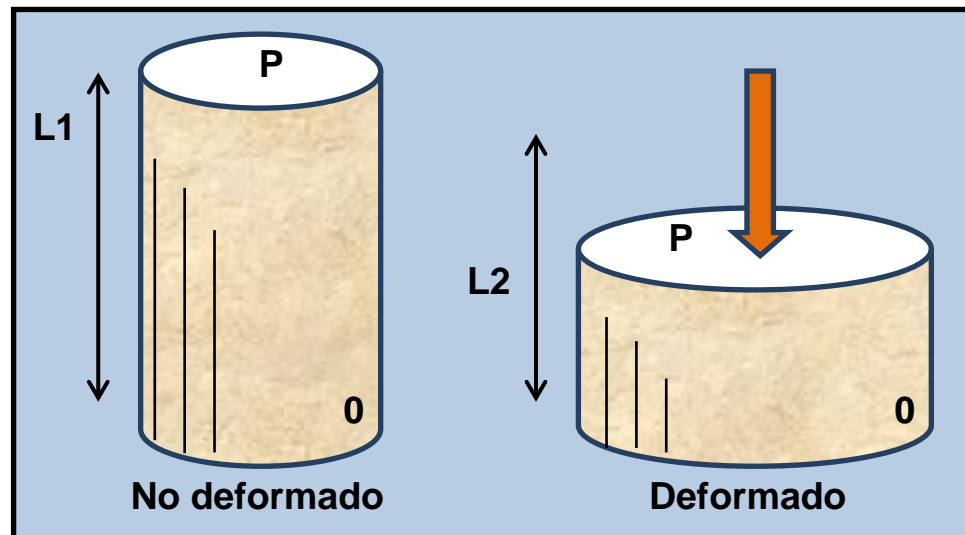
$$\varepsilon = \lim_{L \rightarrow 0} \frac{\Delta L}{L} \quad (12)$$

La figura 10 muestran un ejemplo de un cuerpo deformado, donde los desplazamientos en relación a las posiciones O y P no son iguales.

$$\varepsilon = \frac{(L_i - L_f)}{L_i} \quad (13)$$

Donde ε es llamada la elongación correspondiente al punto en la dirección OP donde la fuerza aplicada fue por compresión. Para ser coherente con la convención de signos para los esfuerzos, se requiere que la elongación se tome como positiva cuando la deformación es causada por la aplicación de una fuerza compresiva o como negativa cuando la deformación es por una fuerza de tensión.

Figura 10. Deformación longitudinal



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

2.2.5 Módulos Elásticos

En la gran mayoría de los casos las rocas presentan un comportamiento no lineal al ser sometidas grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños¹³.

2.2.5.1 Módulo de Young (E).

Es la capacidad que tiene un cuerpo de deformarse al ser sometido a esfuerzos (rigidez del material). Considere la muestra de longitud L y área de sección transversal $A=D^2$ como se observa en la figura 11. Cuando una fuerza F es aplicada, la longitud de la muestra es reducida a L_f . Por lo tanto, el esfuerzo aplicado y su correspondiente elongación son:

$$\sigma_x = \frac{F}{A} \quad (14)$$

$$\varepsilon_x = \frac{(L_i - L_f)}{L_i} \quad (15)$$

Una deformación del cuerpo uniforme evidencia la existencia de una relación lineal entre σ_x y ε_x que puede ser escrita así:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \rightarrow E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (16)$$

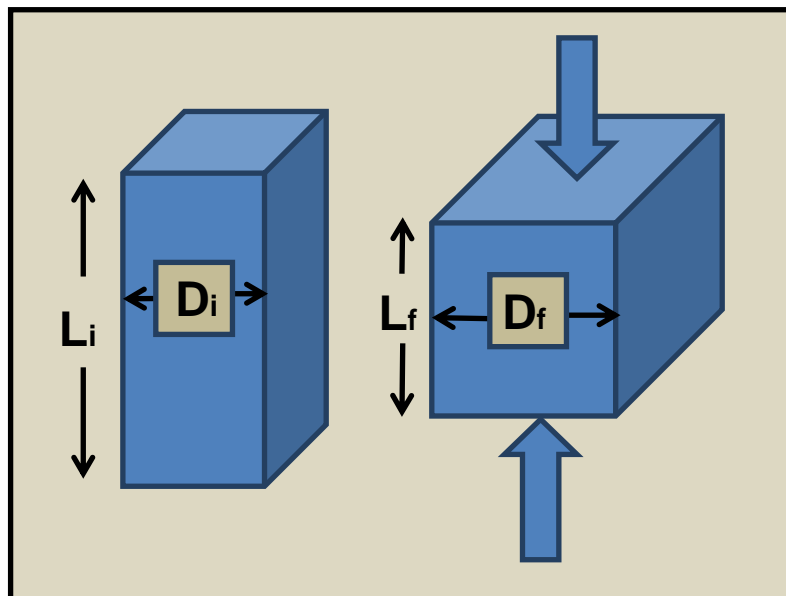
El módulo de Young puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son:¹⁴

➤ *Módulo tangente de Young*, E_T : es la inclinación de la curva esfuerzo – axial / deformación – axial con respecto a algún porcentaje fijo, generalmente 50% del pico de la resistencia en una prueba de compresión uniaxial.

➤ *Módulo de Young promedio*, E_P : es el promedio de inclinación de la porción aproximadamente lineal de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial.

➤ *Módulo de Young secante*, E_s : inclinación de la línea que une el origen de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial al punto en la curva de algún porcentaje fijo de la resistencia pico.

Figura 11. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson.



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

2.2.5.2 Relación de Poisson (ν).

Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos. Si $\nu = 0$ quiere decir que no hay expansión en el material, el valor máximo que tiene la relación de Poisson es de 0.5 (expansión completa). Valores típicos de ν para rocas de yacimiento está entre $0.15 \leq \nu \leq 0.25$. Al aplicar el esfuerzo σ_x en la figura 11 hay un incremento en el ancho D de la muestra; así que la elongación lateral es¹⁵:

$$\varepsilon_y = \varepsilon_z = \frac{(D-D')}{D} \quad (17)$$

Donde $D' > D$, así que ε_y y ε_z se vuelven negativos. La relación experimental de proporcionalidad entre ε_y y ε_x es definida como:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (18)$$

2.2.5.3 Módulo de Bulk.

Es la relación del esfuerzo hidrostático σ_p relativo a la deformación volumétrica ε_v , donde¹⁶:

$$K = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \quad (19)$$

En términos de los módulos elásticos sería:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (20)$$

2.2.6 Criterio de Falla Mohr – Coulomb

La aplicación del criterio de Mohr-Coulomb en la predicción de fallas de corte en la estabilidad de pozo proporciona resultados bastantes conservativos; lo que junto con su facilidad para aplicarlo lo han convertido en el criterio más popular. Es la unión de dos teorías, la de Coulomb y la de Mohr.

El criterio de Coulomb que fue introducido por Coulomb en 1773 y luego retomado por Mohr en 1900 en su forma elemental está representado por la ecuación (21) y basa su hipótesis en que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material (S_o) y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento:

$$\tau = S_o + \mu\sigma_n \quad (21)$$

Donde τ es el esfuerzo de corte, σ es el esfuerzo normal, S_o es la resistencia cohesiva de la roca, físicamente, es el esfuerzo de cizalla necesario para romper una roca por un plano en el cual el esfuerzo normal es cero ($\sigma = 0$) y μ es el coeficiente de fricción o coeficiente de rozamiento interno, el cual al ser multiplicado por el esfuerzo normal da el esfuerzo de rozamiento que hay que superar para producir deslizamiento¹⁶. (Para rocas no consolidadas o poco cementadas $S_o = 0$). El significado del criterio es el siguiente: si en el plano de una roca el esfuerzo de cizalla supera la resistencia que la roca opone a la ruptura, debida a la cohesión entre las partículas que la componen y además, es capaz de vencer la fuerza de rozamiento que se opone al deslizamiento de los dos bloques de roca a ambos lados de dicho plano, la roca se romperá por él. La ecuación es la de una recta, llamada línea de fracturación y representada por la ecuación 21.

Esta fórmula planteada tuvo su origen en las observaciones de Amonton cuando sometía las muestras de rocas a compresión, y las fallas, que por lo general éstas



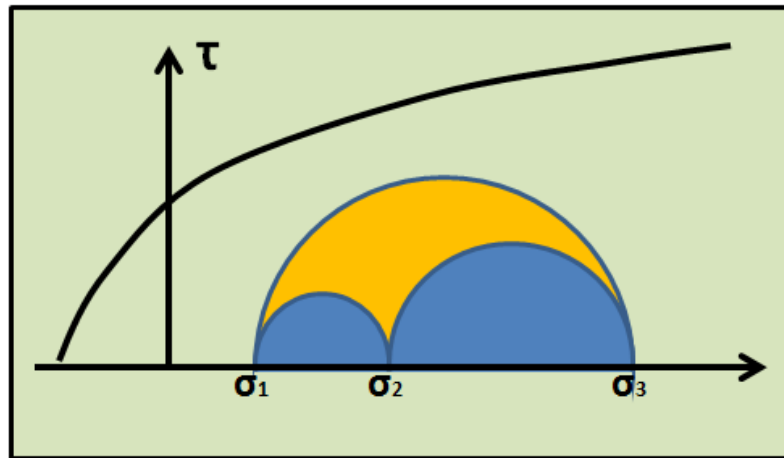
presentaban, eran análogas a la situación donde un bloque está en estado de movimiento inminente en un plano inclinado, a partir de esto define el coeficiente de fricción μ , entre el bloque y el plano, y lo relacionó con el ángulo del mismo (φ), al cual llamó ángulo de fricción.

$$\tau = S_o + \mu \tan \varphi \quad (22)$$

El criterio de Coulomb o Hipótesis de Mohr es una línea recta en el plano $\tau - \sigma$, cuyo intercepto es S_o y la pendiente es la tangente de φ . La línea o envoltura divide el plano $\tau - \sigma$ en dos regiones una estable por debajo de ésta y una región de falla por encima de ella misma.

El círculo de Mohr, permite representar el estado de esfuerzos principales en el mismo plano ($\tau - \sigma$) donde se gráfica la envolvente del criterio de Mohr-Coulomb. El criterio de Mohr-Coulomb no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envolvente; y como se aprecia en la figura 12 cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio (σ_2) no modifica el círculo externo (más grande); en otras palabras bajo la hipótesis de Mohr-Coulomb sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo (σ_1 y σ_3 respectivamente) intervendrán en el momento de la falla (debido a que un cambio en σ_1 o en σ_3 cambiará el círculo externo acercándolo luego a la envoltura).

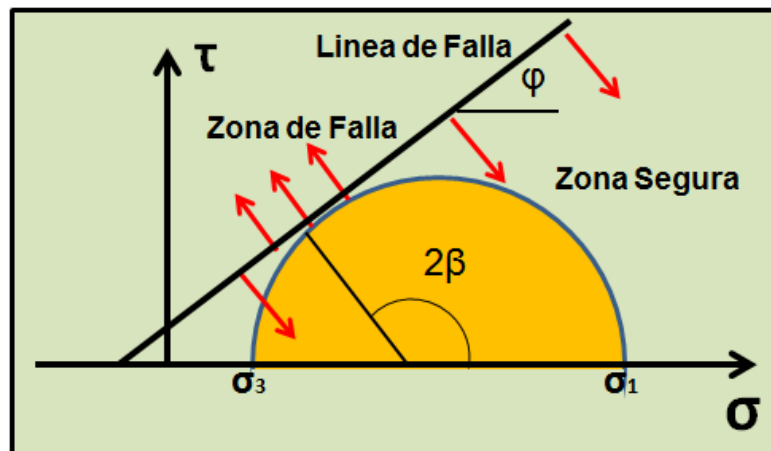
Figura 12. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: UIS, Mora, Tesis de Grado, 2005.

En el momento particular de la falla; se interceptan la envolvente y el círculo de Mohr en un punto del plano $\tau-\sigma$ (Figura 13). Se define β como el ángulo de falla, rescribiendo luego las ecuaciones de esfuerzo de cizalla y esfuerzo normal en función de este ángulo y de los esfuerzos principales tenemos:

Figura 13. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: UIS, Mora, Tesis de Grado, 2005.



$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta \quad (23)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \quad (24)$$

En el punto de intercepción por geometría se puede establecer una relación entre el ángulo de falla, β y la pendiente de la envolvente, φ (ángulo de fricción).

$$\varphi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (25)$$

Donde,

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \quad (26)$$

El ángulo de fricción interna, φ puede tomar valores en el rango de 0 a 90° pero en la práctica el rango se centra aproximadamente en 30°, por otro lado el ángulo β varía entre 45° y 90°. Este ángulo representa la inclinación del plano¹⁷ de falla y está dado únicamente por el ángulo de fricción interna φ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo.

2.3 VARIABLES GEOMECÁNICAS INVOLUCRADAS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para garantizar el éxito de un fracturamiento hidráulico es importante estudiar todos aquellos parámetros geomecánicos involucrados en dicha operación, ya que un análisis de ellos ayuda a establecer condiciones operacionales y caracterizar el sistema objeto de estudio.

2.3.1 Esfuerzos Principales

Para una orientación del sistema de coordenadas el tensor de esfuerzos, presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir; se hacen iguales a cero. Este sistema coordinado se conoce como sistemas de ejes principales y las componentes de esfuerzos normales se denominan esfuerzos principales, expresados generalmente por $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ o S_1, S_2, S_3 ; los cuales expresados en forma matricial se presentan a continuación:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{33} \end{bmatrix} \quad (27)$$

2.3.2 Esfuerzo Efectivo

El primer concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación en una dimensión, fue expuesta por Terzagui en 1923 y formuló la siguiente expresión:

$$\sigma' = \sigma - p \quad (28)$$

Donde σ es el esfuerzo total aplicado, σ' es el esfuerzo efectivo que gobierna la consolidación del material y P es la presión de poro. Sin embargo, Biot (1941,1956) planteó un principio teórico coherente con el fin de comprender los procesos de difusión/deformación que son observados en materiales elásticos. La fuerte acogida de esta teoría se debe a que cualquier variación en la presión de poro está acompañada por el cambio en el volumen del poro, por tanto, esto afecta por completo la respuesta mecánica de la roca. Este comportamiento del material poroelástico es similar al de un sólido elástico cuando los esfuerzos son reemplazados por el siguiente esfuerzo efectivo:



$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (29)$$

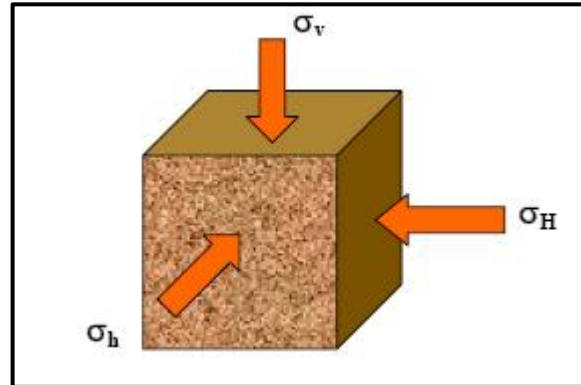
Donde α es la constante de Biot, varia en el rango de 0 a 1 y describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado¹⁸.

Si $\alpha = 1$ esto significa que el fluido en el poro tiene una eficiencia máxima para neutralizar el esfuerzo total del overburden y adicionalmente implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una propicia para que se de falla en la roca. Si $\alpha < 1$ esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual.

2.3.3 Esfuerzos In-Situ

En el subsuelo la roca se encuentra sometida a esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos *in situ* y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo σ_v , σ_H , y σ_h respectivamente los cuales son perpendiculares entre sí, como se presentan esquemáticamente en la figura 14 o en los casos cuando existe isotropía en la formación solo se pueden descomponer en esfuerzo horizontal y esfuerzo vertical.

Figura 14. Orientación de los esfuerzos In-Situ en la formación.



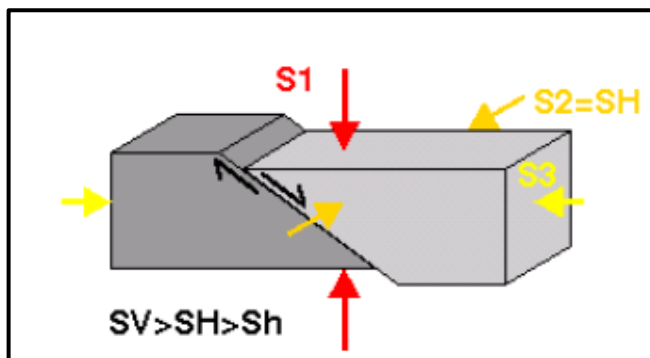
Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

Existen varios regímenes de esfuerzos estos son dependientes de las magnitudes inherentes de estos esfuerzos, Anderson en 1951, a partir de las magnitudes entre los esfuerzos *in situ* describió los posibles regímenes de esfuerzos *in situ* que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo:

2.3.3.1 Régimen de Falla Normal.

Este régimen se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos In-Situ en la formación presentan la siguiente configuración $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

Figura 15. Diagrama de esfuerzos en un régimen de falla normal.

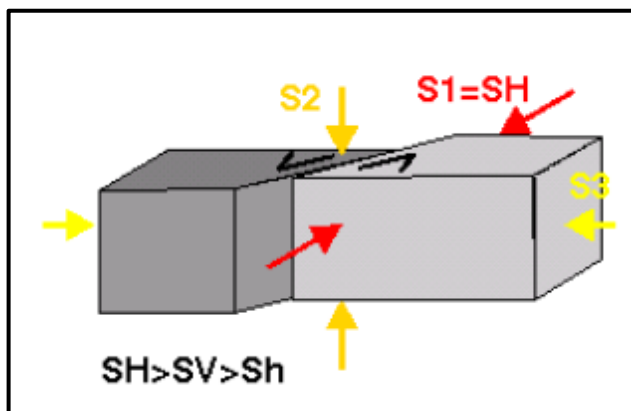


Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

2.3.3.2 Régimen de Falla de Rumbo Deslizante.

Este régimen cuneta con una distribución de esfuerzos la cual está dada por $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. Este régimen se presenta en el área del piedemonte llanero colombiano.

Figura 16. Diagrama de esfuerzos en un régimen de falla rumbo deslizante.

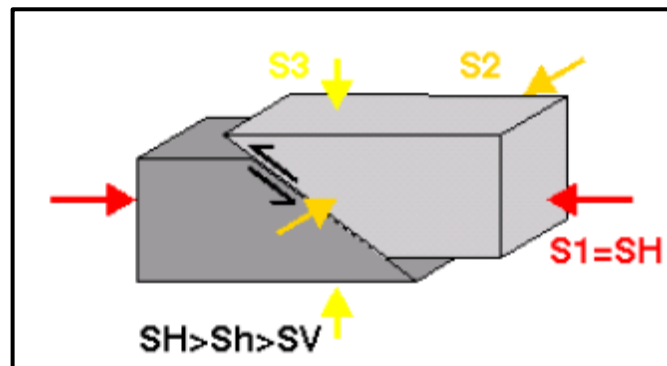


Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

2.3.3.3 Régimen de Falla Inversa.

Este se presenta cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$.

Figura 17. Diagrama de esfuerzos en un régimen de falla inversa.



Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

2.3.4 Esfuerzos en el Wellbore

Una roca se encuentra en estado de equilibrio el cual es nombrado “Estado Inicial” antes de ser perforada y los esfuerzos que se encuentran en estas condiciones se llaman esfuerzos In-Situ y se representa de la siguiente forma: σ_H , σ_h , σ_v .

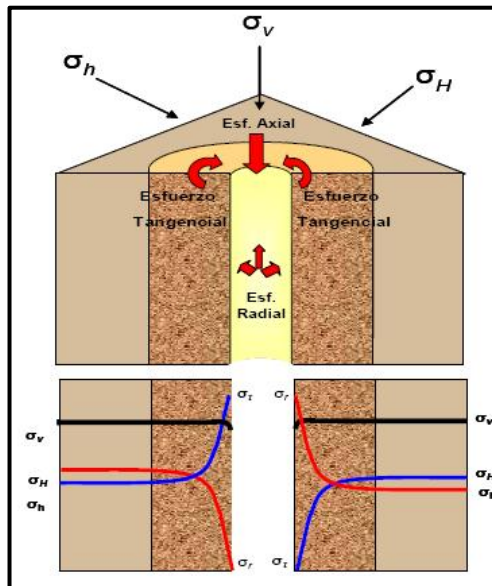
La roca al ser perforada se crea una perturbación en los esfuerzos In-Situ, causando una nueva distribución de esfuerzos, los cuales son llamados “esfuerzos de la cara del pozo” o “esfuerzos en el wellbore”. Los esfuerzos in-situ son por lo tanto alterados, cerca de la cara del pozo debido a la masa de roca removida. Los esfuerzos en el wellbore se observan en la figura 18 y son los siguientes:

σ_r : esfuerzo radial

$\sigma_t = \sigma_\theta$: esfuerzo tangencial

$\sigma_z = \sigma_a$: esfuerzo axial

Figura 18. Distribución de esfuerzos en el wellbore.

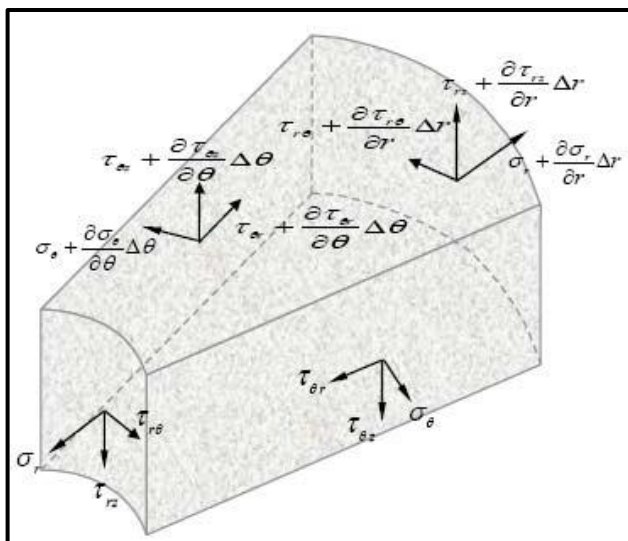


Fuente: UIS, Contreras, Tesis de Grado, 2008.

En la figura se puede observar que los esfuerzos del wellbore disminuyen rápidamente a partir de la cara del pozo hasta llegar a los valores de los esfuerzos in-situ, esto debido a que lejos del pozo el estado de esfuerzos no es aún perturbado. En la figura 18 también es posible observar que σ_r tiende a σ_h , y σ_t tiende a σ_H a grandes distancias de la cara del pozo.

Para poder cuantificar los valores de estos esfuerzos del wellbore, es necesario realizar un balance de esfuerzos sobre un elemento diferencial de forma cilíndrica como se muestra a continuación:

Figura 19. Extensión de las Ecuaciones de Equilibrio de Esfuerzos a Coordenadas Radiales.



Fuente: Osorio, Gildardo. Aspectos geomecánicos de F.H. Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos, Marzo 2006.

Si se realiza un balance de esfuerzos en las direcciones r, t y z se obtienen las siguientes expresiones¹⁹:

Dirección r:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (30)$$

Dirección t:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_t}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{rt}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{zt}}{\partial z} + \frac{2\tau_{rt}}{r} = 0 \quad (31)$$

Dirección z:

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} = 0 \quad (32)$$

Considerando un pozo vertical en un campo anisotrópico de esfuerzos ($\sigma_h \neq \sigma_H$), se obtiene la siguiente solución para los esfuerzos del wellbore:

Dirección t:

$$\sigma_t = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left\{ 1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right\} - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left\{ 1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right\} \cos 2\theta - p_w \frac{r_w^2}{r^2} \quad (33)$$

Dirección r:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left\{ 1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right\} + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left\{ 1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right\} \cos 2\theta + p_w \frac{r_w^2}{r^2} \quad (34)$$

Dirección z:

$$\sigma_z = \sigma_v - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left\{ 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right\} \cos 2\theta \quad (35)$$

Donde,

σ_r : Esfuerzo radial

σ_t, σ_θ : Esfuerzo tangencial

σ_z, σ_a : Esfuerzo axial

σ_h : Esfuerzo mínimo horizontal

σ_H : Esfuerzo máximo horizontal

σ_v : Esfuerzo vertical

R_w : Radio del wellbore

θ : Angulo entre un punto de la circunferencia del wellbore y la dirección del máximo esfuerzo horizontal.

P_w : Presión del fluido en el wellbore.



2.3.5 Presión de Poro

Es la presión que normalmente ejercen los fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. Mientras el incremento en la carga del overburden por la depositación de sedimentos no exceda la tasa a la cual el fluido puede escapar del poro, existirá una conexión de los fluidos desde superficie hasta la profundidad de interés. La presión de poro es entonces igual a la presión hidrostática del agua de formación (presión normal).

La presión normal de la formación es la presión del agua de formación a una profundidad vertical de interés. Si los fluidos de los poros no pueden escapar, la presión comienza a incrementarse a una tasa mayor a la normal (presión anormal).

Para la determinación de la presión de poro se utilizó el método de Eaton, el cual está basado en la premisa de que cuando valores acústicos o de resistividad eléctrica de shales se leen directamente de registros de pozo y se grafican como función de la profundidad en un papel semilog, existe una línea de tendencia normal a través de una sección que está normalmente presurizada. Una desviación de los valores del registro de ésta línea de tendencia normal indica una presión de poro anormal (Eaton, 1975).

Eaton usó una base de datos para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal.

La simplicidad de la ecuación de Eaton permitió que éste método sea usado en la mayoría de las aplicaciones alrededor del mundo.



La ecuación de Eaton está definida como:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * f^\alpha \quad (36)$$

Donde,

$\frac{p}{D}$: Gradiente de presión de poro (psi/pie)

$\frac{s}{D}$: Gradiente de presión de sobrecarga (psi/pie)

$\frac{p_n}{D}$: Gradiente normal de presión de poro (psi/pie)

f^α : Parámetro de ajuste

2.3.6 Gradiente de Fractura

El gradiente de fractura es un parámetro geomecánico que determina que presión es necesaria aplicar a la formación para fracturarla dividida entre la profundidad. Matemáticamente se expresa como:

$$g_f = \frac{p_f}{D} \quad (37)$$

Donde,

g_f : Gradiente de fractura (psi/pie)

P_f : Presión de fractura de la formación (psi)

D: Profundidad de la formación (pies)



Como se puede observar en la expresión matemática, está directamente ligado con la presión de fractura y por ende con la magnitud de los esfuerzos que actúan en la cara del pozo. Con respecto a su dependencia con la profundidad, a mayor profundidad es de esperarse un valor mayor de gradiente de fractura para un mismo pozo objeto de estudio²⁰. En la perforación de pozos es común considerar para fines prácticos que el valor de presión de fractura es igual al valor de esfuerzo mínimo²⁰, aunque bajo esa consideración se puede generar un gran margen de error con respecto al verdadero valor de gradiente de fractura.

2.3.7 Resistencia Tensil

La resistencia a la tensión es una propiedad de la roca, la cual indica que tanto esfuerzo tensivo se debe aplicar a la roca para generar una fractura (fracturarla).

Su formulación matemática teniendo en cuenta solo el comportamiento mecánico de la roca, se presenta a continuación:

$$T_o = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi a_c}} \quad (38)$$

En donde,

T_o: resistencia a la tensión de la roca

a_c: tamaño del defecto en la masa rocosa

K_{ic}: tenacidad a la fractura (propia de cada material)



3 ASPECTOS DE LA OPERACIÓN DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los resultados de la implementación del Fracturamiento Hidráulico han mostrado que la técnica es buena, pero que en algunos casos se pueden presentar problemas que no permiten alcanzar el objetivo de esta técnica. Con el fin de mitigar estos problemas y restituir la producción de los pozos la industria de los hidrocarburos ha buscado una solución en la implementación de la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico.

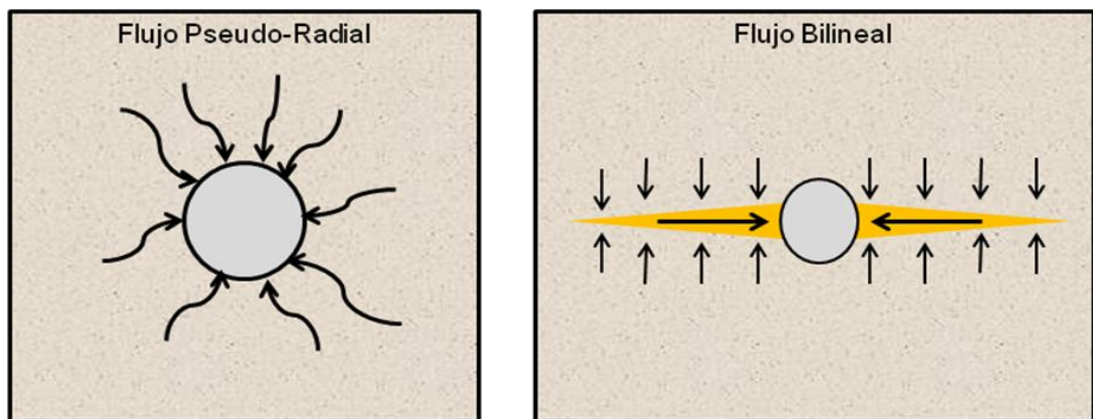
Los pozos de petróleo y gas después de un fracturamiento hidráulico disminuyen su producción debido a factores tales como: el depletamiento del yacimiento, la invasión de agua, pérdida de la conductividad en el área cercana al pozo y fallas en los equipos e implementación de la técnica. Algunos de estos factores pueden ser remediados con la implementación de la técnica de estimulación de Refracturamiento Hidráulico.

Un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico se implementa operativamente igual que un Fracturamiento Hidráulico. Se inyecta un fluido viscoso a alta presión para crear una falla (grieta o fractura) en la formación, que permita restituir la productividad de algunos pozos que no cuentan con alta presión para producir hidrocarburos y disminuir el daño de la formación en la cara del pozo. En la fractura creada se introduce un material esférico que servirá de soporte para impedir que la fractura se cierre, este material tiene dimensiones mayores que los granos de la formación por tanto la fractura tendrá una mayor permeabilidad, porosidad y conductividad, permitiendo que la formación tenga unos canales de flujo, para que el fluido fluya con menor restricción de la formación al pozo.

Un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico permite principalmente restituir la conductividad del pozo con la formación. Esta técnica de estimulación ha sido exitosamente implementada en varios lugares del mundo, como en la formación Barnett Shale en la cuenca Fort Worth¹ y en la formación Codell en la cuenca DJ², estas dos formaciones ubicadas en los Estados Unidos de América.

Cuando se realiza un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, el estado de los esfuerzos en la cara del pozo es desconocido, debido al cambio en el comportamiento de los esfuerzos por el flujo de fluidos y el cambio del régimen de flujo que pasa de Pseudo-radial a bilineal, como se muestra en la figura 20, esto se debe a la existencia de la fractura inicial, causando que una fractura en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico pueda propagarse en una orientación diferente al de la fractura inicial.

Figura 20. Flujo Pseudo – radial y flujo bilineal en un pozo



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: BJ Services, Curso de Fracturamiento Hidráulico, 2007.



3.1 ¿POR QUÉ SE HACE UN REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?

La razón más importante para implementar esta técnica de estimulación es que permite drenar zonas que no han sido drenadas por la fractura del Fracturamiento Hidráulico. Por otro lado la técnica de Refracturamiento Hidráulico se implementa cuando el Fracturamiento Hidráulico no se implementa de manera eficiente y se presentan problemas tales como:

- Pérdida de conductividad de la fractura inicial
- Screenouts prematuros que causan fracturas cortas
- Fracturas del Fracturamiento Hidráulico ineficientes
- Irregularidad en la formación
- Daño en la cara de la fractura inicial por cambio de la mojabilidad
- Empaquetamiento del propante en la fractura inicial

3.2 ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico la fractura puede propagarse en dos direcciones, por lo que se puede presentar reapertura de la fractura inicial y reorientación de fractura. La reorientación de fractura permite ayudar de una forma más eficiente a solucionar los problemas generados en el Fracturamiento Hidráulico y evitará los problemas que se pueden presentar por la reapertura de la fractura inicial.



3.2.1 Reapertura de la Fractura Inicial

En la mayoría de los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico, la fractura se propaga en la misma orientación de la fractura inicial, debido a los altos contrastes entre el esfuerzo máximo horizontal y el esfuerzo mínimo horizontal; esta reapertura de la fractura, en algunos casos, trae problemas para el tratamiento de Refracturamiento, tales como, taponamiento de la fractura por el propante inicial, cambio en la mojabilidad de la formación, pérdida de conductividad de la fractura inicial, entre otros. Estos problemas obligan a tomar medidas correctivas para garantizar la eficiencia del tratamiento. A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas de la reapertura de fractura inicial.

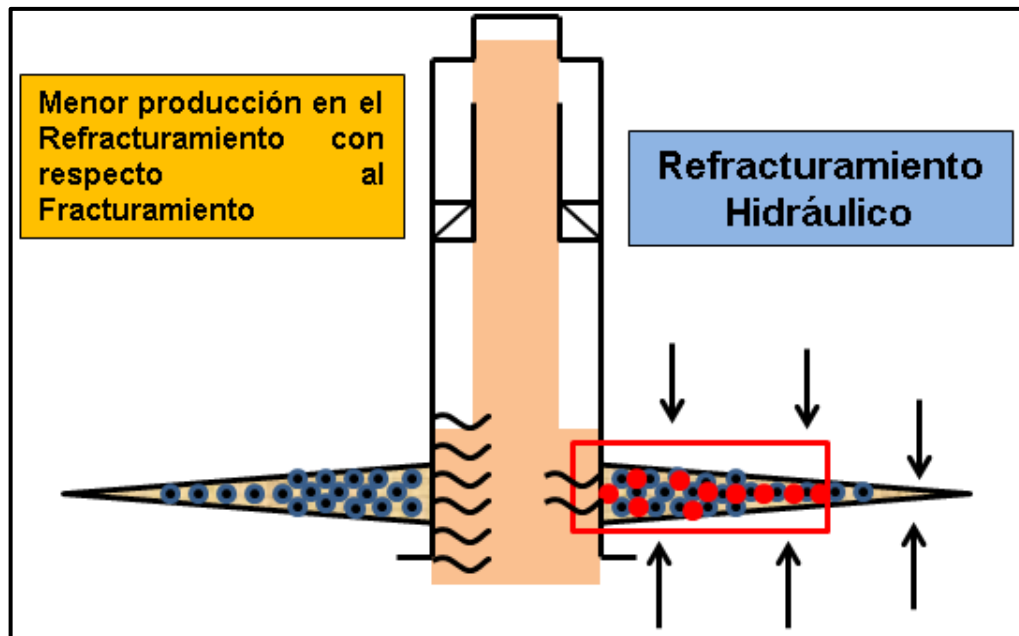
3.2.1.1 Ventajas

- Drenar zonas que no fueron drenadas de manera eficiente por la fractura inicial. Este caso se presenta en la mayoría de los tratamientos de Refracturamiento Hidráulico ya que las fracturas iniciales en un 80% no tienen la geometría de fractura deseada para drenar eficientemente la zona de influencia del pozo.
- El gradiente de fractura es menor comparado con la creación de una fractura nueva. Esto se debe a que el plano de debilidad creado por la fractura inicial será el mismo para la fractura en el Refracturamiento hidráulico.
- La productividad del pozo puede aumentar. Cuando en un tratamiento de Refracturamiento hidráulico, se presenta una reapertura de fractura inicial y no se presenta ninguna interferencia del propante inicial, la productividad del pozo aumentará. Este caso es ampliamente mostrado en muchos casos de estudio en donde se evidencia un aumento de la producción y los reportes del tratamiento muestran que no hubo interferencia del propante inicial.

3.2.1.2 Desventajas

➤ Interferencia del propante de la fractura inicial. El bombeo del propante del Refracturamiento y el propante de la fractura inicial crean un tapón en la fractura como se observa en la figura 5, que restringe el flujo de fluidos a través de la fractura, haciendo del Refracturamiento hidráulico un tratamiento ineficiente.

Figura 21. Taponamiento en la fractura por interferencia del propante

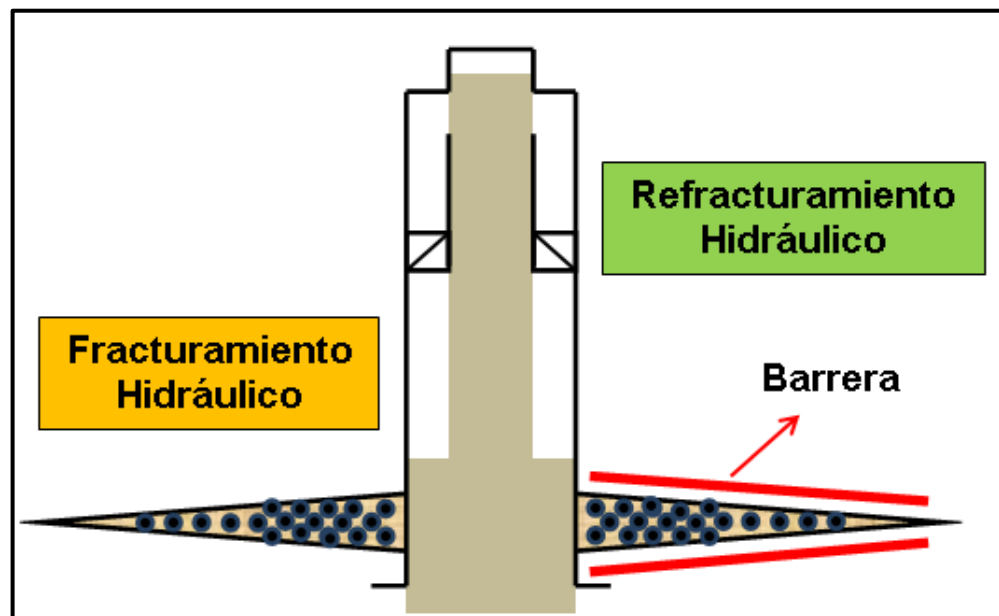


Fuente: Autor

➤ Altos costos en el tratamiento por la interferencia del propante, ya que se debe remover este propante y se debe bombear un fluido para poder retirar de la fractura este propante removido. Esto ocasiona altos costos debido a los aditivos utilizados y en algunos casos este tratamiento químico no es muy eficiente y el propante no es retirado completamente.

➤ Cambio en la mojabilidad de la formación en la cara de la fractura. Con la reapertura de la fractura inicial, por la conductividad de la fractura inicial, el fluido fracturante se filtra hacia la formación cambiando la mojabilidad de la formación cerca a la fractura, esto crea una barrera que restringe el flujo de fluidos causando una disminución en la producción, como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Barrera en la Cara de la Fractura por Cambio en la Mojabilidad



Fuente: Autor

3.2.2 Reorientación de Fractura

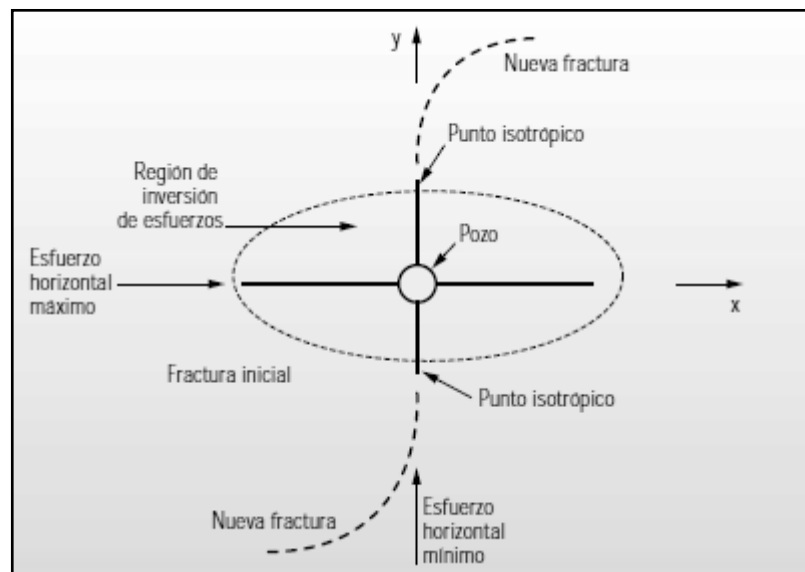
Después de un tiempo de producción en un pozo fracturado hidráulicamente, se presentan cambios de los esfuerzos en la cara del pozo, debido a la variación del gradiente de presión de poro, estos cambios permiten que las fracturas durante tratamientos de Refracturamiento Hidráulico se generen reorientadas y drenen zonas que no han sido drenadas por la fractura inicial.

Cuando una fractura crece reorientada, se pueden evitar todos aquellos problemas que se presentan cuando la fractura se propaga en la dirección de la fractura inicial, en un Refracturamiento hidráulico.

Las fracturas altamente conductivas y muy largas producen grandes cambios de presión alrededor de ellas, y generan altos gradientes de esfuerzos en la dirección normal a ella, causando que nuevas fracturas hidráulicas en el pozo sean orientadas en un azimut diferente a la fractura inicial ²².

La causa para que ocurra el fenómeno de reorientación, se debe a que la componente del esfuerzo horizontal (Esfuerzo Máximo Horizontal) paralela a la fractura se reduce en magnitud más rápidamente en función del tiempo que la componente perpendicular (Esfuerzo Mínimo Horizontal), lo que causa que los esfuerzos cambien su orientación y por lo tanto se genera un área de inversión de esfuerzos, en donde la fractura se propagará en la dirección del estado de esfuerzos de esta área, como se observa en la figura 23.

Figura 23. Reorientación de fractura en un Refracturamiento Hidráulico



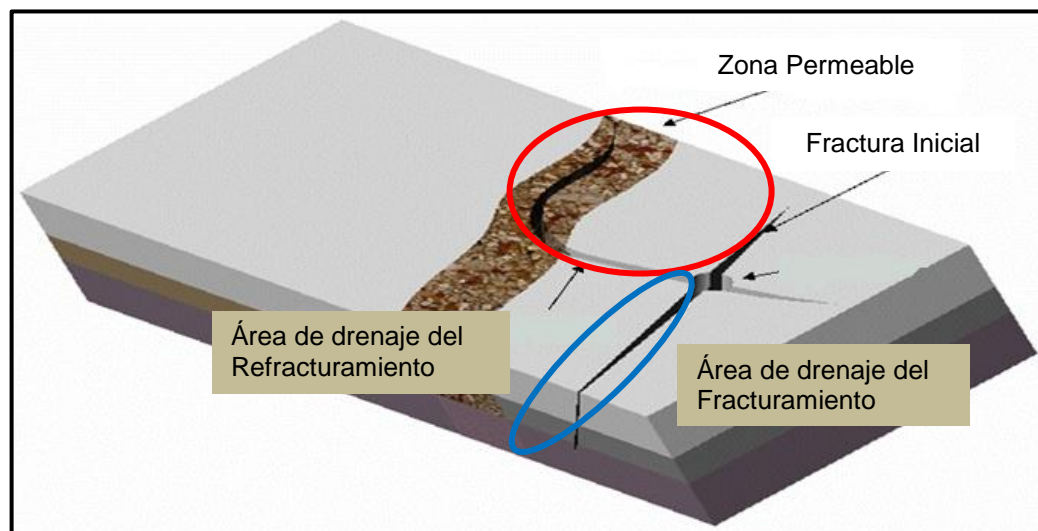
Fuente: Schlumberger, Refracturing Hydraulic Operations, 2003/2004.

Una fractura que tiene una orientación diferente a la fractura inicial, evitará los daños ocasionados al pozo en el fracturamiento inicial y evitará zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación, debido al flujo de fluidos en las cercanías de la fractura inicial.

3.2.2.1 Ventajas

➤ Conectar zonas que no han sido drenadas por la fractura inicial. La ventaja más importante de la reorientación de fracturas en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico, es que ayuda a conectar zonas del yacimiento que no han sido drenadas por la fractura inicial, y de esta manera la fractura se convierte en un medio para recuperar la productividad de un pozo y aumentar la producción.

Figura 24. Área de drenaje para una fractura reorientada y una reapertura de fractura inicial



Fuente: Modificado por el Autor, Tomado de: SPE, Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells, 2000.



- Una reorientación de fractura evitará problemas de interferencia de propante, y cambio en la mojabilidad de la formación, ya que se crea una nueva fractura en la formación.

- Planificación de pozos inyectoros. Cuando la fractura es reorientada y se conoce su orientación, es importante para planificar el desarrollo de pozos inyectoros, ubicación, patrón y espaciamiento de estos. Esto ayudará a crear un mecanismo de línea de impulsión que dará como resultado un mejor drenaje de la formación y el factor de recuperación.

- Planificación de pozos Infill. Cuando la fractura es reorientada y se conoce su orientación, es importante para el desarrollo de campos, ya que ayuda en la ubicación de pozos Infill, con el fin de poder realizar el enmallado de perforación del campo.

3.2.2.2 Desventajas

- El gradiente de Fractura es igual al de una fractura inicial, ya que se crea una nueva fractura en un Refracturamiento hidráulico con fractura reorientada.

3.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO^{21, 22, 23}

Para implementar un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico en un pozo, se deben tener en cuenta algunos aspectos que permitan seleccionar pozos con gran potencial, con el fin de garantizar el éxito del tratamiento. Los aspectos más importantes a tener en cuenta son:



3.3.1. Estimar las reservas actuales del yacimiento al implementar el Refracturamiento Hidráulico, para determinar el potencial de producción de la zona productora.

3.3.2. Analizar los datos de producción de los pozos, con el fin de identificar aquellos pozos en los que está cayendo la producción; y realizar una simulación para analizar el potencial de producción de estos pozos.

3.3.3. Identificar los problemas y las técnicas mal empleadas, del tratamiento de Fracturamiento Hidráulico, con el fin de remediar dichos problemas y utilizar la técnica más adecuada al implementar el Refracturamiento.

3.3.4. Analizar el rendimiento de los pozos, para tener en cuenta si los pozos respondieron favorablemente al Fracturamiento. Si el pozo respondió favorablemente al Fracturamiento existe una gran posibilidad que el Refracturamiento sea exitoso.

3.3.5. Realizar pruebas de Build-Up para determinar la longitud de la fractura inicial y determinar que tanto drenó esta fractura.

3.3.6. Realizar un análisis de las condiciones actuales de la fractura con el fin de determinar la eficiencia, longitud y conductividad. Para ello se deben implementar dos técnicas: La primera técnica involucra el análisis de los datos de rendimiento para determinar la longitud y conductividad de la fractura real. La segunda técnica involucra el uso de conceptos del diseño de Fracturamiento para evaluar la longitud y conductividad de fractura creada. Una similitud entre la longitud de fractura real y la longitud de fractura creada nos proporciona datos sobre la fractura. Una discordancia en los datos nos indica la existencia de un problema.



3.3.7. Clasificar los pozos por la calidad del tratamiento de fracturamiento Hidráulico y la calidad de la fractura inicial; para ello se deben organizar dos grupos de pozos: La primera categoría es de los pozos con producción suficiente ó pozos que tengan datos de pruebas de presión para determinar la longitud de fractura, conductividad de la fractura y permeabilidad de la formación. La segunda categoría corresponde a los pozos donde el análisis post-fractura no es completo. Algunas pruebas no se pueden medir ya que se presenta dificultad en la determinación exacta de la presión de fondo. Cuando el análisis post-fractura no se puede desarrollar por completo, la información de pozos offset puede ser un indicativo del potencial de producción del pozo.

3.3.8. Evaluar el Fracturamiento más exitoso en el campo y la posibilidad de crear una fractura igual a ese tratamiento ó evaluar la factibilidad técnica de crear una fractura más eficaz en el Refracturamiento.

3.3.9. Determinar la factibilidad económica de incrementar la producción con una fractura más eficaz que la fractura inicial. Pozos que muestran una poca producción en el Fracturamiento pueden ser descartados para un Refracturamiento.

3.3.10. Realizar una simulación del Refracturamiento, con el fin de analizar el éxito del tratamiento con las condiciones actuales de yacimiento.

3.3.11. Evaluar el costo económico del tratamiento de Refracturamiento frente al incremento de la producción y las reservas.



4 REORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La disminución de la presión de poro en los yacimientos causa cambios en los esfuerzos efectivos in-situ. El acople entre la presión de poro y los esfuerzos geomecánicos tiene gran influencia en la orientación de fracturas hidráulicas y en los patrones de flujo alrededor de pozos de producción e inyección. Como consecuencia de la influencia mencionada anteriormente los patrones de flujo después de cierto tiempo de producción o inyección pueden ser diferentes de los patrones de flujo originales. La reorientación de esfuerzos alrededor de pozos de producción o inyección es estudiada para determinar los parámetros que pueden controlar la propagación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico. Resultados de estudios muestran que variaciones en los esfuerzos inducidos por el flujo (esfuerzos poroelásticos) causan cambios en la dirección de los esfuerzos horizontales in-situ. Este proceso depende del tiempo y la formación y es controlado por el contraste de los esfuerzos horizontales in-situ, el flujo (inyección o producción), la relación de Poisson y la variación de la presión de poro.

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE REORIENTACIÓN DE FRACTURAS

El conocimiento del comportamiento de los esfuerzos in-situ es importante para el manejo del yacimiento. Los cambios en los esfuerzos in-situ en muchos casos se cree que son los responsables de algunos de los más comunes problemas en los pozos y en los yacimientos, tales como, la producción de arena, colapso de la cara del pozo y apertura o cierre de fracturas. Los cambios en la presión de poro debido a la producción o inyección es una de las causas primarias de los cambios



en los esfuerzos del yacimiento. Estos cambios causan una redistribución de los esfuerzos, lo cual conduce a una reorientación local de los esfuerzos. Estudios de campo y de laboratorio han mostrado que la orientación de fracturas hidráulicas está influenciada por la actividad en la cercanía de la cara del pozo.

Warpinski y Branagan²⁴ propusieron tomar ventaja de la reorientación de los esfuerzos en la región de influenciada para crear una orientación favorable de fractura. Este proceso fue llamado como *fracturamiento de esfuerzos alterados*. Posteriormente, Palmer²⁵ elaboró una *fracturamiento de esfuerzos alterados* con énfasis en la aplicación a yacimientos de mantos de carbón. Elbel y Mack²⁶ indicaron que los cambios en los esfuerzos horizontales debido a la producción causan que la iniciación de la propagación de las fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico sea perpendicular a la fractura inicial. Dewi y Her-Yuan²⁷ estudiaron la reorientación de esfuerzos en yacimientos con múltiples pozos y sugirieron que la interferencia de pozos es un factor importante que afecta la reorientación de esfuerzos. Regulando la tasa de producción o inyección y la ubicación de los pozos se puede controlar la orientación de esfuerzos en un punto determinado del yacimiento.

La reorientación de fractura se postuló que ocurría en tratamientos de refracturamiento hidráulico para explicar los inesperados aumentos en la producción de los pozos²⁸. Estudios de campo y experimentales han demostrado la existencia de la reorientación de fracturas^{26, 28, 29}.

Bruno y Nakagawa³⁰ hicieron pruebas de laboratorio en 1991 y mostraron que la iniciación de la propagación y orientación de fracturas están influenciadas por los cambios en la presión de poro. Ellos mostraron que el gradiente de presión de poro local cerca de la punta de la fractura controla la dirección del crecimiento de la fractura. Una fractura gira hacia las zonas de alta presión de poro si los esfuerzos in-situ no son dominantes. Elbel^{26, 31, 32} presentó una teoría sobre



reorientación de fracturas en 1993 y aplicó la teoría a pozos en tight gas sand en 1998 y 2000. Ellos mostraron que debido a la existencia de la fractura inicial el esfuerzo horizontal máximo efectivo disminuye en mayor medida que el esfuerzo horizontal mínimo efectivo. Si la diferencia en la reducción de los esfuerzos es mayor que el contraste original de los esfuerzos in-situ, entonces la dirección de los esfuerzos cambiará y la fracturas se propagaran perpendicular a la fractura inicial.

Estudios de campo presentados por Wright ^{28, 33, 34, 35, 36, 37} confirmaron que la reorientación de fractura ocurre en determinados campos. Ellos afirmaron que la los cambios en los esfuerzos que ocasionaron fracturas reorientadas fueron efecto del depletamiento. La producción de fluidos causa un depletamiento de la presión en el yacimiento lo que genera que el estado de los esfuerzos se altere.

En una serie de estudios de reorientación de fracturas inducidas por inyección de agua e inyección de fluidos ^{28, 33, 34, 35, 36, 37} utilizando datos de campo y de laboratorio, Wright postuló que la reorientación de fracturas es causada por los cambios en la presión de poro y cambios en los esfuerzos de corte locales de la formación, lo que conduce a que la creación de fracturas sea orientada con un ángulo agudo desde la orientación de la fractura inicial. Los principales factores que controlan la reorientación de fracturas son el contraste de esfuerzos, la presión neta, la presión en la cara del pozo y la presión de la formación. La reorientación de fracturas permite que se conecte zonas no drenadas de la formación lo que permite la producción se restablezca cerca o por encima de las tasas iniciales de producción. Detourney³⁸ proporcionó una solución analítica del control de la dirección de la fractura en tratamientos de inyección de fluido.



4.2 INFLUENCIA DE LA PRESIÓN DE PORO Y PARÁMETROS GEOMECÁNICOS SOBRE LA REORIENTACIÓN DE ESFUERZOS

Existen algunos parámetros tales como la presión de poro, la presión en la cara del pozo, los esfuerzos in-situ y la relación de Poisson que tienen influencia en la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico

La presión en la cara del pozo, los esfuerzos poroelásticos (esfuerzos inducidos por los cambios en la presión de poro) y los esfuerzos in-situ controla la dirección del esfuerzo máximo principal (esfuerzo máximo horizontal en zona afectada por la fractura inicial). La presión en la cara del pozo crea esfuerzos que tiene efecto solo en las zonas más próximas a la cara del pozo. Los esfuerzos poroelásticos son la razón principal y más importante para que ocurra la reorientación de esfuerzos porque los esfuerzos in-situ y la presión en la cara del pozo son constantes mientras que los esfuerzos poroelásticos cambian con el tiempo debido los cambios en la presión de poro.

En la región cercana a la cara del pozo en la zona afectada por la fractura inicial donde los esfuerzos poroelásticos dominan el esfuerzo máximo principal la dirección del esfuerzo es casi tangente a la cara del pozo.

En la región lejos de la cara del pozo fuera del área afectada por la fractura inicial, la presión en la cara del pozo tiene un efecto pequeño sobre la dirección del esfuerzo máximo principal. En esta zona los esfuerzos In-Situ controlan la dirección de los esfuerzos siendo esta orientación paralela a la de los esfuerzos en su estado inicial. Altos contrastes entre los esfuerzos in-situ (diferencia entre el esfuerzo máximo horizontal y el esfuerzo mínimo horizontal) minimizan la acción de los esfuerzos poroelásticos para reorientar la dirección de los esfuerzos in-situ. Un aumento (pozos Inyectores) o disminución (pozos productores) de la presión



de poro incrementa el ángulo de desviación de los esfuerzos de la orientación inicial a una nueva orientación.

Pequeños valores de la relación de Poisson causa grandes esfuerzos poroelásticos a una misma presión de poro, por tanto pequeños valores para la relación Poisson genera grandes ángulos de desviación de los esfuerzos In-situ.

4.3 MODELOS DE REORIENTACIÓN DE ESFUERZOS EN UN POZO FRACTURADO HIDRÁULICAMENTE

La reorientación de esfuerzos, dependiendo de las condiciones del yacimiento al momento de implementar un tratamiento de refracturamiento, es la causa principal por la cual las fracturas pueden tener una orientación diferente a la fractura inicial, en esta sección se mostraran 3 modelos para estimar la reorientación y magnitud de estos esfuerzos. Por disponibilidad de información y por análisis de la influencia de los parámetros utilizados en el modelamiento, el modelo utilizado para el estimar la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico y desarrollar la herramienta software fue el modelo de esfuerzos efectivos.

4.3.1 Modelo de Esfuerzos Efectivos

Desarrollado por Zongyu Zhai en 2007 ³⁹, este es un modelo poroelástico para estimar la reorientación de esfuerzos que causan reorientación de fracturas bajo algunas condiciones de yacimiento tales como, la inyección o producción de fluidos. En este modelamiento se tiene en cuenta que una variación de los gradientes de presión cambiará el estado de los esfuerzos en su magnitud y orientación en la zona afectada por la creación de una fractura inicial lo que



ocasionará que durante un tratamiento de refracturamiento hidráulico las fracturas puedan tener una orientación diferente teniendo como referencia la fractura inicial.

En este modelo para estudiar la reorientación de fracturas, es necesario obtener la distribución de los esfuerzos efectivos alrededor del pozo. Los esfuerzos alrededor de la cara del pozo están divididos en dos partes:

- Los esfuerzos inducidos por los esfuerzos in-situ
- Los esfuerzos inducidos por el flujo de fluidos (esfuerzos poroelásticos)

Mediante el acople de estos esfuerzos y la distribución de la presión de poro es posible estimar la orientación de fracturas.

4.3.1.1 Ecuación de Equilibrio.

Los esfuerzos en el yacimiento satisfacen la ecuación de equilibrio y escritos en una dimensión puede ser escritos así:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{\theta r}}{r \partial \theta} - \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (39)$$

Sustituyendo los esfuerzos totales por esfuerzos efectivos en la ecuación 6.1 se obtiene:

$$\frac{\partial \sigma'_r}{\partial r} + \frac{\partial \tau'_{\theta r}}{r \partial \theta} - \frac{\sigma'_r - \sigma'_\theta}{r} + \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad (40)$$

La ecuación 40 es un sistema lineal no homogéneo. La solución de este sistema está compuesta de una solución particular y una solución general. La distribución de los esfuerzos efectivos inducidos por los esfuerzos in-situ es una solución

general del sistema mientras que los esfuerzos inducidos por el flujo de fluido es una solución particular del sistema.

4.3.1.2 Esfuerzos Efectivos debido a los Esfuerzos In-Situ.

Los esfuerzos efectivos debido a los esfuerzos horizontales in-situ se obtienen analíticamente y son los siguientes:

$$\begin{aligned}\sigma'_{r(\text{inicial})} &= \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma'_x + \sigma'_y}{2} + \left(1 - 4\frac{r_w^2}{r^2} + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma'_x - \sigma'_y}{2} \cos 2\theta \\ \sigma'_{\theta(\text{inicial})} &= \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma'_x + \sigma'_y}{2} - \left(1 + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma'_x - \sigma'_y}{2} \cos 2\theta \\ \sigma'_{r\theta} &= -\left(1 + 2\frac{r_w^2}{r^2} - 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma'_x - \sigma'_y}{2} \sin 2\theta\end{aligned}\quad (41)$$

En términos de esfuerzos in-situ totales,

$$\begin{aligned}\sigma'_{r(\text{inicial})} &= \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \left(1 - 4\frac{r_w^2}{r^2} + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta \\ &\quad - P_0 \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \\ \sigma'_{\theta(\text{inicial})} &= \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} - \left(1 + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta - P_0 \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \\ \sigma'_{r\theta} &= -\left(1 + 2\frac{r_w^2}{r^2} - 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \sin 2\theta\end{aligned}\quad (42)$$

4.3.1.3 Esfuerzos efectivos debido al Flujo de Fluidos.

La ecuación de equilibrio en la dirección r (formula de desplazamiento) se obtiene por la reducción de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 &(\lambda + 2G) \frac{\partial^2 \mu}{\partial r^2} + (\lambda + 2G) \frac{1}{r} \frac{\partial \mu}{\partial r} - (\lambda + 2G) \frac{\mu}{r^2} - (\lambda + 3G) \frac{1}{r^2} \frac{\partial v}{\partial \theta} \\
 &\quad + (\lambda + G) \frac{1}{r} \frac{\partial^2 v}{\partial r \partial \theta} + G \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \mu}{\partial \theta^2} = \alpha \frac{\partial P}{\partial r} \\
 &(\lambda + G) \frac{\partial^2 \mu}{\partial r \partial \theta} + (\lambda + 3G) \frac{1}{r^2} \frac{\partial \mu}{\partial \theta} + (\lambda + 2G) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v}{\partial \theta^2} \\
 &+ G \left(\frac{\partial^2 v}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial v}{\partial r} - \frac{v}{r^2} \right) = \alpha \frac{\partial P}{r \partial \theta}
 \end{aligned} \tag{43}$$

A una dimensión,

$$\frac{\partial^2 \mu}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \mu}{\partial r} - \frac{\mu}{r^2} = \frac{1}{\lambda + 2G} \frac{\partial P}{\partial r} \tag{44}$$

Con las siguientes condiciones de frontera

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= P_w, \text{ en } r = r_w \\
 \mu &= 0, \text{ en } r = \infty
 \end{aligned} \tag{45}$$

Donde,

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}; G = \frac{E}{2(1+\nu)}; \lambda + 2G = \frac{E\nu + E(1-2\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)} = \frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)} \tag{46}$$

Resolviendo las ecuaciones 43, 44, 45 y las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 \sigma'_r &= -\lambda \varepsilon_{\text{vol}} - 2\mu \varepsilon_r, & \tau'_{r\theta} &= -2\mu \varepsilon_{r\theta}, & \tau'_{rz} &= -2\mu \varepsilon_{rz} \\
 \sigma'_\theta &= -\lambda \varepsilon_{\text{vol}} - 2\mu \varepsilon_\theta, & \tau'_{\theta z} &= -2\mu \varepsilon_{\theta z}, & \tau'_{\theta z} &= -2\mu \varepsilon_{\theta z} \\
 \sigma'_z &= -\lambda \varepsilon_{\text{vol}} - 2\mu \varepsilon_z, & \tau'_{zr} &= -2\mu \varepsilon_{rz}, & \tau'_{\theta z} &= -2\mu \varepsilon_{\theta z}
 \end{aligned} \tag{47}$$

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_r &= \frac{\partial \mu}{\partial r}, \quad \varepsilon_\theta = \frac{1}{2} \left(\frac{\mu}{r} + \frac{\partial \nu}{r \partial \theta} \right), & \varepsilon_z &= \frac{\partial w}{\partial z} \\
 \varepsilon_{r\theta} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \nu}{\partial r} - \frac{\nu}{r} + \frac{\partial \mu}{r \partial \theta} \right), \quad \varepsilon_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{r \partial \theta} + \frac{\partial \mu}{\partial z} \right), & \varepsilon_{zr} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\partial \mu}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial r} \right)
 \end{aligned} \tag{48}$$

Se obtiene los esfuerzos efectivos radiales y tangenciales inducidos por la presión en la cara del pozo y el flujo de fluido, y son los siguientes:

➤ Esfuerzo efectivo radial

$$\sigma'_{r(\text{poro})} = \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr + \frac{r_w^2}{r^2} P_w + P_0 \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) - P(r, \theta) \tag{49}$$

➤ Esfuerzo efectivo tangencial

$$\sigma'_{\theta(\text{poro})} = -\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr - P(r, \theta) \right] - \frac{r_w^2}{r^2} P_w + P_0 \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) - P(r, \theta) \tag{50}$$

4.3.1.4 Esfuerzos Efectivos netos.

Igualando los dos grupos de esfuerzos efectivos anteriores (Esfuerzos efectivos debido a los esfuerzos in-situ y el flujo de fluidos), se obtiene los esfuerzos efectivos en el yacimiento, como se muestra a continuación:



El esfuerzo efectivo radial neto se obtiene por adición de las ecuaciones 42 y 49,

$$\sigma_r = \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr + \frac{r_w^2}{r^2} P_w - P(r, \theta) + \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \left(1 - 4 \frac{r_w^2}{r^2} + 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta \quad (51)$$

El esfuerzo efectivo tangencial neto se obtiene por adición de las ecuaciones 42 y 50,

$$\sigma_\theta = -\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr - P_f(r, \theta) \right] - \frac{r_w^2}{r^2} P_w - P(r, \theta) + \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} - \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta \quad (52)$$

Donde,

$$P_f(r, \theta) = P(r, \theta) - P_0 \quad (53)$$

El esfuerzo de corte está dado por,

$$\sigma'_{r\theta} = -\left(1 + 2 \frac{r_w^2}{r^2} - 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \sin 2\theta \quad (54)$$

4.3.1.5 Distribución de Presión de Poro

En forma general, la distribución de presión de poro en un yacimiento es una función compleja de los patrones de flujo y las tasas durante la producción o inyección de un pozo. De manera práctica en esta sección se utilizará un caso simple donde la presión de poro es obtenida de la ecuación de difusividad.



$$\frac{\partial}{\partial t} [\varphi \mu c_t P] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[k \frac{\partial P}{\partial r} \right] \quad (55)$$

Las condiciones de frontera e iniciales son,

$$\begin{cases} P(\infty, \theta) = P(r, 0) = P_0 \\ P(r_w, t) = P_w \end{cases} \quad (56)$$

Si la presión $P_w > P_0$, el perfil de presión se aproxima a un pozo inyector, mientras que $P_w < P_0$ el perfil será de un pozo productor. Donde P_w es la presión en la cara del pozo y P_0 es la presión inicial en el yacimiento.

4.3.1.6 Esfuerzo Principal y Angulo de Desviación.

Una vez se han calculado los componentes de los esfuerzos son calculados de las ecuaciones 43, 44, 52, 53, 47 y 48, se obtiene el esfuerzo máximo principal en el área afectada por la fractura inicial y el ángulo que ha variado el esfuerzo de su posición inicial a una posición actual (ángulo de desviación). Las correlaciones de esfuerzo máximo principal y ángulo de desviación se muestran a continuación

$$S_p = \frac{\sigma_r + \sigma_\theta}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2}\right)^2 + \sigma_{r\theta}^2} \quad (57)$$

$$\tan(2\theta_p) = \frac{2\sigma_{r\theta}}{\sigma_r - \sigma_\theta} \quad (58)$$

Donde,

θ , Una coordenada en la dirección tangencial en un sistema de coordenadas radiales.

θ_p , El ángulo de desviación desde la dirección θ hacia la dirección del esfuerzo máximo principal

$\theta_p + \theta$, Es el ángulo principal desde $\theta=0$ (eje X) a la dirección del esfuerzo máximo principal.

Sustituyendo las ecuaciones 49, 50, 51 y 52 en la ecuación 58 con algunos procesos matemáticos, se obtiene el ángulo de desviación de la siguiente manera:

$$\tan(2\theta_p) = \frac{2\sigma_{r\theta}}{(\sigma_{r(\text{poro})} - \sigma_{\theta(\text{poro})}) + (\sigma_{r(\text{inicial})} - \sigma_{\theta(\text{inicial})})} \quad (59)$$

Donde el esfuerzo de corte es,

$$\sigma'_{r\theta} = - \left(1 + 2 \frac{r_w^2}{r^2} - 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \sin 2\theta \quad (60)$$

La diferencia de los esfuerzos poroelásticos es,

$$\sigma_{r(\text{poro})} - \sigma_{\theta(\text{poro})} = \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{2}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr - P_f(r, \theta) \right] \quad (61)$$

La diferencia de los esfuerzos iniciales es,

$$\begin{aligned} (\sigma_{r(\text{inicial})} - \sigma_{\theta(\text{inicial})}) = & 2 \frac{r_w^2}{r^2} P_w - 2 \frac{r_w^2}{r^2} \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \left[2 \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) - \right. \\ & \left. 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right] \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta \end{aligned} \quad (62)$$

Sustituyendo las ecuaciones 60, 61 y 62 en la ecuación 59, el ángulo de desviación queda escrito de la siguiente manera:

$$\tan(2\theta_p) = \frac{\left[- \left(1 + 2 \frac{r_w^2}{r^2} - 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \sin 2\theta \right]}{\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{2}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr - P_f(r, \theta) \right] + 2 \frac{r_w^2}{r^2} P_w - 2 \frac{r_w^2}{r^2} \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \left[2 \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) - 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right] \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta} \quad (63)$$

De las ecuaciones 61 y 63 se puede observar que los esfuerzos poroelásticos es la razón por la que ocurre la reorientación los esfuerzos ya que los esfuerzos in-situ y la presión en la cara del pozo son constantes mientras que los esfuerzos poroelásticos cambian con el tiempo debido a los cambios en la presión de poro.

4.3.2 Modelo de Interferencia de Esfuerzos In-Situ

Desarrollado por Fei Yao en 2007⁴⁰, este modelo describe el comportamiento de los esfuerzos in-situ de la formación cuando se ha realizado un tratamiento de fracturamiento hidráulico con el fin de predecir la posible orientación de las fracturas durante un tratamiento de refracturamiento hidráulico teniendo en cuenta la variación de los esfuerzos in-situ por el fracturamiento hidráulico. Este modelo muestra que el factor más importante en la reorientación de una fractura en un refracturamiento hidráulico son los esfuerzos in-situ aplicados sobre el campo, y muestra que los esfuerzos de corte inducidos por la producción o inyección de la zona tienen una influencia secundaria sobre la reorientación de fracturas, las correlaciones que muestra el modelo se muestran a continuación:

$$\tan 2\beta = \frac{2\alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) g \sin 2\theta}{\sigma_x - \sigma_y + 2\alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) g \cos 2\theta}$$

$$\left\{ \begin{matrix} \Delta P \\ g \end{matrix} \right\} (r, \theta, t) = \frac{141.2B\mu}{k_e h} \sum_{j=1}^{NW} \sum_{k=1}^{NR} [q_{jk} - q_{j(k+1)}] x \left\{ \begin{matrix} P_D \\ g_D \end{matrix} \right\} [r_{Dj}, t_D - t_{Dj(k-1)}] \quad (64)$$

Donde,

β , Es el ángulo de reorientación de los esfuerzos

4.3.3 Modelo de Propiedades Mecánicas

Desarrollado por Peichao Li en 2008 ⁴¹, este modelo está fundamentado en un estudio sobre la respuesta mecánica de la formación al realizar tratamientos de fracturamiento hidráulico con el fin de determinar las condiciones de yacimiento para que se generen fracturas iniciales que propicien las condiciones óptimas para que se propaguen fracturas reorientadas durante tratamientos de refracturamiento hidráulico. Este modelo muestra que la reorientación de las fracturas no es atribuida solamente a la reorientación de esfuerzos sino también hay que tener presente las nuevas fallas creadas en la formación debido a los cambios de las propiedades mecánicas de la roca en tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Para este modelo la condición para que se creen fracturas reorientadas en futuros tratamientos de refracturamiento hidráulico depende del estado de esfuerzos (tensivos o compresivos) y se divide en dos grupos:

4.3.3.1 Esfuerzos de Tensión

$$P_{inj} = \frac{1}{2} \left[\frac{(S_H - S_h) - (S_H - S_h)^2}{8T_0} \right], \quad T_0 < \left(\frac{S_H - S_h}{4} \right)$$

$$P_{inj} = S_h + T_0, \quad T_0 > \left(\frac{S_H - S_h}{4} \right) \quad (65)$$

4.3.3.2 Esfuerzos de Compresión

$$P_{inj} = \frac{\left(1 + \operatorname{sen}^{\frac{1}{2}}\theta - m + m \operatorname{sen}^{\frac{1}{2}}\theta\right) \left(\frac{L_f}{2r}\right)^{\frac{1}{2}} \cos^{\frac{1}{2}}\theta S_h - S_c}{1 - m + \left(1 + \operatorname{sen}^{\frac{1}{2}}\theta - m + m \operatorname{sen}^{\frac{1}{2}}\theta\right) \left(\frac{L_f}{2r}\right)^{\frac{1}{2}} \cos^{\frac{1}{2}}\theta} \quad (66)$$

Donde,

m, Tenacidad de la roca

S_c, Esfuerzo de Cierre

L_f, Longitud estimada de Fractura



5 HERRAMIENTA SOFTWARE PARA ESTIMAR LA ORIENTACION DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE RERFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para el desarrollo de la herramienta software se tuvieron en cuenta algunos modelos los cuales fueron descritos en capítulos anteriores y algunas consideraciones que tienen influencia sobre la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico, los modelos y consideraciones tenidos en cuenta para la realización de la herramienta serán mostrados en posteriores secciones en este capítulo.

5.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

RF 1.0 es una herramienta software que permite estimar y visualizar en 2D (vista de planta del pozo) la orientación que tendrá una fractura en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico. Mediante el uso de RF 1.0 podemos analizar el camino de propagación de las fracturas radio a radio desde la cara del pozo hasta un área donde no tiene influencia la existencia de una fractura hidráulica inicial creada durante un fracturamiento hidráulico

RF 1.0 está estructurada mediante el acople de un modelo poroelástico de reorientación de esfuerzos, una distribución radial de presión de poro y la resistencia tensil. Esta herramienta fue desarrollada en la plataforma de programación de Matlab por su facilidad de manejo y por su visualización en 2D.

Adicionalmente la herramienta determina el estado actual de los esfuerzos teniendo en cuenta los cambios de presión de poro por producción o inyección de fluidos en coordenadas radiales dentro del área de influencia de la fractura inicial.



Permitiendo de esta manera tener mayor conocimiento sobre el yacimiento en esta zona lo que cual contribuye a posteriores trabajos de inyección, distribución de pozos de desarrollo y futura perforación de pozos en la región cercana al pozo en estudio.

La herramienta software fue diseñada teniendo en cuenta las consideraciones que son utilizadas para la creación y propagación de fracturas en tratamiento de fracturamiento hidráulico, en los cuales se tiene en cuenta que una fractura iniciará en la dirección del esfuerzo máximo horizontal de la zona y donde la roca presenta la menor resistencia a ser fracturada al ser sometida a esfuerzos de tensión (resistencia tensil).

5.2 FUNDAMENTOS DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La herramienta fue estructurada teniendo como base tres fundamentos importantes los cuales tienen influencia sobre la orientación de las fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico, estos fundamentos son:

- La distribución de la presión de poro en el área afectada por la fractura inicial
- Modelo poroelástico sobre reorientación de esfuerzos en pozos fracturados
- Resistencia tensil de las rocas

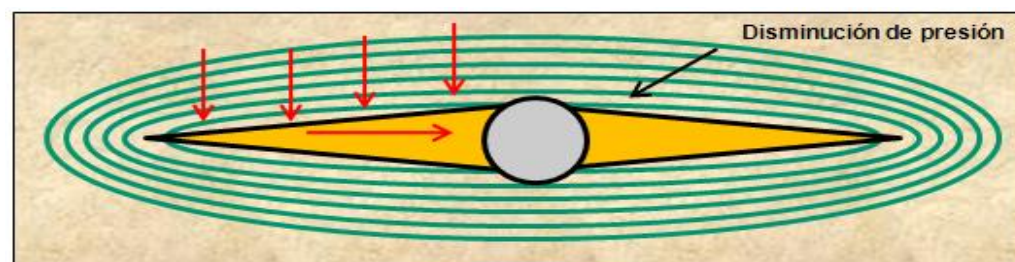
Tener en cuenta estos fundamentos en la realización de la herramienta permite determinar el estado actual del yacimiento en la región cercana al pozo, con cual se puede determinar parámetros como, la resistencia tensil en la roca, la dirección y magnitud actual del esfuerzo máximo horizontal sobre la cara del pozo y en la zona afectada por la existencia de la fractura inicial. Estos parámetros son

importantes para la determinación de la orientación por la cual se iniciará y propagará la fractura en el refracturamiento hidráulico, teniendo en cuenta el principio de la creación de fracturas.

5.2.1 Distribución de presión de poro en la zona afectada por la fractura inicial

La distribución de presión de poro es un aspecto importante ya que permite determinar el estado actual de los esfuerzos en magnitud y orientación, estos cambian debido a la variación de presión de poro por producción o inyección de fluidos. La importancia de esta distribución para la realización de la herramienta se ve reflejada en que la existencia de una fractura causa un cambio en el régimen de flujo de pseudo - radial a Bilineal en la región cercana al pozo, lo que genera que la distribución de presión en esta zona se presente de forma elipsoidal como se observa en la figura 25, diferente a la distribución de presión de un pozo con régimen sin alteración.

Figura 25. Contornos de Presión de un Pozo Fracturado



Fuente: Autor

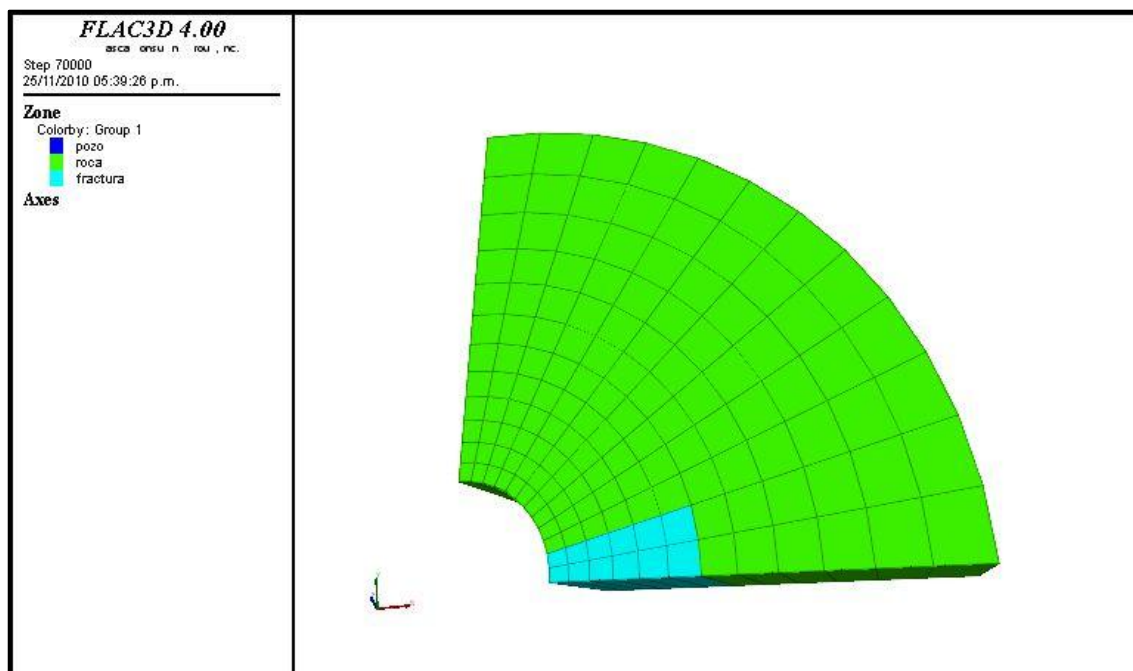
La distribución de presión poro fue realizada en un simulador de Itasca llamado Flac 3D, este simulador permite determinar mediante un análisis numérico la

deformación que sufren las rocas por variaciones en la distribución de la presión de fluidos y por la remoción de material rocoso⁴².

5.2.1.1 Desarrollo de la simulación.

Para el desarrollo de la simulación que permite obtener la distribución de la presión de poro en un pozo fracturado, se desarrolló un código de simulación en que se creó un cuerpo de roca con un pozo perforado, compuesto por dos regiones, el primero que hace parte de la formación y el otro hace parte de la fractura inicial como se observa en la figura 26.

Figura 26. Regiones en el Cuerpo de Roca Hechos en FLAC 3D



Fuente: Autor

Para el análisis del comportamiento mecánico de la formación antes los cambios en la presión de los fluidos se utilizó el modulo elástico del simulador.

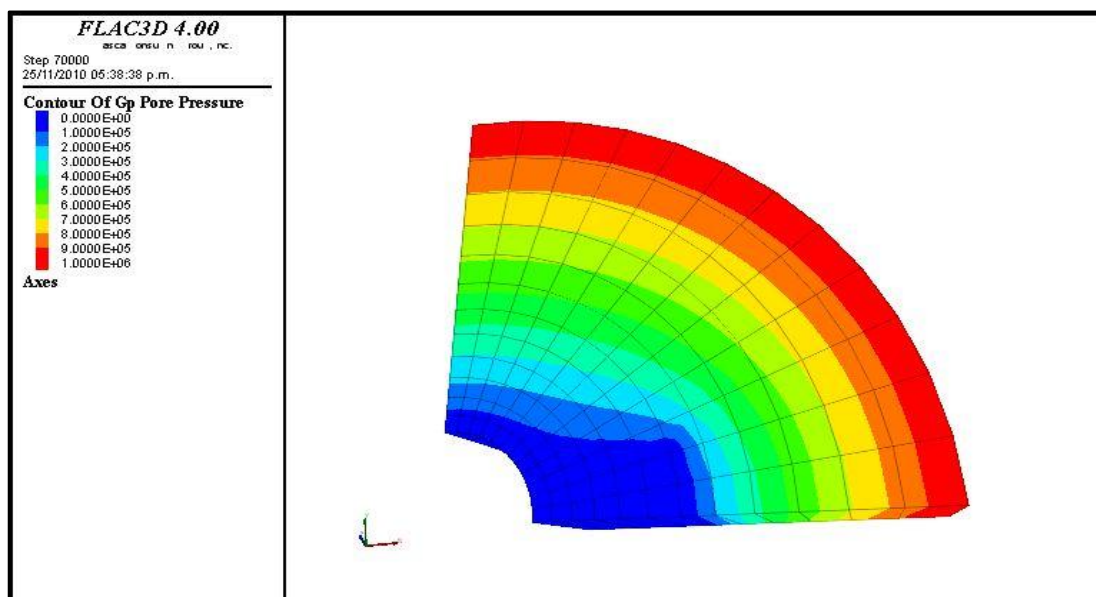


Adicionalmente para el desarrollo del código de la simulación se utilizaron como datos de entrada:

- Presión actual de la formación
- Presión en la cara del pozo
- Permeabilidad del grupo formación
- Porosidad de la formación
- Conductividad de la fractura
- Permeabilidad de la fractura
- Porosidad promedio del propano utilizado en la fractura
- Densidad de la formación
- Módulo Bulk de la formación
- Módulo de corte de la formación
- Radio del pozo
- Longitud de la fractura inicial
- Densidad del fluido

Como se resultado de la simulación se visualiza una distribución estática de la presión de poro en la zona afectada por la fractura inicial a las condiciones de formación proporcionadas, en la que se observa contornos de presión (figura 27) que varían desde la presión de la formación hasta la presión en la cara del pozo.

Figura 27. Contornos de Presión de la Simulación Realizada en FLAC 3D



Fuente: Autor

5.2.2 Modelo poroelástico sobre reorientación de esfuerzos en pozos fracturados

En la determinación de la orientación y magnitud de los esfuerzos actuales en el pozo teniendo en cuenta la influencia de una fractura inicial, se utilizó el modelo de esfuerzos efectivos propuesto por Zongyu Zhai³⁹ (capítulo 4), ya que este modelo representa de una forma más estructurada el comportamiento de los esfuerzos actuales en la zona afectada por la fractura inicial.

5.2.2.1 Formulación del modelo

Este modelo presenta las correlaciones de los esfuerzos radiales y tangenciales actuales en el pozo teniendo en cuenta los esfuerzos poroelásticos creados por la

variación de la presión de poro y los esfuerzos iniciales en la formación, para determinar la variación en magnitud y orientación que tiene el esfuerzo máximo en las condiciones actuales de la formación con respecto a este mismo esfuerzo antes de que se creará la fractura inicial.

➤ Esfuerzo Radial Neto

$$\sigma'_r = \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr + \frac{r_w^2}{r^2} P_w - P(r, \theta) + \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \left(1 - 4 \frac{r_w^2}{r^2} + 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta \quad (51)$$

➤ Esfuerzo Tangencial Neto

$$\sigma'_\theta = -\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} \left[\frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r (r P_f(r, \theta)) dr - P_f(r, \theta) \right] - \frac{r_w^2}{r^2} P_w - P(r, \theta) + \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} - \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta \quad (52)$$

➤ Esfuerzo de Corte

$$\sigma'_{r\theta} = -\left(1 + 2 \frac{r_w^2}{r^2} - 3 \frac{r_w^4}{r^4}\right) \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \sin 2\theta \quad (54)$$

Teniendo en cuenta las correlaciones presentadas anteriormente, a continuación se presenta la correlación para determinar la magnitud y orientación del esfuerzo máximo actual:

➤ Magnitud del esfuerzo máximo actual

$$S_p = \frac{\sigma_r + \sigma_\theta}{2} + \sqrt{\left(\frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2}\right)^2 + \sigma_{r\theta}^2} \quad (57)$$



➤ Orientación del esfuerzo máximo con respecto a la orientación de esfuerzo inicial

$$\tan(2\theta_p) = \frac{2\sigma_{r\theta}}{\sigma_r - \sigma_\theta} \quad (58)$$

5.2.3 Resistencia Tensil de la Roca

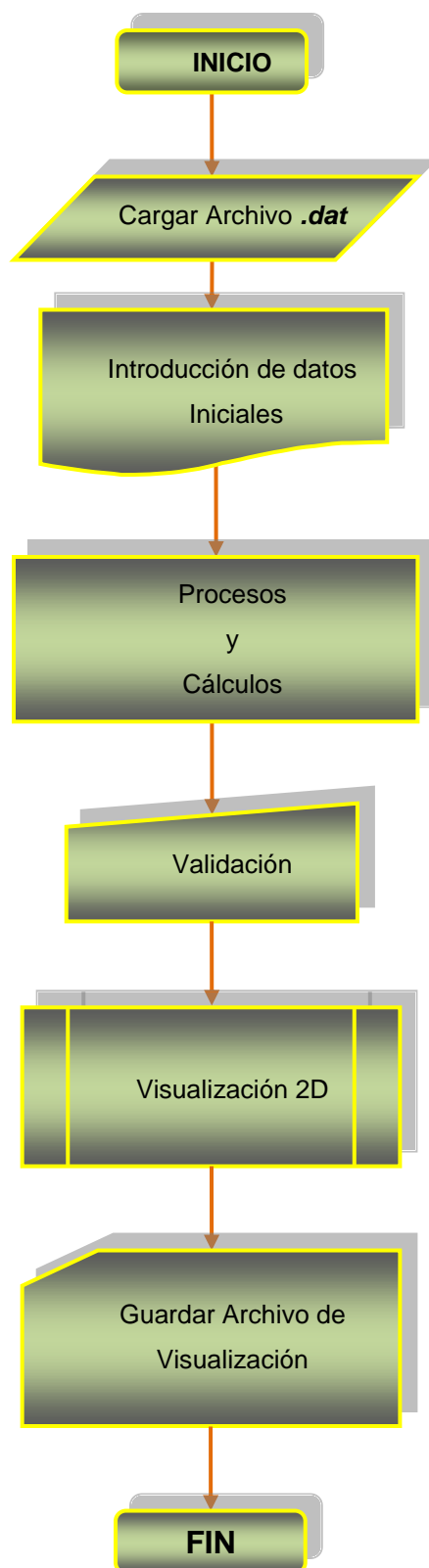
Este fundamento es de gran importancia ya que contribuye a determinar la iniciación y el camino por el cual se propagará la fractura, ya que una fractura en tratamiento de refracturamiento hidráulico se creará en la orientación en la que se encuentra la menor resistencia a la tensión, para su cálculo dentro de la herramienta se utilizó la correlación de Hubbert y Willis

$$\tau_0 = p_{(r,\theta)} + G_f - 3\sigma_h + \sigma_H \quad (67)$$

5.3 DIAGRAMA GENERAL DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

Luego de analizar los fundamentos teóricos y las correlaciones presentadas en los modelos utilizados para el desarrollo de la herramienta software para estimar la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico, se presenta un esquema general de diagrama de flujo que debe tener en cuenta el usuario para el funcionamiento de RF 1.0, el diagrama se muestra en la figura 28.

Figura 28. Esquema General de la Herramienta Software



5.3.1 Parámetros de entrada para RF 1.0

Los parámetros de entrada que permiten determinar los cálculos y procesos establecidos en la herramienta, están relacionados con su función en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de Entrada de la Herramienta Software

Parámetros de Entrada	Función
Radio del pozo (in)	Es el primer radio para la realizar la distribución de la presión de poro y para el desarrollo de los cálculos
Esfuerzo Máximo (psi)	Permite determinar los valores de los esfuerzos máximos en la cara del pozo para cada radio y ángulo
Esfuerzo Mínimo (psi)	Permite determinar los valores de los esfuerzos mínimos en la cara del pozo para cada radio y ángulo, Adicionalmente permite determinar los esfuerzos radial y tangencial actuales.
Relación de Poisson	Permite determinar el efecto mecánico de la roca en el cálculo de los esfuerzos radiales y tangenciales actuales.
Presión en la Cara del Pozo (psi)	Es la presión interna de la distribución de la presión de poro, adicionalmente es un input para el cálculo de los esfuerzos radiales y tangenciales actuales
Azimut del Pozo (grados)	Permite determinar la variación de los esfuerzos en la cara del pozo por la desviación en azimuth del pozo
Inclinación del Pozo (grados)	Permite determinar la variación de los esfuerzos en la cara del pozo por la desviación en inclinación del pozo

Fuente: Autor

Tabla 1. Parámetros de Entrada de la Herramienta Software (Continuación)

Parámetros de Entrada	Función
Presión Inicial (psi)	Es la presión externa de la distribución de la presión de poro, adicionalmente es un input para el cálculo de los esfuerzos radiales y tangenciales actuales
Longitud de Fractura Inicial (ft)	Permite determinar el área de influencia de la fractura inicial sobre la distribución de la presión de poro
Gradiente de Fractura Inicial (psi/ft)	Permite determinar la validación por gradiente de fractura, en el módulo de Validación

Fuente: Autor

5.3.2 Parámetros obtenidos por la Herramienta Software

Los parámetros obtenidos a partir de los cálculos y procesos en la herramienta software son mostrados en la tabla 2 en el orden el cual fueron calculados.

Tabla 2. Parámetros Obtenidos en la Herramienta Software

Parámetros Obtenidos	Observación
Esfuerzo Tangencial (psi)	Esfuerzo horizontal bajo las condiciones actuales de la formación, en el área afectada por la fractura inicial en coordenadas radiales, dependiendo del contraste de esfuerzos iniciales este puede ser el máximo o mínimo.
Esfuerzo Radial (psi)	Esfuerzo horizontal bajo las condiciones actuales de la formación, en el área afectada por la fractura inicial en coordenadas radiales.

Tabla 2.Parámetros Obtenidos en la Herramienta Software (Continuación)

Parámetros Obtenidos	Observación
Resistencia Tensil (psi)	Resistencia de la roca a ser fracturada por tensión para cada radio y ángulo bajo las condiciones actuales de la formación.
Esfuerzo Máximo Principal (psi)	Magnitud del esfuerzo máximo en las condiciones actuales de la formación en el área afectada por la fractura inicial.
Angulo de Desviación (grados)	Variación en grados de la orientación de los esfuerzos actuales con respecto a la orientación de los esfuerzos iniciales.
Orientación de la fractura (grados)	Angulo a partir de la orientación de la fractura inicial en sentido horario, por donde se propaga la fractura en 2D (vista de planta) en el refracturamiento hidráulico, para cada radio en el área afectada por la fractura inicial.

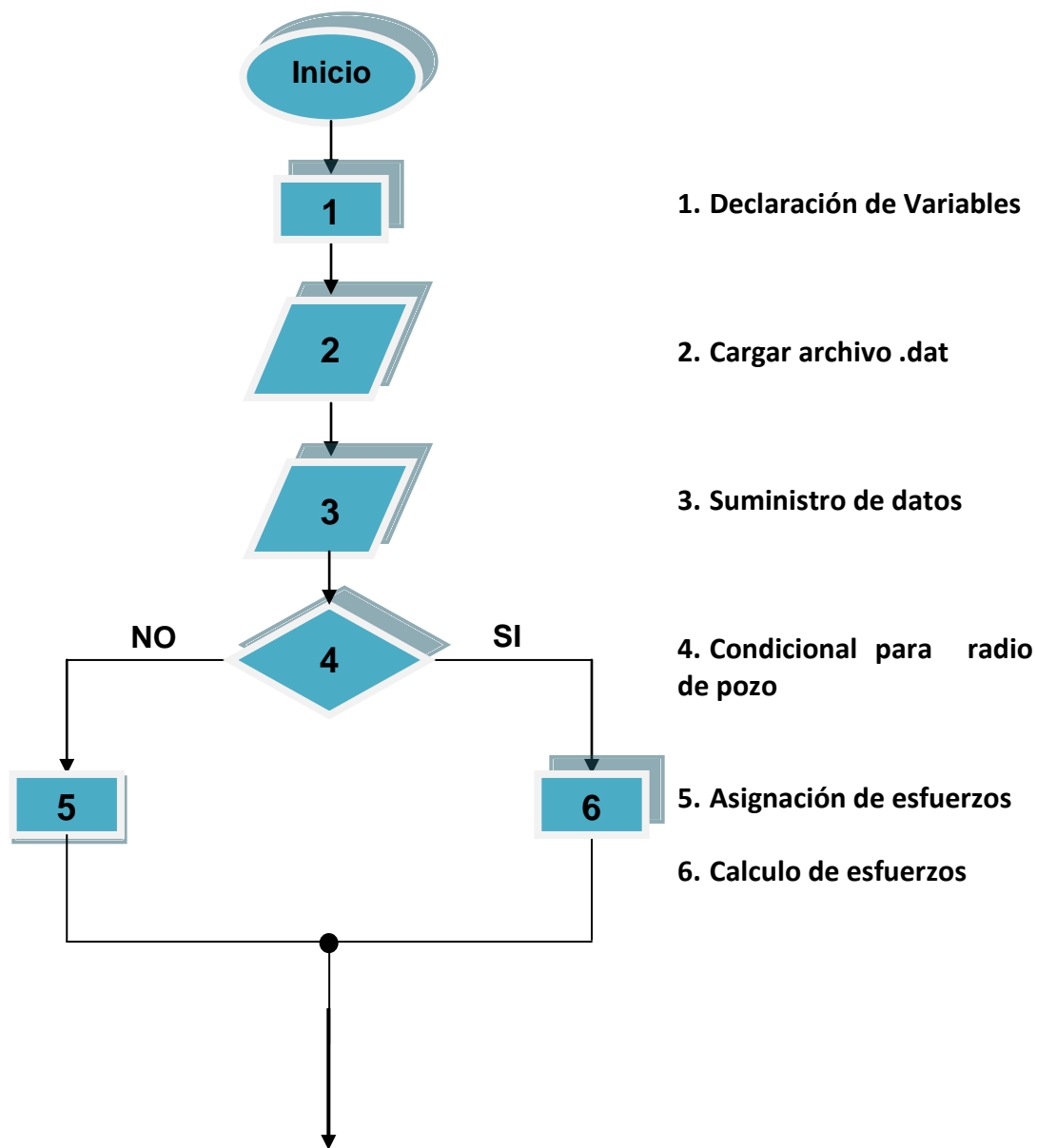
Fuente: Autor

5.4 ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La herramienta Software RF 1.0 fue construida para estimar la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico. El modelo de flujo de información es igual al de cualquier aplicación, consta de un proceso de entrada, procesamiento de datos y salida de la información como se observa en la figura 29.

Esta sección muestra una descripción detallada en un diagrama de flujo del paso a paso de la metodología utilizada para realizar la herramienta software, con las consideraciones tenidas en cuenta para los cálculos y operaciones.

Figura 29. Estructura Detallada de la Herramienta Software



Fuente: Autor

Figura 29. Estructura Detallada de la Herramienta Software (Continuación)

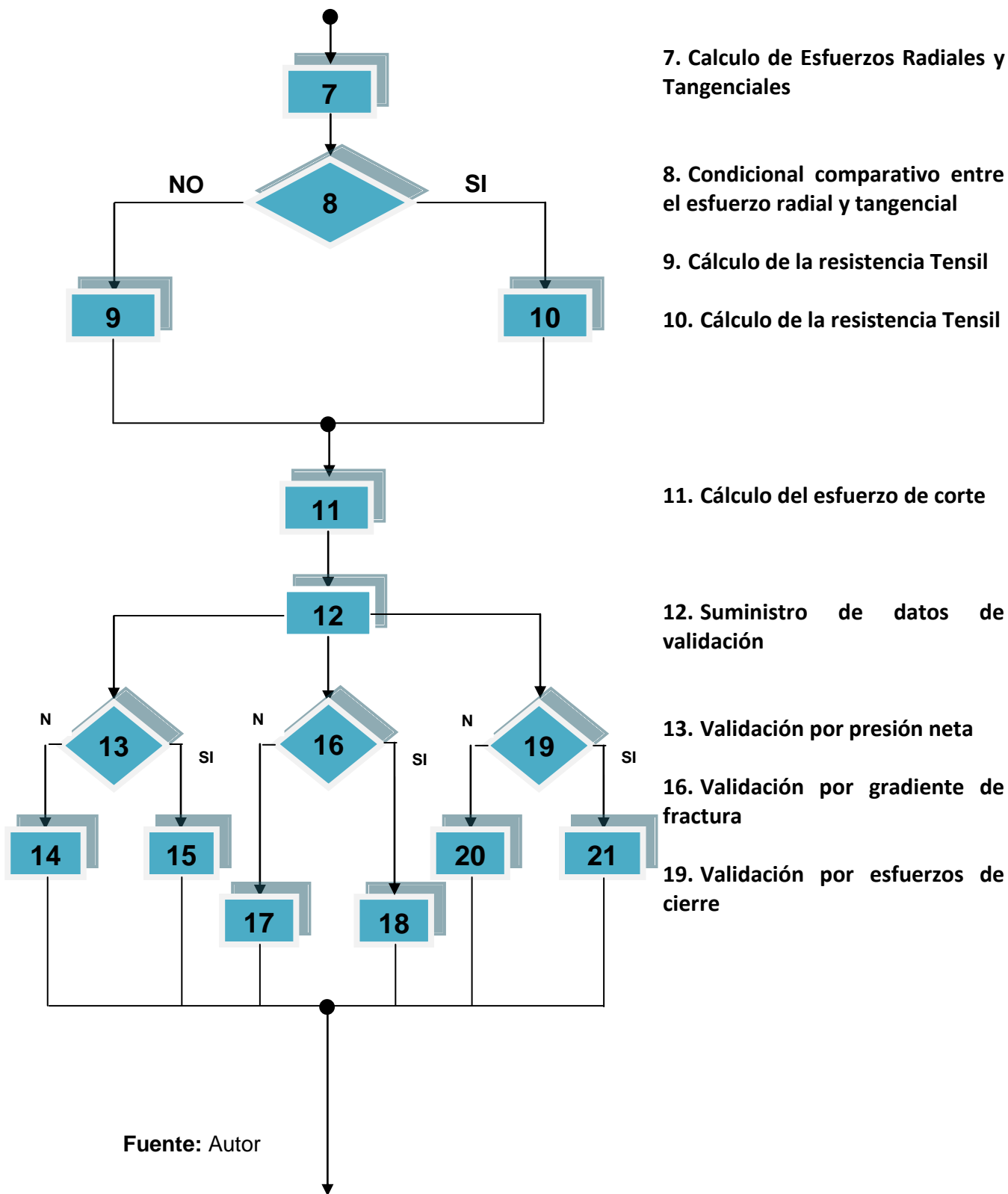
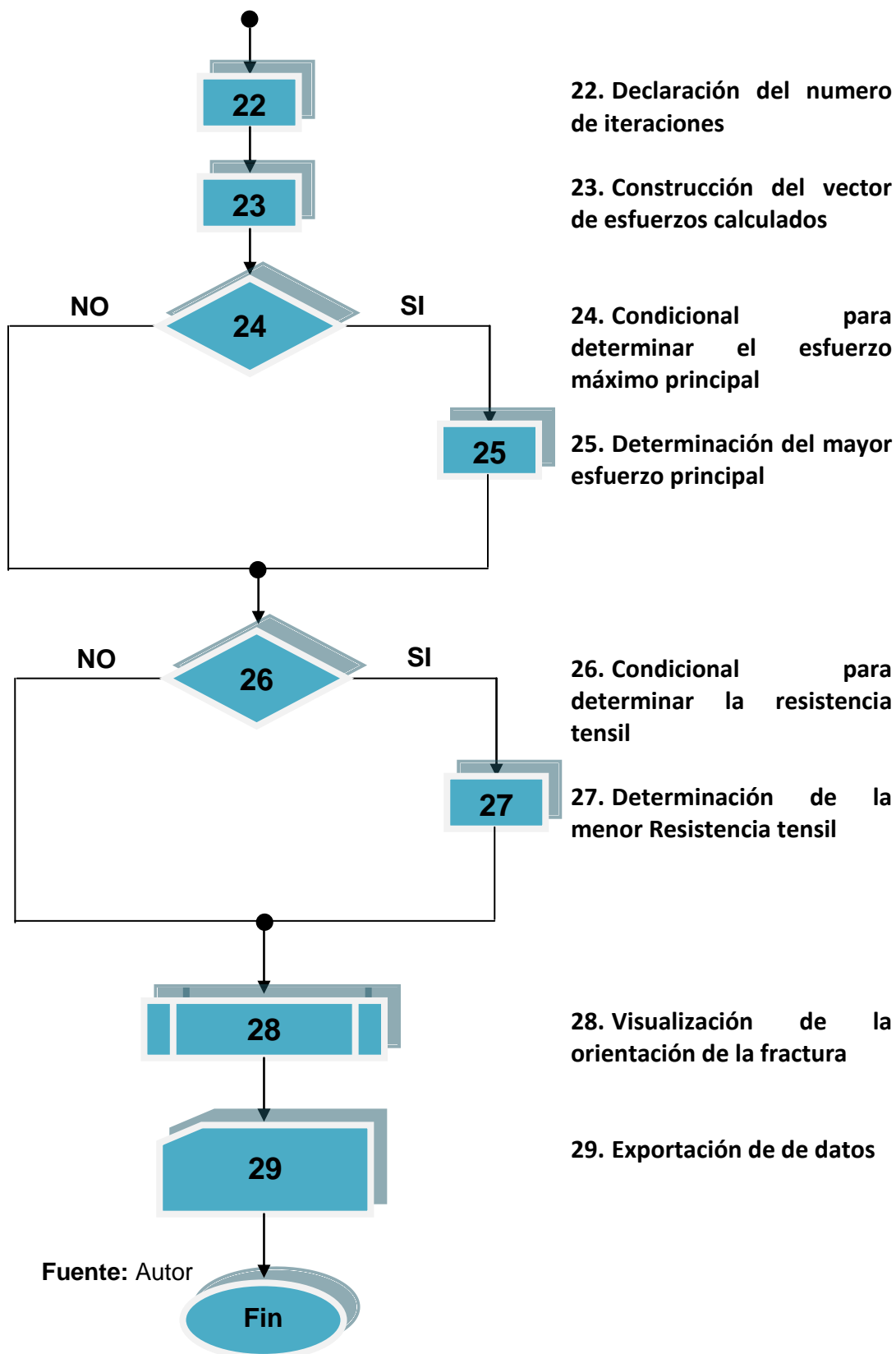


Figura 29. Estructura Detallada de la Herramienta Software (Continuación)





Donde el significado de cada numeral, se presenta a continuación:

1. Declaración del n número de datos en el archivo **.dat**
2. Cargar archivo **.dat**.
3. Introducción de datos iniciales por el usuario.
4. Condicional para determinar si radio para los cálculos y procesos, es menor de 5 ft?

Nota: Se toma como referencia el valor de 5ft ya que hasta este radio tiene influencia la desviación del pozo.

5. Condicional negativo, asignación de los esfuerzos máximo y mínimo suministrados por el usuario para los cálculos y procesos.
6. Condicional positivo, cálculo de esfuerzos en la cara del pozo hasta 5 ft, para los cálculos y procesos a partir de los esfuerzos suministrados por el usuario.
7. Calculo de los esfuerzos radiales y tangenciales a partir de las ecuaciones 51 y 52.
8. Condicional para determinar cuál de los esfuerzos entre el esfuerzo radial y el tangencial a las condiciones actuales de la formación, esfuerzo radial es mayor ó igual al esfuerzo tangencial?
9. Condicional negativo, cálculo de la resistencia tensil a partir de la ecuación 67, teniendo en cuenta que el esfuerzo mínimo es el esfuerzo radial y el máximo es el esfuerzo tangencial.



10. Condicional positivo, cálculo de la resistencia tensil a partir de la ecuación 67, teniendo en cuenta que el esfuerzo mínimo es el esfuerzo tangencial y el máximo es el esfuerzo radial.
11. Calculo del esfuerzo de corte y el esfuerzo máximo principal en la zona afectada por la fractura inicial, a partir de las ecuaciones 54 y 57.
12. Inicio de la validación, e introducción de parámetros para validar.
13. Validación por presión neta, condicional para determinar si la fractura es reorientada o hay reapertura de fractura inicial, la presión neta es mayor ó igual al doble de la diferencia de los esfuerzos iniciales suministrados por el usuario?
14. Condicional negativo, declaración “reapertura de fractura inicial”.
15. Condicional positivo, declaración “reorientación de fractura.
16. Validación por gradiente de fractura, condicional para determinar si la fractura es reorientada o hay reapertura de fractura inicial, el gradiente de fractura en el refracturamiento hidráulico es mayor ó igual al gradiente de fractura en el fracturamiento hidráulico?
17. Condicional negativo, declaración “reapertura de fractura inicial”.
18. Condicional positivo, declaración “reorientación de fractura.
19. Validación por esfuerzos de Cierre, condicional para determinar si la fractura es reorientada o hay reapertura de fractura inicial, el esfuerzo mínimo (radial o tangencial) en el radio de la longitud de la fractura es mayor que la suma de la resistencia tensil y el esfuerzo mínimo (radial o tangencial) en la cara del pozo?



20. Condicional negativo, declaración “reapertura de fractura inicial”.
21. Condicional positivo, declaración “reorientación de fractura.
22. Declaración del n número de datos para el número de esfuerzos máximos principales calculados en el numeral 11.
23. Construcción del vector con los valores calculados de esfuerzo máximo principal y la resistencia tensil para determinar la orientación de la fractura.
24. Condicional para determinar el esfuerzo máximo principal del vector de esfuerzos máximos calculados.
25. Condicional positivo, determinar el esfuerzo máximo principal del vector de esfuerzos principales. Condición negativa continúa el proceso.
26. Condicional para determinar la resistencia tensil del vector de resistencias tensiles calculadas.
27. Condicional positivo, determinar la menor resistencia tensil del vector de resistencias tensiles. Condición negativa continúa el proceso.
28. Visualización en 2D de la orientación para cada radio de la fractura en el refracturamiento hidráulico, la cual está determinada por el ángulo para el cual se presentó la menor resistencia tensil y el mayor esfuerzo principal.
29. Exportar datos calculados por la herramienta software en un archivo **.xls**.

5.5 MÓDULOS DE MANEJO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La herramienta software RF 1.0 fue diseñada en un sistema de módulos, cada uno de los módulos desarrollados cumple una función con el fin de poder estimar la

orientación de una fractura en un tratamiento de refracturamiento hidráulico. Los módulos de la herramienta y su respectiva función se observa a continuación en la tabla 3.

Tabla 3. Funciones de los Módulos de la Herramienta Software

Módulos	Función
<i>Acerca de</i>	Este módulo muestra información sobre la utilidad de la herramienta.
<i>Cargar Datos</i>	Este módulo permite cargar y suministrar a la herramienta los datos requeridos para el desarrollo de los cálculos.
<i>Evaluar</i>	Este módulo permite que la herramienta desarrolle internamente todos los cálculos y procesos para obtener los resultados.
<i>Validación</i>	Este módulo permite que la herramienta realice pruebas para validar los resultados de la herramienta con tratamientos de refracturamiento ya realizados (esta parte será explicada de manera más explícita en el capítulo de validación).
<i>Graficar</i>	Este módulo permite visualizar en 2D (vista de planta) la orientación estimada por la herramienta de una fractura en un refracturamiento hidráulico.
<i>Guardar</i>	Este módulo permite guardar en una ubicación determinada por el usuario un archivo con los parámetros obtenidos por la herramienta software.

Fuente: Autor



6 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE

La herramienta software RF 1.0 fue validada a partir de datos obtenidos de artículos de investigación y reportes de campo de tratamientos de refracturamiento hidráulico realizados, para la validación se establecieron algunas metodologías a partir de los estudios realizados durante el proyecto.

Para realizar la validación fue necesario establecer metodologías de validación teóricas utilizando datos proporcionados de tratamientos de refracturamiento ya realizados, debido a que los mecanismos existentes para determinar la orientación de fracturas en tiempo real como Inclínómetros de fondo, Inclínómetros de superficie y Microsísmica no han sido implementados en tratamientos de refracturamiento hidráulico en Colombia por desconocimiento de los mecanismos y por los altos valores adquisitivos que presentan estos dispositivos, adicionalmente los artículos de investigación no proporcionan este tipo de información.

Las metodologías de validación teóricas permiten determinar a partir de datos de tratamientos de refracturamiento, si la fractura creada en el tratamiento tuvo una orientación diferente de la fractura inicial hecha en el fracturamiento (fractura reorientada) o por el contrario si esta se propagó por la orientación de la fractura inicial (reapertura de fractura inicial).

Para la validación se harán pruebas con las metodologías de validación teóricas de tratamientos de refracturamiento hidráulico ya realizados y pruebas con la herramienta software, los resultados proporcionados por la herramienta deberán reproducir el mismo comportamiento con respecto a la orientación que tuvo la fractura cuando el tratamiento fue realizado, sea fractura reorientada o reapertura de fractura inicial, este comportamiento es determinado con las metodologías de



validación con parámetros obtenidos cuando se realizó el tratamiento de refracturamiento.

6.1 METODOLOGÍAS DE VALIDACIÓN TEÓRICAS

En la herramienta software se asignó un módulo para realizar la validación, en este se establecieron unas metodologías para validar, estas se muestran a continuación:

6.1.1 Metodología de Validación por Presión Neta

Este concepto teórico fue establecido por Mack y Elbel ²⁶ en un artículo de investigación como resultado de estudios de simulación y validados con aplicación a estudios de campo. Este análisis permite determinar, a partir de la comparación del dato de presión neta obtenido de la inyección en un tratamiento de refracturamiento hidráulico con respecto al contraste de esfuerzos horizontales iniciales; la orientación que tuvo la fractura en este tratamiento (fractura reorientada o reapertura de fractura inicial). A continuación se muestra la metodología planteada para la validación:

$$\frac{P_{neta}}{2} \geq 2(\sigma_H - \sigma_h) \quad (68)$$

- Si se cumple con la condición, la fractura creada en el refracturamiento hidráulico fue reorientada.
- Si no se cumple la condición, la fractura se propagó por la orientación de la fractura inicial.



6.1.2 Metodología de Validación por Gradiente de Fractura

A partir de las publicaciones realizadas por Mack y Elbel ^{26, 27,28} en artículos de investigación. Se analizó que el gradiente de fractura para un refracturamiento hidráulico cuando se genera una fractura reorientada en un pozo que ha tenido un corto tiempo de producción después del fracturamiento, es aproximadamente igual al gradiente de fractura utilizado para crear la fractura inicial, teniendo en cuenta esta consideración se propuso la metodología que se muestra a continuación:

$$G_{f2} \geq G_{f1} - 0.02$$

(69)

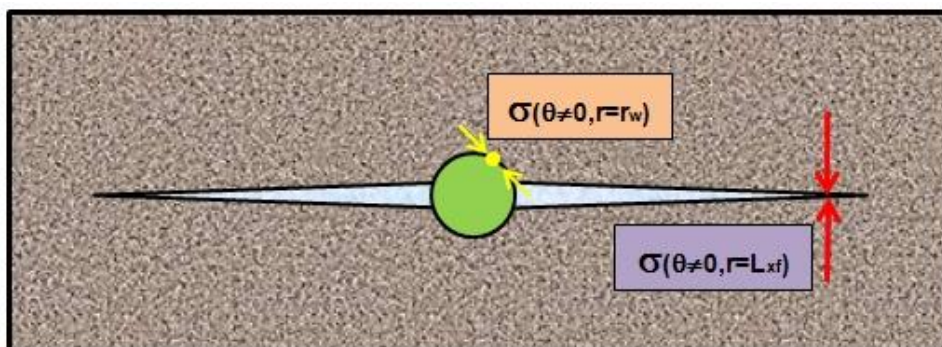
- Si se cumple con la condición, la fractura creada en el refracturamiento hidráulico fue reorientada.
- Si no se cumple la condición, la fractura se propagó por la orientación de la fractura inicial.

6.1.3 Metodología de Validación por Esfuerzos de Cierre

Esta metodología fue propuesta por el autor a partir de conocimientos sobre geomecánica y fracturamiento hidráulico. Para la cual se analizó la condición para que una fractura inicie en una orientación diferente a la fractura inicial teniendo en cuenta el esfuerzo de cierre sobre la fractura inicial en el radio igual a la longitud de fractura con respecto al menor esfuerzo aplicado y la resistencia tensil en la cara del pozo. Esta metodología se presenta a continuación:

$$\sigma_{(\theta=0,r=l_{xf})} \geq \sigma_{(\theta \neq 0,r=r_w)} + T_0 \quad (70)$$

Figura 30. Representación de la Metodología de Esfuerzos de Cierre



Fuente: Autor

- Si se cumple con la condición, la fractura creada en el refracturamiento hidráulico fue reorientada.
- Si no se cumple la condición, la fractura se propagó por la orientación de la fractura inicial.

6.2 APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS DE VALIDACIÓN TEÓRICAS PARA POZOS COLOMBIANOS Y ARTÍCULOS DE INVESTIGACIÓN

Para esta sección se aplicaran las metodologías de validación propuestas en la sección anterior para pozos de artículos de investigación y pozos en Colombia. Para las validaciones se requiere parámetros de entrada tales como:

- La presión neta en el refracturamiento
- Los esfuerzos horizontales actuales del campo
- El gradiente de fractura en el refracturamiento



- El gradiente de fractura en el fracturamiento
- El esfuerzo de cierre sobre la fractura para la longitud de fractura(calculado por la herramienta)
- La resistencia tensil de la roca (calculada por la herramienta)
- El menor esfuerzo de cierre para todos los ángulos en la cara del pozo (calculado por la herramienta)

6.2.1 Aplicación de Metodologías a pozo Refrac 1

Aplicando las metodologías de validación se determinará la orientación que tuvo la fractura en el refracturamiento hidráulico del pozo Refrac 1. El fracturamiento hidráulico de este pozo se realizó en 1998 y posteriormente se realizó una operación de refracturamiento en 2002. A continuación en la tabla 4 se muestra los parámetros requeridos para aplicar las metodologías.

Tabla 4. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo Refrac1

Parámetro	Magnitud	Unidad
Presión Neta	2099	psi
Esfuerzo Máximo Horizontal	6418	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	5853	psi
Gradiente de Fractura en el Fracturamiento	0.72	psi/ft
Gradiente de Fractura en el Refracturamiento	0.62	psi/ft
Esfuerzo de Cierre sobre la Fractura	630,86	psi
Resistencia Tensil	397,4	psi
Menor Esfuerzo de Cierre en el Wellbore	7715,22	psi

Fuente: Autor



6.2.1.1 Aplicación de la Metodología de Validación por Presión Neta.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 68 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 4. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$\frac{2099}{2} \text{ psi} \geq 2(6418 - 5853) \text{ psi}$$

$$1049,5 \text{ psi} \geq 1130 \text{ psi}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.

6.2.1.2 Aplicación de la Metodología de Validación por Gradiente de Fractura.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 69 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 4. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$0.62 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \geq 0.72 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} - 0.02 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

$$0.62 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \geq 0.70 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.



6.2.1.3 Aplicación de la Metodología de Validación por Esfuerzos de Cierre.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 70 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 4. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$6306,86 \text{ psi} \geq 7715,22 \text{ psi} + 397,4 \text{ psi}$$

$$6306,86 \text{ psi} \geq 8112,62 \text{ psi}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.

6.2.2 Aplicación de Metodologías de Validación al pozo Refrac 2

Aplicando las metodologías de validación se determinará la orientación que tuvo la fractura en el refracturamiento hidráulico del pozo Refrac 2. El fracturamiento hidráulico de este pozo se realizó en 1998 y posteriormente se realizó una operación de refracturamiento en 2009. A continuación en la tabla 5 se muestra los parámetros requeridos para aplicar las metodologías.



Tabla 5. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo Refrac 2

Parámetro	Magnitud	Unidad
Presión Neta	3010	psi
Esfuerzo Máximo Horizontal	6423	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	5650	psi
Gradiente de Fractura en el Fracturamiento	0.62	psi/ft
Gradiente de Fractura en el Refracturamiento	0.58	psi/ft
Esfuerzo de Cierre sobre la Fractura	4200	psi
Resistencia Tensil	1130	psi
Menor Esfuerzo de Cierre en el Wellbore	3800	psi

Fuente: Autor

6.2.2.1 Aplicación de la Metodología de Validación por Presión Neta.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 68 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 5. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$\frac{3010}{2} \text{ psi} \geq 2(6423 - 5650)\text{psi}$$

$$1505 \text{ psi} \geq 1546 \text{ psi}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.



6.2.2.2 Aplicación de la Metodología de Validación por Gradiente de Fractura.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 69 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 5. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$0.58 \frac{psi}{ft} \geq 0.62 \frac{psi}{ft} - 0.02 \frac{psi}{ft}$$

$$0.58 \frac{psi}{ft} \geq 0.60 \frac{psi}{ft}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.

6.2.2.3 Aplicación de la Metodología de Validación por Esfuerzos de Cierre.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 70 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 5. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$4200 \text{ psi} \geq 3800 \text{ psi} + 1130 \text{ psi}$$

$$4200 \text{ psi} \geq 4930 \text{ psi}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.

6.2.3 Aplicación de Metodologías de Validación al pozo Refrac 3

Aplicando las metodologías de validación se determinará la orientación que tuvo la fractura en el refracturamiento hidráulico del pozo Refrac 3. El fracturamiento hidráulico de este pozo se realizó en 2002 y posteriormente se realizó una operación de refracturamiento en 2010. A continuación en la tabla 6 se muestra los parámetros requeridos para aplicar las metodologías.

Tabla 6. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo Refrac 3

Parámetro	Magnitud	Unidad
Presión Neta	2262	psi
Esfuerzo Máximo Horizontal	6950	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	6335	psi
Gradiente de Fractura en el Fracturamiento	0.75	psi/ft
Gradiente de Fractura en el Refracturamiento	0.6	psi/ft
Esfuerzo de Cierre sobre la Fractura	5800	psi
Resistencia Tensil	940	psi
Menor Esfuerzo de Cierre en el Wellbore	5160	psi

Fuente: Autor

6.2.3.1 Aplicación de la Metodología de Validación por Presión Neta.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 68 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 6. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$\frac{2262}{2} \text{ psi} \geq 2(6950 - 6335)\text{psi}$$



$$1131 \text{ psi} \geq 1230 \text{ psi}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *Propagación de la Fractura Inicial*.

6.2.3.2 Aplicación de la Metodología de Validación por Gradiente de Fractura.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 69 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 6. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$0.60 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \geq 0.75 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} - 0.02 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

$$0.60 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \geq 0.73 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.

6.2.3.3 Aplicación de la Metodología de Validación por Esfuerzos de Cierre.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 70 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 6. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:



$$5800 \text{ psi} \geq 5160 \text{ psi} + 940 \text{ psi}$$

$$5800 \text{ psi} \geq 6100 \text{ psi}$$

No se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *propagación de la fractura inicial*.

6.2.4 Aplicación de Metodologías de Validación al pozo 122723

Aplicando las metodologías de validación se determinará la orientación que tuvo la fractura para el refracturamiento hidráulico del pozo publicado en el artículo 122723 de la SPE. A continuación en la tabla 7 se muestra los parámetros requeridos para aplicar las metodologías.

Tabla 7. Parámetros para Aplicar las Metodologías de Validación Pozo 122723

Parámetro	Magnitud	Unidad
Presión Neta	1800	psi
Esfuerzo Máximo Horizontal	7300	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	7000	psi
Gradiente de Fractura en el Fracturamiento	0.8	psi/ft
Gradiente de Fractura en el Refracturamiento	0.79	psi/ft
Esfuerzo de Cierre sobre la Fractura	6900	psi
Resistencia Tensil	600	psi
Menor Esfuerzo de Cierre en el Wellbore	5900	psi

Fuente: Autor



6.2.4.1 Aplicación de la Metodología de Validación por Presión Neta

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 68 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 7. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$\frac{1800}{2} \text{ psi} \geq 2(7300 - 7000) \text{ psi}$$

$$900 \text{ psi} \geq 600 \text{ psi}$$

Si se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *Fractura Reorientada*.

6.2.4.2 Aplicación de la Metodología de Validación por Gradiente de Fractura.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 69 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 7. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$0.79 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \geq 0.80 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} - 0.02 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

$$0.79 \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \geq 0.78 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Si se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *Fractura Reorientada*.



6.2.4.3 Aplicación de la Metodología de Validación por Esfuerzos de Cierre.

Esta metodología se aplica utilizando la ecuación 70 y teniendo en cuenta los datos de la tabla 7. Posteriormente se determina el cumplimiento de la condición, como se muestra a continuación:

$$6900 \text{ psi} \geq 5900 \text{ psi} + 600 \text{ psi}$$

$$6900 \text{ psi} \geq 6500 \text{ psi}$$

Si se cumple con la condición por tanto, la fractura presentó en el refracturamiento hidráulico una *Fractura Reorientada*.

6.2.5 Resumen de los Resultados de la Implementación de las Metodologías de Implementación

Los resultados proporcionados por la aplicación de las metodologías permitirán validar los resultados arrojados por la herramienta. A continuación en la tabla 8 se relacionaran todos los resultados obtenidos en cuanto a la condición de orientación de la fractura en el refracturamiento hidráulico por las metodologías de validación teóricas.

Tabla 8. Resultados de la Aplicación de las Metodologías de Validación

Metodología	Presión Neta	Gradiente de fractura	Esfuerzos de Cierre
Pozo			
Refrac 1	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial
Refrac 2	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial
Refrac 3	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial
122723	Fractura Reorientada	Fractura Reorientada	Fractura Reorientada

Fuente: Autor

De la tabla se observa que para cada pozo todas las metodologías coinciden en un mismo criterio, por tanto se puede concluir que para los pozos Refrac 1, Refrac 2 y Refrac 3 la fractura creada en el Refracturamiento se propagó por la orientación de la fractura inicial. Para el pozo 122723 la orientación de la fractura creada fue diferente a la orientación de la fractura inicial por lo tanto esta fractura es reorientada.

6.3 APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE RF 1.0 PARA POZOS COLOMBIANOS Y ARTÍCULOS DE INVESTIGACIÓN

Esta validación se realiza con el fin de poder garantizar que los resultados que arroje la herramienta para futuros tratamientos son confiables y para que los resultados de este software sean un apoyo para mitigar la incertidumbre y contribuya con la factibilidad de implementación de estos tratamientos.



Con el fin de validar el desempeño de RF 1.0, en esta sección la herramienta será evaluada para los mismos pozos a los cuáles fueron aplicadas las metodologías de validación teóricas, se evaluará la capacidad de la herramienta para reproducir resultados de tratamientos de refracturamiento hidráulico realizados. Los parámetros de entrada requeridos por la herramienta para hacer las corridas se listan a continuación:

- Distribución de presión en el área afectada por la fractura inicial (datos suministrados en un archivo **.dat**

- Radio del pozo

- Esfuerzo máximo horizontal actual de la formación

- Esfuerzo mínimo horizontal actual de la formación

- Relación de Poisson actual de la formación>

- Presión en la cara del pozo actual

- Azimut del pozo en la sección de implementación del tratamiento

- Inclinación del pozo en la sección de implementación del tratamiento

- Presión actual de la formación

- Longitud de la fractura inicial

- Profundidad de implementación del tratamiento

6.3.1 Aplicación de la Herramienta Software al pozo Refrac 1

Los resultados de la aplicación de la herramienta software al pozo Refrac 1 permitirán determinar la orientación que tuvo la fractura en el tratamiento refracturamiento hidráulico al ser implementado en dicho pozo, al igual que se podrá validar los resultados obtenidos con los resultados de las metodologías de validación, de esta manera poder determinar la confiabilidad de los resultados que se obtienen herramienta. Los parámetros requeridos por la herramienta para realizar las corridas en este pozo se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo Refrac 1

Parámetro	Magnitud	Unidad
Radio del Pozo	0.58	pies
Esfuerzo Máximo Horizontal	6418	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	5853	psi
Relación de Poisson	0.25	----
Presión en la Cara del Pozo	390	psi
Azimut del pozo	0	grados
Inclinación del pozo	0	grados
Presión Actual de la Formación	4220	psi
Longitud de la fractura inicial	7	pies
Profundidad del tratamiento	10530	pies

Fuente: Autor

En la tabla 10 se puede observar los resultados arrojados por la herramienta software RF 1.0, está tabla contiene las orientaciones que tuvo la fractura en el refracturamiento radio a radio dentro del área afectada por la fractura inicial que para el caso del pozo Refrac 1 esta zona fue de 19 ft.

Tabla 10. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 1

Radio	Orientación	Radio	Orientación
0.58 ft	0°	10 ft	0°
1 ft	0°	11 ft	0°
2 ft	0°	12 ft	0°
3 ft	0°	13 ft	0°
4 ft	0°	14 ft	0°
5 ft	0°	15 ft	0°
6 ft	0°	16 ft	0°
7 ft	0°	17 ft	0°
8 ft	0°	18 ft	0°
9 ft	0°	19 ft	0°

Fuente: Autor

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por RF 1.0, los cuales se observan en la tabla 10, se concluye que para el pozo Refrac 1 la fractura en el refracturamiento tomó la misma dirección que la fractura inicial, por tanto se presentó *propagación de fractura inicial*.

6.3.2 Aplicación de la Herramienta Software al pozo Refrac 2

Los resultados de la aplicación de la herramienta software al pozo Refrac 2 permitirán determinar la orientación que tuvo la fractura en el tratamiento refracturamiento hidráulico al ser implementado en dicho pozo, al igual que estos resultados utilizarán para validar la herramienta. En la tabla 11 se muestran los parámetros requeridos por la herramienta para realizar las corridas en este pozo.



Tabla 11. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo Refrac 2

Parámetro	Magnitud	Unidad
Radio del Pozo	0.58	pies
Esfuerzo Máximo Horizontal	6423	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	5650	psi
Relación de Poisson	0.22	----
Presión en la Cara del Pozo	500	psi
Azimut del pozo	0	grados
Inclinación del pozo	0	grados
Presión Actual de la Formación	4230	psi
Longitud de la fractura inicial	110	pies
Profundidad del tratamiento	10534	pies

Fuente: Autor

En la tabla 12 se puede observar los resultados arrojados por la herramienta software RF 1.0, esta tabla contiene las orientaciones que tuvo la fractura en el refracturamiento radio a radio dentro del área afectada por la fractura inicial que para el caso del pozo Refrac 2 esta zona fue de 110 ft.

Tabla 12. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 2

Radio	Orientación	Radio	Orientación
0.58 ft	0°	7 ft	0°
1 ft	0°	8 ft	0°
2 ft	0°	9 ft	0°
3 ft	0°	10 ft	0°
4 ft	0°	20 ft	0°
5 ft	0°	30 ft	0°
6 ft	0°	40 ft	0°

Fuente: Autor



Tabla 12. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 2
(Continuación)

Radio	Orientación	Radio	Orientación
50 ft	0°	100 ft	0°
60 ft	0°	110 ft	0°
70 ft	0°	120 ft	0°
80 ft	0°	130 ft	0°
90 ft	0°	140 ft	0°

Fuente: Autor

En la tabla 12 solo se listan algunos de los resultados arrojados por la herramienta, los resultados completos de cada corrida se pueden observar en el archivo **.xls** que el modulo *guardar* de la herramienta permite guardar. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por RF 1.0, los cuales se observan en la tabla 12, se concluye que para el pozo Refrac 2 la fractura en el refracturamiento tomó la misma dirección que la fractura inicial, por tanto se presentó *propagación de fractura inicial*.

6.3.3 Aplicación de la Herramienta Software al pozo Refrac 3

Los resultados de la aplicación de la herramienta software al pozo Refrac 3 permitirán determinar la orientación que tuvo la fractura en el tratamiento refracturamiento hidráulico al ser implementado en dicho pozo, al igual que estos resultados utilizaran para validar la herramienta. En la tabla 13 se muestran los parámetros requeridos por la herramienta para realizar las corridas en este pozo.

Tabla 13. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo Refrac 3

Parámetro	Magnitud	Unidad
Radio del Pozo	0.52	pies
Esfuerzo Máximo Horizontal	6950	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	6335	psi
Relación de Poisson	0.30	----
Presión en la Cara del Pozo	1800	psi
Azimut del pozo	0	Grados
Inclinación del pozo	0	Grados
Presión Actual de la Formación	3400	psi
Longitud de la fractura inicial	100	pies
Profundidad del tratamiento	10559	pies

Fuente: Autor

En la tabla 14 se puede observar los resultados arrojados por la herramienta software RF 1.0, está tabla contiene las orientaciones que tuvo la fractura en el refracturamiento radio a radio dentro del área afectada por la fractura inicial que para el caso del pozo Refrac 3 esta zona fue de 80 ft.

Tabla 14. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo Refrac 3

Radio	Orientación	Radio	Orientación
0.52 ft	0°	10 ft	0°
1 ft	0°	20 ft	0°
2 ft	0°	30 ft	0°
3 ft	0°	40 ft	0°
4 ft	0°	50 ft	0°
5 ft	0°	60 ft	0°
6 ft	0°	70 ft	0°
7 ft	0°	80 ft	0°

Fuente: Autor



En la tabla 14 solo se listan algunos de los resultados arrojados por la herramienta, los resultados completos de cada corrida se pueden observar en el archivo *.xls* que el modulo *guardar* de la herramienta permite guardar. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por RF 1.0, se concluye que para el pozo Refrac 3 la fractura en el refracturamiento tomó la misma dirección que la fractura inicial, por tanto se presentó *propagación de fractura inicial*.

6.3.4 Aplicación de la Herramienta Software al pozo 122723

Observando los resultados obtenidos al implementar las metodologías de validación teóricas, en cual se concluye que en el refracturamiento hidráulico del pozo 122723 la fractura se propagó en una orientación diferente de la fractura inicial. Por tanto se espera que los resultados obtenidos de la herramienta software muestren la misma tendencia. Los resultados de la aplicación de la herramienta software al pozo Refrac 3 serán utilizados para validar la herramienta y determinar la orientación de la fractura. En la tabla 15 se muestran los parámetros requeridos por la herramienta para realizar las corridas en este pozo.

Tabla 15. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo 122723

Parámetro	Magnitud	Unidad
Radio del Pozo	0.50	pies
Esfuerzo Máximo Horizontal	7300	psi
Esfuerzo Mínimo Horizontal	7000	psi
Relación de Poisson	0.25	----
Presión en la Cara del Pozo	500	psi
Azimut del pozo	0	grados

Fuente: Autor



Tabla 15. Parámetros Requeridos para Implementar RF 1.0 en el Pozo 122723
(Continuación)

Parámetro	Magnitud	Unidad
Inclinación del pozo	0	grados
Presión Actual de la Formación	4500	psi
Longitud de la fractura inicial	500	pies
Profundidad del tratamiento	6000	pies

Fuente: Autor

En la tabla 16 se puede observar los resultados arrojados por la herramienta software RF 1.0, esta tabla contiene las orientaciones que tuvo la fractura en el refracturamiento radio a radio dentro del área afectada por la fractura inicial que para el caso del pozo 122727 esta zona fue de 500 ft.

Tabla 16. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo 122723

Radio	Orientación	Radio	Orientación
0.50 ft	36	20 ft	35
1 ft	36	30 ft	35
2 ft	36	40 ft	34
3 ft	35	50 ft	35
4 ft	35	60 ft	35
5 ft	35	80 ft	35
6 ft	35	90 ft	35
7 ft	35	100 ft	35
8 ft	35	120 ft	30
9 ft	35	140 ft	30
10 ft	35	160 ft	30

Fuente: Autor



Tabla 16. Resultados de RF 1.0 para orientación de fractura del pozo 122723
(Continuación)

Radio	Orientación	Radio	Orientación
180 ft	30	340 ft	27
200ft	30	360 ft	27
220 ft	28	380 ft	25
240 ft	28	400 ft	25
260 ft	28	420 ft	25
280 ft	28	460 ft	25
300 ft	28	480 ft	25
320 ft	27	500 ft	25

Fuente: Autor

En la tabla 16 solo se listan algunos de los resultados arrojados por la herramienta, los resultados completos de cada corrida se pueden observar en el archivo *.xls* que el modulo *guardar* de la herramienta permite guardar.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por RF 1.0, los cuales se observan en la tabla 16, se concluye que para el pozo 122723, al igual que se observó en los resultados de la implementación de las metodologías de validación la fractura en el refracturamiento tomó una dirección diferente que la fractura inicial, por tanto se presentó *fractura reorientada*.

6.3.5 Resumen de los Resultados de la Implementación de RF 1.0

Los resultados proporcionados por la Herramienta se validan con los resultados de la implementación de las metodologías de validación en los pozos tal y como se observan en la tabla 8. En la siguiente tabla se observa un resumen de la



condición de orientación de la fractura en el refracturamiento para cada uno de los pozos utilizados para la aplicación de la herramienta.

Tabla 17. Resultados de la Aplicación de la Herramienta Software RF 1.0

Pozo	Resultado de la Herramienta
Refrac 1	Propagación de Fractura Inicial
Refrac 2	Propagación de Fractura Inicial
Refrac 3	Propagación de Fractura Inicial
122723	Fractura Reorientada

Fuente: Autor

6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo con los resultados obtenidos, los cuales muestran la condición de orientación de fractura (propagación de fractura inicial o fractura reorientada), se observa que para todos los pozos al implementarse tanto las metodologías de validación, como la herramienta software se observa como resultado la misma condición de orientación. Esto permite concluir que la herramienta software es capaz de reproducir los resultados determinados a partir de las metodologías de validación las cuales fueron aplicadas para pozos donde las fracturas hidráulicas en el refracturamiento hidráulico ya existían y tenían una orientación.

Por tanto teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, los resultados que se obtengan a partir de la implementación de la herramienta software para predecir la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico son verídicos y confiables. Por tanto se afirma que la Herramienta Software RF 1.0 permite predecir la orientación de fracturas hidráulicas en tratamientos de refracturamiento hidráulico.

Las metodologías de validación solo permiten determinar la condición de orientación de los tratamientos, en cambio RF 1.0 aparte de determinar la condición de fractura, permite estimar la orientación que tiene o tendrá la fractura en un refracturamiento hidráulico radio a radio en el área afectada por la fractura inicial.

En la tabla 18 se muestra un resumen de las condiciones de orientación determinadas a partir de cada una de las metodologías de validación y la herramienta software, de esta tabla se puede apreciar lo que se mencionó anteriormente que tanto las metodologías como RF 1.0 coinciden en el mismo criterio para cada uno de los pozos

Tabla18. Resultados de la Aplicación de las Metodologías de Validación

Metodología	Presión Neta	Gradiente de fractura	Esfuerzos de Cierre	RF 1.0
Pozo				
Refrac 1	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial
Refrac 2	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial
Refrac 3	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial	Propagación de Fractura Inicial
122723	Fractura Reorientada	Fractura Reorientada	Fractura Reorientada	Fractura Reorientada

Fuente: Autor



CONCLUSIONES

- Se desarrolló una herramienta software mediante el acople de la distribución radial de la presión de poro en un pozo fracturado, un modelo de distribución de esfuerzo y parámetros geomecánicos que permite estimar la orientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico.

- La herramienta software RF 1.0 permite estimar y visualizar en 2D (vista de planta) el camino de propagación de las fracturas radio a radio en un refracturamiento hidráulico desde la cara del pozo hasta un área donde no tiene influencia la existencia de una fractura hidráulica inicial.

- Los resultados obtenidos por la herramienta software RF 1.0 permiten mitigar la incertidumbre creada al implementar este tipo de tratamiento y contribuyen con el análisis de factibilidad para implementación de este tratamiento con el fin de garantizar el éxito.

- La variación de la presión de poro debido a la producción o inyección de fluidos en un pozo fracturado hidráulicamente, causa un cambio en la magnitud y orientación de los esfuerzos en la cara del pozo, los cuales causan que una fractura en un tratamiento de refracturamiento hidráulico pueda propagarse en una dirección diferente a la fractura inicial.

- Los tratamientos de refracturamiento hidráulico generan un aumento en la producción de los pozos ya que la propagación de la fractura inicial o la fractura



reorientada creadas en dicho tratamiento, alcanzan zonas donde la fractura inicial no ha drenado la formación.

➤ A partir de algunos parámetros obtenidos de la implementación en pozos de tratamientos de refracturamiento hidráulico tales como la presión neta y el gradiente de fractura se desarrollaron algunas metodologías de validación que permitieron determinar la condición de orientación de fractura (propagación de fractura inicial o reorientación de fractura) en los tratamientos implementados y validar los resultados de la herramienta software RF 1.0.

➤ En un refracturamiento hidráulico la fractura creada en dicho tratamiento es reorientada si la presión neta utilizada para crear la fractura es mayor que cuatro veces la diferencia entre el esfuerzo máximo horizontal actual y el esfuerzo mínimo horizontal actual de la formación.

➤ Los esfuerzos poro-elásticos causados por la variación de la presión de poro de la formación son los parámetros más importantes para que se presente una fractura reorientada en un tratamiento de refracturamiento hidráulico, ya que una variación de estos esfuerzos causa una variación de los esfuerzos en la cara del pozo los cuales causan reorientación de fractura.

➤ La orientación de fractura en un tratamiento de refracturamiento hidráulico cerca de la cara del pozo dentro del área afectada por la existencia de la fractura inicial se ve influenciada por la variación de la presión de poro, los esfuerzos de la formación en esta zona y los esfuerzos poro-elásticos mientras que fuera de este



área la orientación se ve afectada por la orientación y magnitud de los esfuerzos horizontales in-situ de la formación.

➤ Algunos factores tales como la presencia de otros pozos, las propiedades mecánicas de la formación y el estado de los esfuerzos en la formación tienen influencia sobre la orientación de las fracturas durante tratamientos de refracturamiento hidráulico.

➤ Existen algunos dispositivos que permiten determinar la orientación de fracturas en tratamientos de Refracturamiento hidráulico, basadas en eventos sísmicos y en la deformación causada en la formación por la creación de las fracturas.

➤ Desconocer la orientación que tendrá la fractura en el refracturamiento hidráulico puede causar problemas cuando se presenta propagación de fractura inicial, ya que el propante (material de soporte de la fractura) de la fractura inicial causa una interferencia que no permite que el propante bombeado en el refracturamiento se distribuya en la fractura, lo que genera un tapón y como consecuencia de esto la producción disminuye (en algunos casos registrados en la literatura a cero) por la restricción que presenta la fractura para que los fluidos fluyan a través de ella hacia el pozo.

➤ El modelo poro-elástico de Esfuerzos Efectivos fue elegido para estimar la orientación de fracturas en un refracturamiento hidráulico, ya que este modelo permite analizar la variación de los esfuerzos en la cara del pozo por los esfuerzos poro-elásticos, los cuales dominan la orientación de las fracturas dentro del área afectada por la fractura inicial.



- Para la estimación de la orientación de la fractura fue necesario desarrollar una simulación en el software FLAC 3D de Itasca con el fin de determinar la distribución de presión en un pozo fracturado, ya que los simuladores consultados (Eclipse, CMG y Flac -3D) y la bibliografía consultada no cuentan con alguna metodología o modulo que permitan modelar dicho fenómeno.

- El conocimiento de la orientación de una fractura en Refracturamiento Hidráulico podría garantizar el éxito del tratamiento, ya que permite tomar acciones correctivas previas al tratamiento lo que permite que no se presenten problemas que causen resultados en la producción no esperados.

- La desviación del pozo (Azimut y Buzamiento) tiene influencia sobre la orientación de fracturas en tratamientos de Refracturamiento Hidráulico, por lo tanto este parámetro fue incluido en el desarrollo de la herramienta software RF 1.0.



RECOMENDACIONES

- Se recomienda incluir a RF 1.0, la influencia de la temperatura para pozos inyectoros mediante la integración de una simulación termo-poro-elástica, la cual se observó en el análisis bibliográfico hecho que tiene alguna influencia sobre la orientación de esfuerzos en la zona afectada por la fractura inicial.

- Se recomienda integrar a RF 1.0 una metodología que permita robustecer la herramienta en la cual se pueda determinar las condiciones de formación para la cuales se presente reorientación de fracturas en tratamientos de refracturamiento hidráulico.

- Se recomienda realizar una simulación de distribución radial de presión de poro en un simulador que permita integrar más parámetros de tal manera que se pueda representar el fenómeno de una forma más real, teniendo en cuenta que esta distribución es un parámetro de entrada (input) para el desarrollo de los cálculos en la herramienta y no tiene influencia sobre la metodología utilizada para el desarrollo de esta.

- Se recomienda realizar validaciones de la herramienta con datos tomados de dispositivos especializados tales como Microsísmica e Inclínómetros de superficie y de fondo que no solo determinan a condición de fractura sino que también la orientación de la fractura en el refracturamiento hidráulico radio a radio al igual que lo hace RF 1.0.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Craig, d. y East, L. “Refracturing Technology Increases Production in Previously Fractured Single and Multiple Zone Wells Experiencing Production Declines”, Halliburton, 2006.
2. Clark, R. C. *et al.*, “Application of Hydraulic Fracturing to the Stimulation of Oil and Gas Production” Drill. & Prod. Practice, API (1953) 113-22.
3. Huitt, J. L. y Mc Glothin, B. B. Jr.: “The Propping of Fractures in Formations Susceptible to Propping-Sand Embedment” Drill. & Prod. Practice, API (1958) 115.
4. Huitt, J. L., Mc Glothin, B. B. Jr., and McDonald, J. F.: “The Propping of Fractures in Formations in Which Propping Sand Crushes” Drill. & Prod. Practice, API (1958) 115.
5. Huitt, J. L.: “Hydraulic Fracturing with Single Point Entry Technique” JPT, (March 1960) XII, No. 3, 11.
6. Hubbert, M. K. and Willis, D. G.: “Mechanics of Hydraulic Fracturing” Trans., AIME (1957) 210, 153-66.
7. Rojas, A., “Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados”, Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2000.
8. Society of Petroleum Engineers, “NSI-Frac, Design Parameters”.
9. Britt, L.K. and Hager C.J.,” Best Practices for Hydraulic Fracturing Wells in Naturally Fissured Reservoirs”, F95 - P96. 1995.



10. Dorado, J., Mercado, F., “Desarrollo de una Herramienta Software para la Simulación de un Diseño de Fracturamiento Hidráulico”, Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2006.
11. Villa, G. “Curso de Fracturamiento Hidráulico”, BJ Services, Bucaramanga, Colombia, Marzo, 2007.
12. Osorio, J. G., Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12, 2003
13. BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing. 1986.
14. GEOTECHNICAL, Testing in Engineering Geology. ETH Zurich.
15. Hernández, E., “Fracturamiento Hidráulico Ácido”, Universidad Industrial de Santander (UIS). 1993.
16. Martínez, J. A. Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, ECOPELROL. Roberto Linares. Colombia. 2003.
17. Jaeger, C. and Cook, N. G., “Fundamentals of Rock Mechanics”. 1969
18. Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center.
19. Osorio, G., Aspectos geomecánicos de Fracturamiento Hidráulico, Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos. Marzo, 2006.
20. Fjaer, E. and Rasmus R., Petroleum Related Rock Mechanics. 1996.
21. Conway, M. y Mc. Mechan, D. “Expanding Recoverable Reserves through Refracturing”. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 14376, 1985.



- 22.** Crowell, R. y Jennings, A. “A Diagnostic Technique for Restimulation Candidate Selection”. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 7556, 1978.
- 23.** Coulter, G. y Menzie, D., “The Design of Refrac Treatments for Restimulation of Subsurface Formations”, Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 4400, 1973.
- 24.** Warpinski, N.R. and Branagan, P.T.: “Altered Stress Fracturing,” JPT, 990-997, 1989.
- 25.** Palmer, I.D., “Induced Stresses Due to Propped Hydraulic Fracture in Coal bed Methane Wells”, SPE 25861, presented at the SPE Rocky Mountain Regional Low Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, CO, U.S.A., April 12- 14, 1993.
- 26.** Elbel, J.L. and Mack, M.G., “Refracturing: Observations and Theories”, SPE 25464, presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, U.S.A., March 21-23, 1993.
- 27.** Hidayati, D.T., Chen, H.Y., and Teufel, L.W., “Flow-Induced Stress Reorientation in a Multiple-Well Reservoir”, SPE 71091, Rocky Mountain Petroleum Technology Conference held in Keystone, Colorado, 21-23 May 2001.
- 28.** Wright, C.A., Stewart, D.W., Emanuele, M.A., “Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hills Field”, SPE 27896, Western Regional Meeting held in Long Beach, California, U.S.A., 23-25 March 1994.
- 29.** Leen Weijers and C.J.de Pater, “Fracture Reorientation in Model Tests”, SPE 23790, presented at the SPE Intl. Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, February 26-27, 1992.



- 30.** Bruno, M.S. and F.M. Nakagawa: “pore Pressure Influence on Tensile Fracture Propagation in Sedimentary Rock,” Int. J. Rock Mech. Min. Sci & Geomech. Abstr. Vol 28, No. 4, pp. 261-273, 1991.
- 31.** Siebrits, E. and Elbel, J.L., “ Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment”, SPE 48928, presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.
- 32.** Siebrits, E., Elbel, J.L., and Hoover, R.S., “Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells”, SPE 63030, presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1- 4 October 2000.
- 33.** Wright, C.A. and C Conant R.A., “Reorientation of propped Refracture treatments”, SPE 28078, presented at the 1994 Eurock SPE/ISRM rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference held in Delft, The Netherlands, 29-31 August 1994.
- 34.** Wright, V.A., Conant, R.A., “Hydraulic Fracture Orientation and Production/Injection induced Reservoir Stress Changes in Diatomite Waterfloods”, SPE 29625, Western Regional Meeting held in Bakersfield, CA, U.S.A. 8-10 March 1995.
- 35.** Minner, W.A., Wright, C.A., “ Water flood and Production-Induced stress Changes Dramatically Affect Hydraulic Fracture Behavior in Lost Hills Infill Wells”, SPE 77536, SPE Annual Regional Meeting held in Bakersfield, CA, U.S.A. 8-10 March 1995.



- 36.** Wright, C.A. and Conant R.A., “ Hydraulic Fracture Reorientation in Primary and Secondary Recovery for Low-Permeability Reservoirs”, SPE 30484, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 22-25 October 1995.
- 37.** Weijers, L., Wright, C.A., and Demetrius, S.L., “ Fracture Growth and Reorientation in Steam Injection Wells”, SPE 54079, presented at the 1999 international Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Bakersfield, California, U.S.A., 17-21 March 1999.
- 38.** Berchenko, I. and Detournay E., “ Deviation of Hydraulic Fractures through Poroelastic Stress Changes Induced by Fluid Injection and Pumping”, Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Vol. 34, No. 6, pp. 1009-1019, 1997.
- 39.** Zongyu, Z., “Estimating Fracture Reorientation due to Long Term Fluid Injection / Production”. SPE, Paper 106387, 2007.
- 40.** Fei Yao, “Theoretical Study on Reorientation Mechanism of Hydraulic Fractures”. JPT, 2007.
- 41.** Peichao Li, “Theoretical Study on Reorientation Mechanism of Hydraulic Fractures”, SPE, Paper 105724, 2008.
- 42.** Manual de Manejo del Simulador Flac 3D, Itasca, 2010.



BIBLIOGRAFÍA

Berchenko, I. and Detournay E., “ Deviation of Hydraulic Fractures through Poroelastic Stress Changes Induced by Fluid Injection and Pumping”, Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Vol. 34, No. 6, pp. 1009-1019, 1997.

BJ Services Company S.A. Handbook of Hydraulic Fracturing. 1986.

Britt, L.K. and Hager C.J.,” Best Practices for Hydraulic Fracturing Wells in Naturally Fissured Reservoirs”, F95 - P96. 1995.

Bruno, M.S. and F.M. Nakagawa: “pore Pressure Influence on Tensile Fracture Propagation in Sedimentary Rock,” Int. J. Rock Mech. Min. Sci & Geomech. Abstr. Vol 28, No. 4, pp. 261-273, 1991.

Clark, R. C. *et al.*, “Application of Hydraulic Fracturing to the Stimulation of Oil and Gas Production” Drill. & Prod. Practice, API (1953) 113-22.

Conway, M. y Mc. Mechan, D. “Expanding Recoverable Reserves through Refracturing”. Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 14376, 1985.

Coulter, G. y Menzie, D., “The Design of Refrac Treatments for Restimulation of Subsurface Formations”, Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 4400, 1973.

Craig, d. y East, L. “Refracturing Technology Increases Production in Previously Fractured Single and Multiple Zone Wells Experiencing Production Declines”, Halliburton, 2006.



Crowell, R. y Jennings, A. "A Diagnostic Technique for Restimulation Candidate Selection". Society Petroleum of Engineers, SPE, Paper 7556, 1978.

Dorado, J., Mercado, F., "Desarrollo de una Herramienta Software para la Simulación de un Diseño de Fracturamiento Hidráulico", Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2006.

Elbel, J.L. and Mack, M.G., "Refracturing: Observations and Theories", SPE 25464, presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, U.S.A., March 21-23, 1993.

Fei Yao, "Theoretical Study on Reorientation Mechanism of Hydraulic Fractures". JPT, 2007.

Fjaer, E. and Rasmus R., Petroleum Related Rock Mechanics. 1996.

GEOTECHNICAL, Testing in Engineering Geology. ETH Zurich.

Hernández, E., "Fracturamiento Hidráulico Ácido", Universidad Industrial de Santander (UIS). 1993.

Hidayati, D.T., Chen, H.Y., and Teufel, L.W., "Flow-Induced Stress Reorientation in a Multiple-Well Reservoir", SPE 71091, Rocky Mountain Petroleum Technology Conference held in Keystone, Colorado, 21-23 May 2001.

Hubbert, M. K. and Willis, D. G.: "Mechanics of Hydraulic Fracturing" Trans., AIME (1957) 210, 153-66.

Huitt, J. L. y Mc Glothin, B. B. Jr.: "The Propping of Fractures in Formations Susceptible to Propping-Sand Embedment" Drill. & Prod. Practice, API (1958)



Huitt, J. L., Mc Glothin, B. B. Jr., and McDonald, J. F.: “The Propping of Fractures in Formations in Which Propping Sand Crushes” Drill. & Prod. Practice, API (1958)

Huitt, J. L.: “Hydraulic Fracturing with Single Point Entry Technique” JPT, (March 1960) XII, No. 3, 11.

Jaeger, C. and Cook, N. G., “Fundamentals of Rock Mechanics”. 1969

Leen Weijers and C.J.de Pater, “Fracture Reorientation in Model Tests”, SPE 23790, presented at the SPE Intl. Symposium on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, February 26-27, 1992.

Manual de Manejo del Simulador Flac 3D, Itasca, 2010.

Martínez, J. A. Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, ECOPETROL. Roberto Linares. Colombia. 2003.

Minner, W.A., Wright, C.A., “ Water flood and Production-Induced stress Changes Dramatically Affect Hydraulic Fracture Behavior in Lost Hills Infill Wells”, SPE 77536, SPE Annual Regional Meeting held in Bakersfield, CA, U.S.A. 8-10 March 1995.

Osorio, G., Aspectos geomecánicos de Fracturamiento Hidráulico, Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos. Marzo, 2006.

Osorio, J. G., Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12, 2003

Palmer, I.D., “Induced Stresses Due to Propped Hydraulic Fracture in Coal bed Methane Wells”, SPE 25861, presented at the SPE Rocky Mountain Regional Low



Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, CO, U.S.A., April 12- 14, 1993.

Peichao Li, “Theoretical Study on Reorientation Mechanism of Hydraulic Fractures”, SPE, Paper 105724, 2008.

Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center.

Rojas, A., “Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados”, Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2000.

Siebrits, E. and Elbel, J.L., “ Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment”, SPE 48928, presented at the 1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 27-30 September 1998.

Siebrits, E., Elbel, J.L., and Hoover, R.S., “Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells”, SPE 63030, presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1- 4 October 2000.

Society of Petroleum Engineers, “NSI-Frac, Design Parameters”.

Villa, G. “Curso de Fracturamiento Hidráulico”, BJ Services, Bucaramanga, Colombia, Marzo, 2007.

Warpinski, N.R. and Branagan, P.T.: “Altered Stress Fracturing,” JPT, 990-997, 1989.

Weijers, L., Wright, C.A., and Demetrius, S.L., “ Fracture Growth and Reorientation in Steam Injection Wells”, SPE 54079, presented at the 1999 international Thermal



Operations and Heavy Oil Symposium held in Bakersfield, California, U.S.A., 17-21 March 1999.

Wright, C.A. and C Conant R.A., “Reorientation of propped Refracture treatments”, SPE 28078, presented at the 1994 Eurock SPE/ISRM rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference held in Delft, The Netherlands, 29-31 August 1994.

Wright, C.A. and Conant R.A., “ Hydraulic Fracture Reorientation in Primary and Secondary Recovery for Low-Permeability Reservoirs”, SPE 30484, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 22-25 October 1995.

Wright, C.A., Stewart, D.W., Emanuele, M.A., “Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hills Field”, SPE 27896, Western Regional Meeting held in Long Beach, California, U.S.A., 23-25 March 1994.

Wright, V.A., Conant, R.A., “Hydraulic Fracture Orientation and Production/Injection induced Reservoir Stress Changes in Diatomite Waterfloods”, SPE 29625, Western Regional Meeting held in Bakersfield, CA, U.S.A. 8-10 March 1995.

Zongyu, Z., “Estimating Fracture Reorientation due to Long Term Fluid Injection / Production”. SPE, Paper 106387, 2007.



ANEXOS



ANEXO A. MANUAL DE MANEJO

HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE FRACTURAS EN TRATAMIENTOS DE REFRACTURAMIENTO

RF 1.0 MANUAL DE MANEJO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011



RF 1.0
MANUAL DE MANEJO

ELABORADO POR:
MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ

DIRIGIDO POR:
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2011



1. INTRODUCCIÓN

RF 1.0 es una herramienta software que permite estimar y visualizar en 2D (vista de planta del pozo) la orientación que tendrá una fractura en un tratamiento de Refracturamiento Hidráulico. Mediante el uso de RF 1.0 podemos analizar el camino de propagación de las fracturas radio a radio desde la cara del pozo hasta un área donde no tiene influencia la existencia de una fractura hidráulica inicial creada durante un fracturamiento hidráulico

RF 1.0 está estructurada mediante el acople de tres importantes fundamentos tales como: la distribución radial de presión en un pozo fracturado hidráulicamente, un modelo de distribución de esfuerzos para pozos fracturados hidráulicamente teniendo en cuenta la variación de la presión de poro y el criterio de falla tensil para rocas.

Adicionalmente la herramienta determina el estado actual de los esfuerzos teniendo en cuenta los cambios de presión de poro por producción o inyección de fluidos en coordenadas radiales dentro del área de influencia de la fractura inicial.

2. REQUISITOS PARA EL USO DE RF 1.0

Para el funcionamiento de la herramienta software se requiere instalar en el computador el programa Matlab, ya que esta fue la plataforma de programación que se utilizó para el desarrollo de RF 1.0, aparte de este prerrequisito no se requiere ninguna especificación técnica del equipo para ser ejecutada la herramienta.

3. DEFINICIÓN DEL ENTORNO DE RF 1.0

Para iniciar la herramienta RF 1.0 se debe hacer clic en un archivo llamado RF.exe, posteriormente se desplegará un módulo de inicio de la herramienta, esta sección se muestra a continuación:

Figura 1. Módulo de Inicio de RF 1.0



Una vez activado este módulo de inicio se observa los diferentes módulos de funciones de la herramienta de los cuales solo se encuentra activo el módulo de *cargar datos* que es el primer módulo de las funciones que se utiliza.

3.1. Módulos de funciones de RF 1.0

En esta sección se describirá el modo de uso y la función que ofrece cada uno de los módulos de funciones. Cada uno de los módulos se debe activar en el módulo de inicio.

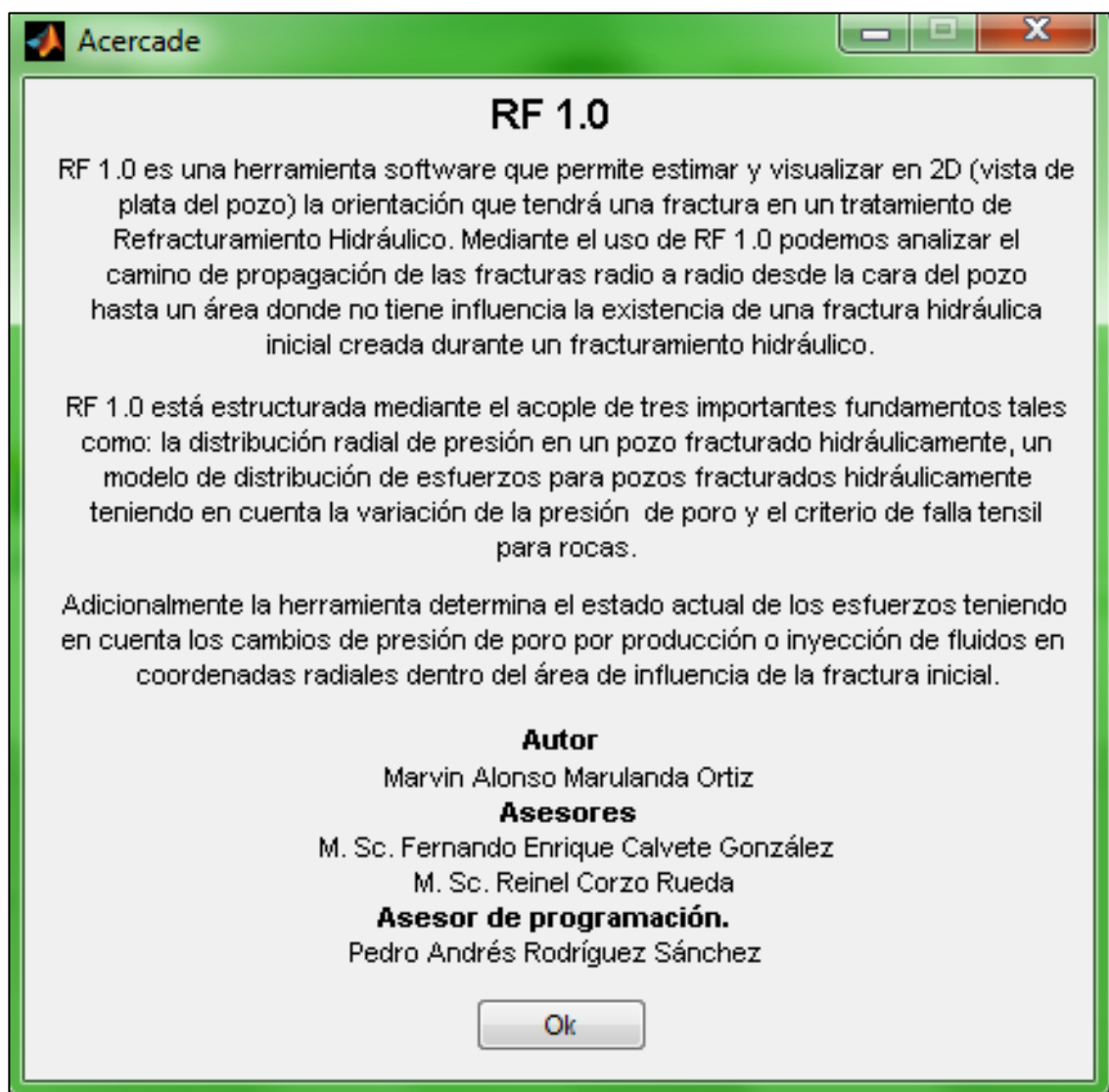
3.1.1. Modulo *Acerca de*

Este módulo se activa haciendo clic en el botón *acerca de* (recuadro rojo), en este módulo se observa información sobre la herramienta software, como se muestra a continuación:

Figura 2. Activación del Módulo *Acerca de* de RF 1.0



Figura 2a. Visualización del Módulo Acerca de



3.1.2. Modulo *Cargar Datos*

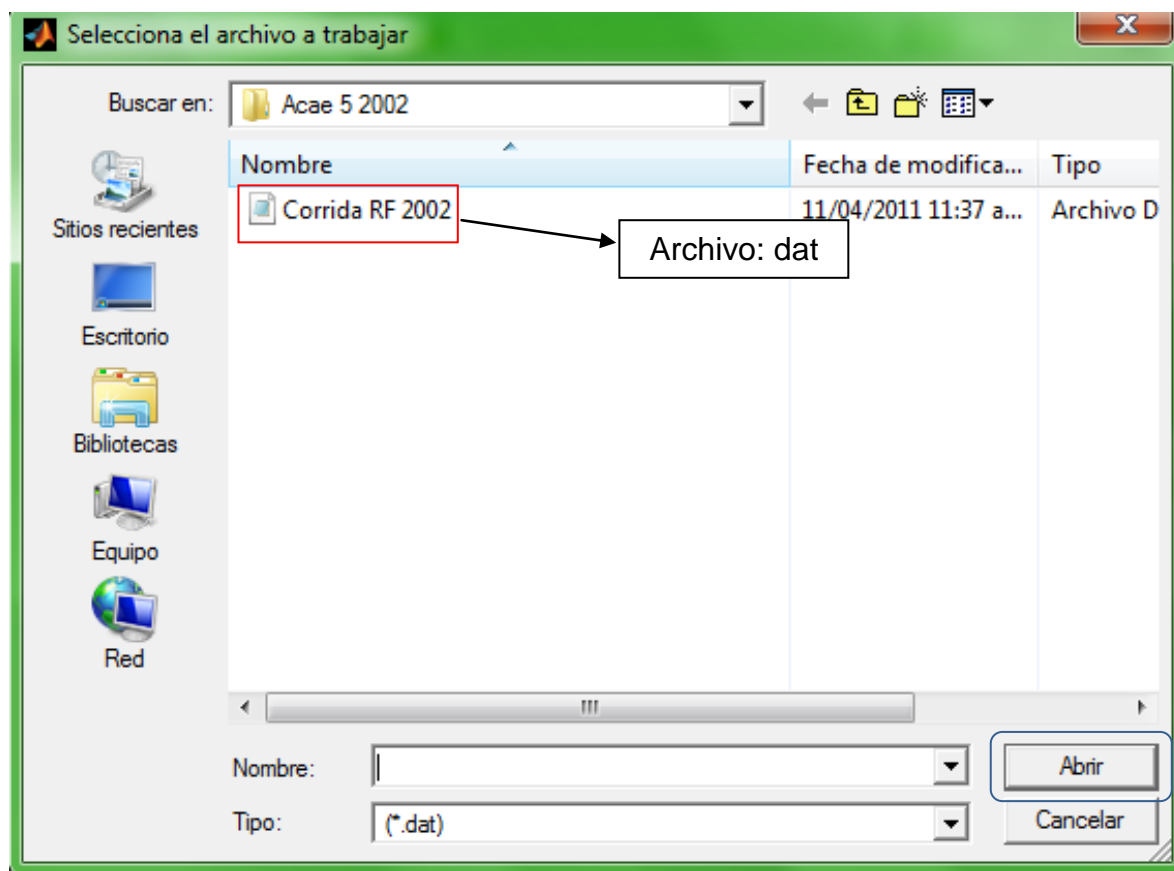
Este módulo se activa en la parte inferior izquierda en el grupo de opciones haciendo clic en el botón *Cargar Datos* (recuadro rojo), en este módulo se carga datos de presión de un archivo *.dat* y se suministra los datos de entrada a la herramienta, la visualización de este modo se muestra a continuación:

Figura 3. Activación del Módulo *Cargar Datos* de RF 1.0



Una vez activado este módulo, se visualiza una interfaz para ubicar y cargar un archivo **.dat**, este archivo cuenta con datos de presión para cada radio y ángulo dentro del área afectada por la fractura inicial, una vez seleccionado el archivo **.dat** (recuadro rojo) se hace clic en la opción Abrir (recuadro azul) para cargar el archivo.

Figura 4. Interfaz para cargar el archivo *.dat*



Después de haber cargado el archivo *.dat*, posteriormente se visualiza una interfaz con dos paneles, el primer panel es llamado *datos del Archivo* donde se observa los datos que se encuentran en el archivo cargado y el otro panel es llamado *Datos Iniciales*, en este panel el usuario suministra los datos de entrada requeridos para que la herramienta realice los cálculos.

Figura 5. Interfaz de Visualización de los Paneles de Datos

The screenshot shows a software window titled 'Datos' with two main panels. The left panel, 'Datos del archivo', contains a table with 23 rows of data. The right panel, 'Datos Iniciales', contains various input fields for well parameters, with a 'Continuar' button highlighted by a red circle.

	Presion (psi)	Radio (ft)	Angulo (Grados)
1	395	0.5800	0
2	395.3000	0.5800	10
3	396.4000	0.5800	20
4	397	0.5800	30
5	397.7000	0.5800	40
6	398	0.5800	50
7	399.5000	0.5800	60
8	400.3000	0.5800	70
9	401	0.5800	80
10	401.9000	0.5800	90
11	983.1000	1	0
12	987.3500	1	10
13	993.8100	1	20
14	995.4800	1	30
15	965.5700	1	40
16	973.6900	1	50
17	978.0700	1	60
18	981.5000	1	70
19	986.8100	1	80
20	985.1500	1	90
21	1.1562e+03	2	0
22	1.1579e+03	2	10
23	1.1603e+03	2	20

Datos Iniciales:

- Radio del pozo, rw: 0.58 ft
- Esfuerzo Maximo, SH: 6413 psi
- Esfuerzo minimos, Sh: 5853 psi
- Relacion de Poisson, v: 0.25 -
- Presión en la cara del pozo, Pw: 390 psi
- Azimut, a: 0 grados
- Inclinacion del pozo, i: 0 grados
- Presión inicial, Po: 4220 psi
- esfuerzo Vertical, Sv: 6000 psi
- Longitud de fractura, Lxf: 7 ft
- Gradiente de fractura inicial, Gf: 0.72 psi/ft
- Gradiente de fractura en el refracturamiento, Gfr: 0.62 psi/ft
- Profundidad, P: 10530 ft
- Presion neta, Pn: 2099 psi

Continuar

En el interfaz de los paneles de datos (figura 6) dando clic en el botón continuar (recuadro rojo) podemos acceder al Módulo de Inicio para poder continuar con las funciones de la herramienta.

3.1.3. Modulo *Evaluar*

Este módulo se activa en el Modulo Inicial dando clic en el panel Opciones en el botón *Evaluar*, en este módulo la herramienta realiza todos los cálculos, a continuación se visualiza el acceso al módulo:

Figura 6. Activación del Módulo *Evaluar* de RF 1.0



Después de activar este módulo la herramienta realiza todos los cálculos y se observa en pantalla un mensaje que declara “Evaluación terminada” como se observa a continuación:

Figura 7. Declaración del mensaje del Módulo *Evaluar* de RF 1.0



Después que ha aparecido el mensaje damos clic en OK para volver al módulo de Inicio para continuar con las demás funciones de la herramienta.

3.1.4. Modulo *Validación*

En este módulo se valida la herramienta mostrando la orientación que debe tomar la fractura, para acceder a este módulo se debe hacer clic en el módulo de Inicio en el panel de opciones en el botón Validación (recuadro rojo), como se observa a continuación:

Figura 8. Activación del Módulo *Validación*



Posteriormente se activa este módulo se visualiza una interfaz en la que se observa un panel llamado *Validar*, Se observa los métodos que se utilizaran de validación y los datos que se utilizaran para la validación. Posteriormente se da clic en el botón *Validar* (recuadro rojo) para que la herramienta procese los cálculos y muestre en la interfaz la orientación que debe tomar las fractura según el proceso hecho en la validación.

Figura 9. Visualización del Módulo *Validación*



Una vez hecho clic en el botón validar, se observa una interfaz en la que se visualiza un nuevo panel llamado *Validación* en este se observa una leyenda por cada método de validación mostrando la orientación que debe tener la fractura. Una vez se ha hecho la validación damos clic en el botón regresar (recuadro rojo) para volver al Modulo inicial

Figura10. Declaración de Validación de cada Método



3.1.5. Modulo Graficar

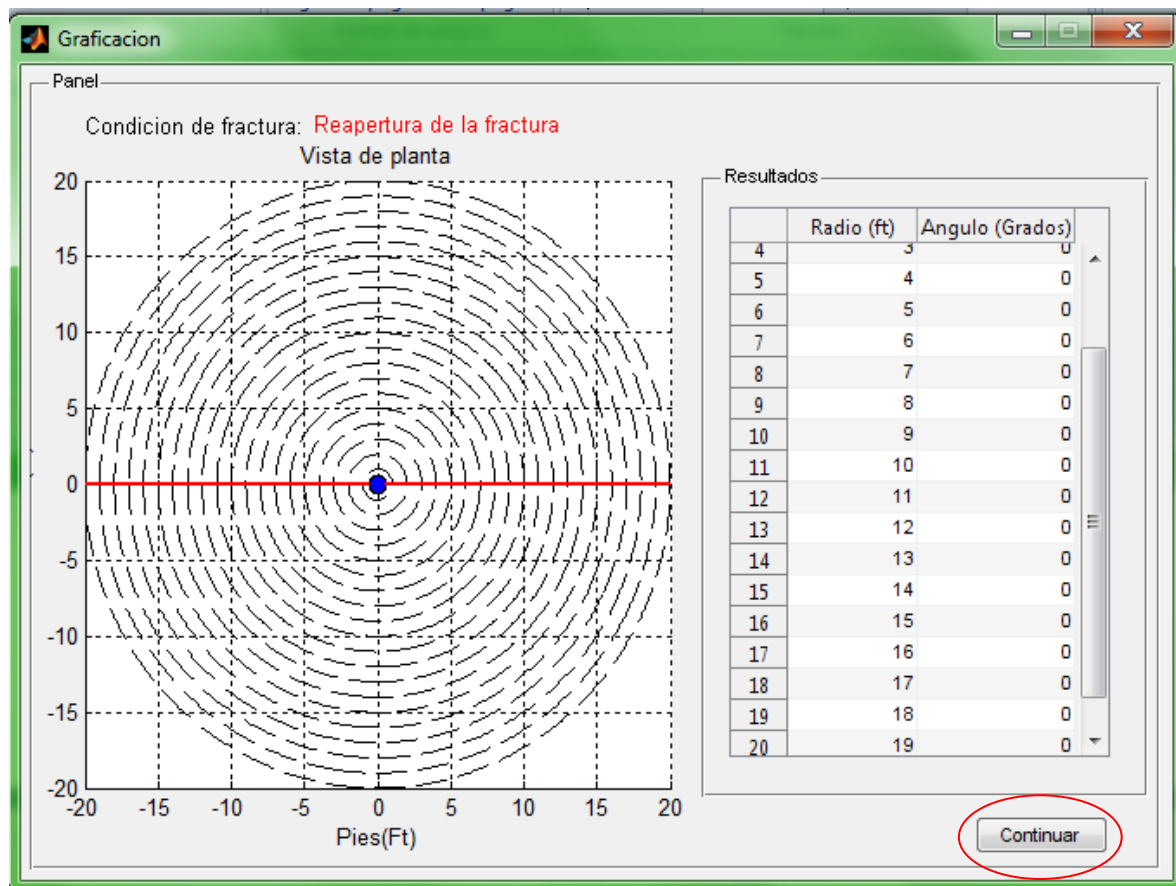
Este módulo se activa dando clic en el botón *Graficar* (recuadro rojo) que se encuentra en el panel opciones del Módulo Inicial, en este Modulo se observa la orientación de la fractura en 2D y una tabla de Datos.

Figura 11. Activación del Módulo *Graficar*



Después de activado este módulo se observa una interfaz en la que se encuentra una gráfica en 2D (vista de planta del pozo) hecha a partir de los cálculos realizados por la herramienta que representa la orientación que tomará una fractura en un tratamiento de refracturamiento hidráulico radio por radio y un panel que contiene una tabla de datos con el ángulo que tomará la fractura para cada radio. Para volver al Módulo de Inicio se da clic en el botón continuar (recuadro rojo)

Figura 12. Visualización del Módulo *Graficar*



3.1.6. Módulo de *Guardar*

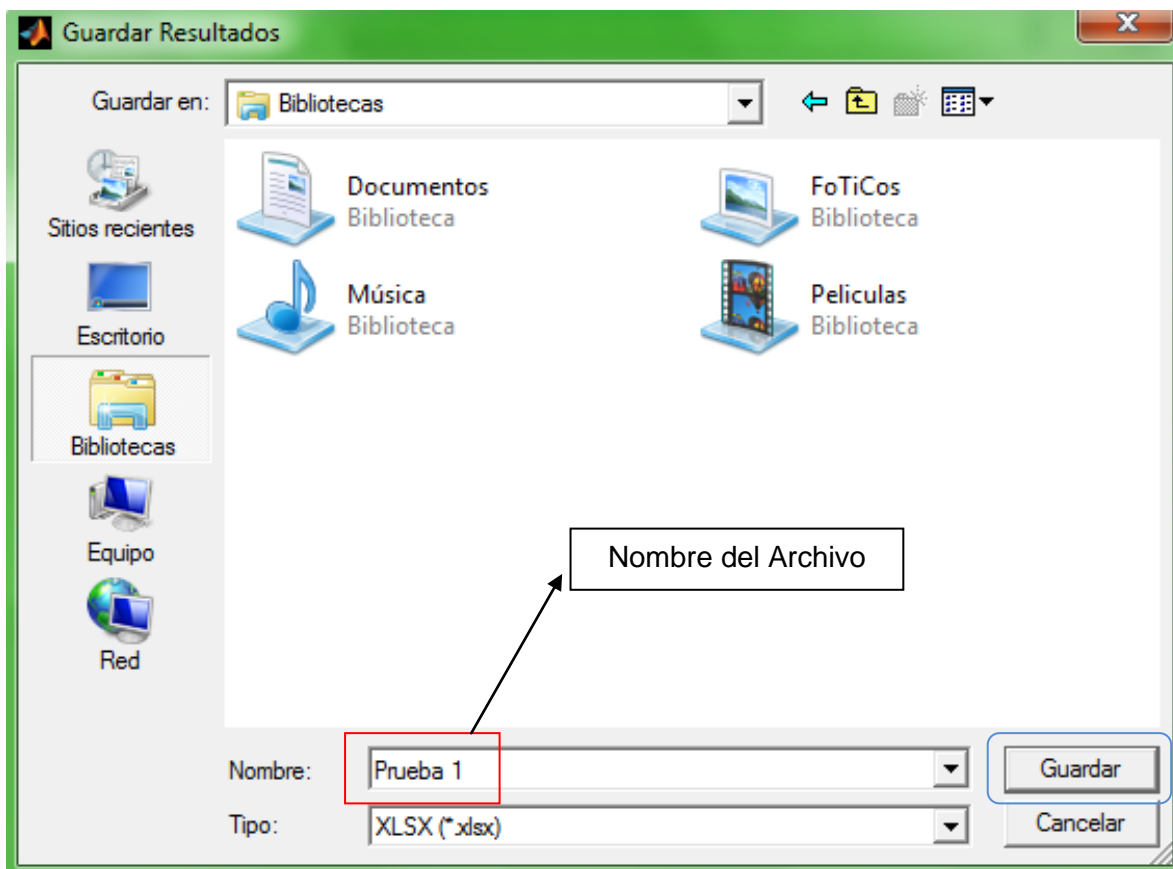
Este módulo se activa dando clic en el botón *Guardar* en el Modulo de Inicio, en este módulo se guarda un archivo *.xls* con los datos que fueron calculados por la herramienta

Figura 13. Activación del Módulo Guardar



Una vez activado este módulo, se visualiza una interfaz para guardar el archivo **.xls**, este archivo cuenta con datos de los esfuerzos radial y tangencial para cada radio y ángulo, el esfuerzo máximo en el área afectada por la fractura inicial y la tabla de datos que se observó en la interfaz de graficación, después de haber seleccionado la ubicación en donde se guardará el archivo **.xls**, se asigna el nombre al archivo y se hace clic en la opción Guardar (recuadro azul) para guardar el archivo.

Figura 14. Interfaz para Guardar el archivo .xls



Después de dar clic en la opción Guardar, se observa en pantalla un mensaje que declara “Archivo guardado exitosamente” como se observa a continuación:

Figura 15. Declaración del mensaje del Módulo *Guardar* de RF 1.0



Finalmente se da clic en el botón OK para volver al Módulo de Inicio y con esto finaliza la corrida de la herramienta.



ANEXO B. CORRIDA DE RF 1.0 PARA EL POZO REFRAC 1

RF 1.0

CORRIDA DE RF 1.0 PARA EL POZO REFRAC 1

ELABORADO POR:

MARVIN ALONSO MARULANDA ORTIZ

DIRIGIDO POR:

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2011

En este anexo se mostrará una corrida de la herramienta hecha para el pozo Refrac 1 con el fin de visualizar el funcionamiento de la herramienta software RF 1.0.

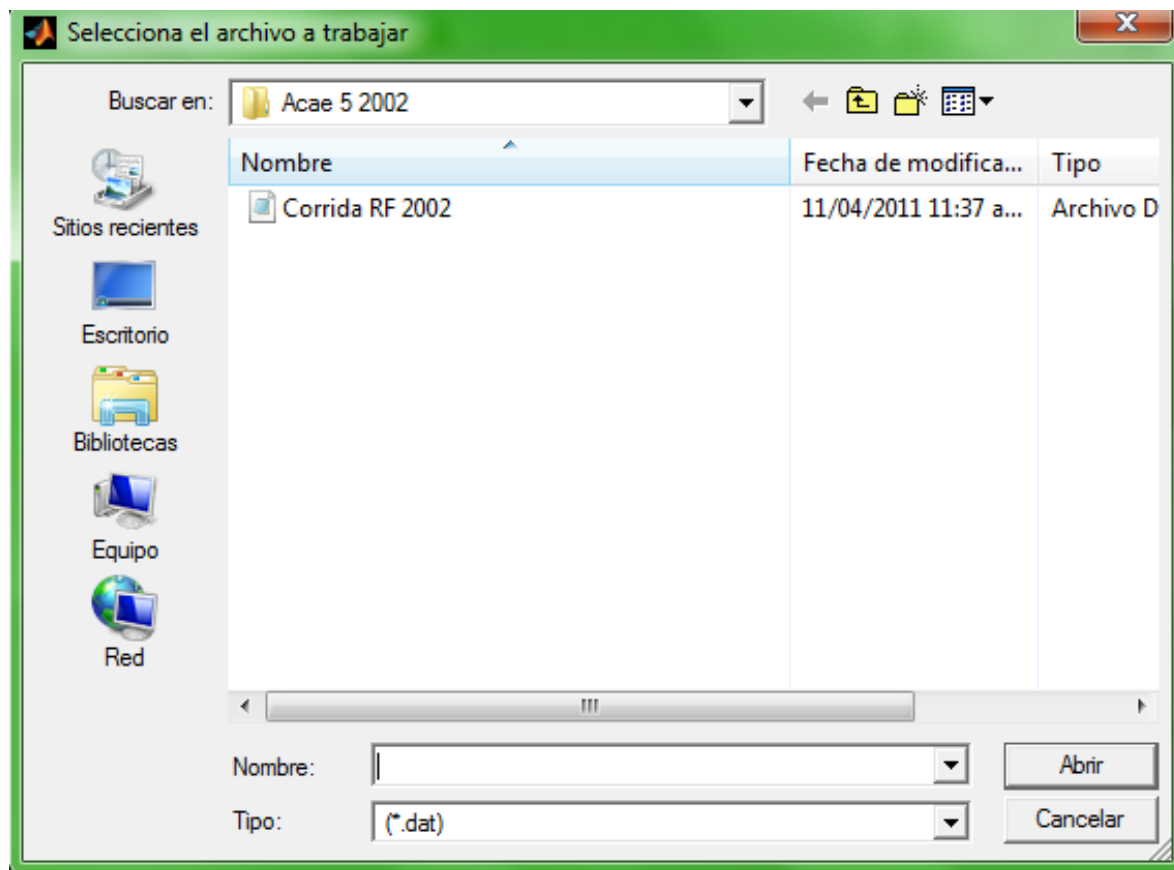
Para iniciar la corrida de la herramienta es necesario tener un archivo **.dat** con la distribución de presión en el área de influencia de la fractura inicial, para la corridas realizadas en este proyecto y para esta corrida se utilizó la distribución de presión realizada por el autro tal y como se mostró en el capítulo 5, a continuación se observa parte del archivo **.dat** utilizado para la corrida.

Figura 1. Archivo **.dat** utilizado en la corrida

presion	angulo	radio	
psi	grados	pies	
395.00	0.58	0	
395.30	0.58	10	
396.40	0.58	20	
397.00	0.58	30	
397.70	0.58	40	
398.00	0.58	50	
399.50	0.58	60	
400.30	0.58	70	
401.00	0.58	80	
401.90	0.58	90	
983.10	1	0	
987.35	1	10	
993.81	1	20	
995.48	1	30	
965.57	1	40	
973.69	1	50	
978.07	1	60	
981.50	1	70	
986.81	1	80	
985.15	1	90	
1156.15	2	0	
1157.88	2	10	
1160.29	2	20	
1194.51	2	30	
1229.79	2	40	
1257.45	2	50	
1284.21	2	60	
1300.83	2	70	
1309.88	2	80	
1316.24	2	90	
1265.46	3	0	
1266.90	3	10	
1269.69	3	20	
1342.66	3	30	
1408.13	3	40	
1466.89	3	50	
1519.14	3	60	
1554.79	3	70	
1571.66	3	80	
1582.03	3	90	
1339.13	4	0	

Una vez se dispone de este archivo **.dat** se carga a la herramienta software

Figura 2. Cargado del archivo **.dat** en la herramienta



Después de cargar el archivo de datos, se procede a suministrar los datos (recuadro azul) requeridos para continuar con la corrida, los archivos para esta corrida se encuentran disponibles en la tabla 9.

Figura 3. Ingreso de Datos en la Herramienta

Datos del archivo

	Presion (psi)	Radio (ft)	Angulo (Grados)
1	395	0.5800	0
2	395.3000	0.5800	10
3	396.4000	0.5800	20
4	397	0.5800	30
5	397.7000	0.5800	40
6	398	0.5800	50
7	399.5000	0.5800	60
8	400.3000	0.5800	70
9	401	0.5800	80
10	401.9000	0.5800	90
11	983.1000	1	0
12	987.3500	1	10
13	993.8100	1	20
14	995.4800	1	30
15	965.5700	1	40
16	973.6900	1	50
17	978.0700	1	60
18	981.5000	1	70
19	986.8100	1	80
20	985.1500	1	90
21	1.1562e+03	2	0
22	1.1579e+03	2	10
23	1.1603e+03	2	20

Datos Iniciales

Radio del pozo, rw: ft

Esfuerzo Maximo, SH: psi

Esfuerzo minimos, Sh: psi

Relacion de Poisson, v: -

Presión en la cara del pozo, Pw: psi

Azimut, a: grados

Inclinacion del pozo, i: grados

Presión inicial, Po: psi

esfuerzo Vertical, Sv: psi

Longitud de fractura, Lxf: ft

Gradiente de fractura inicial, Gf: psi/ft

Gradiente de fractura en el refracturamiento, Gfr: psi/ft

Profundidad, P: ft

Presion neta, Pn: psi

Posteriormente evaluamos en el módulo de evaluación de la herramienta para que esta realice todas las operaciones necesarias para determinar la orientación de fractura.

Figura 4. Desarrollo de los procesos en el módulo de evaluación



Posteriormente se realiza la validación en el modulo correspondiente y observamos que todos los métodos de validación coinciden en la misma condición de fractura para este pozo, Reapertura de Fractura Inicial.

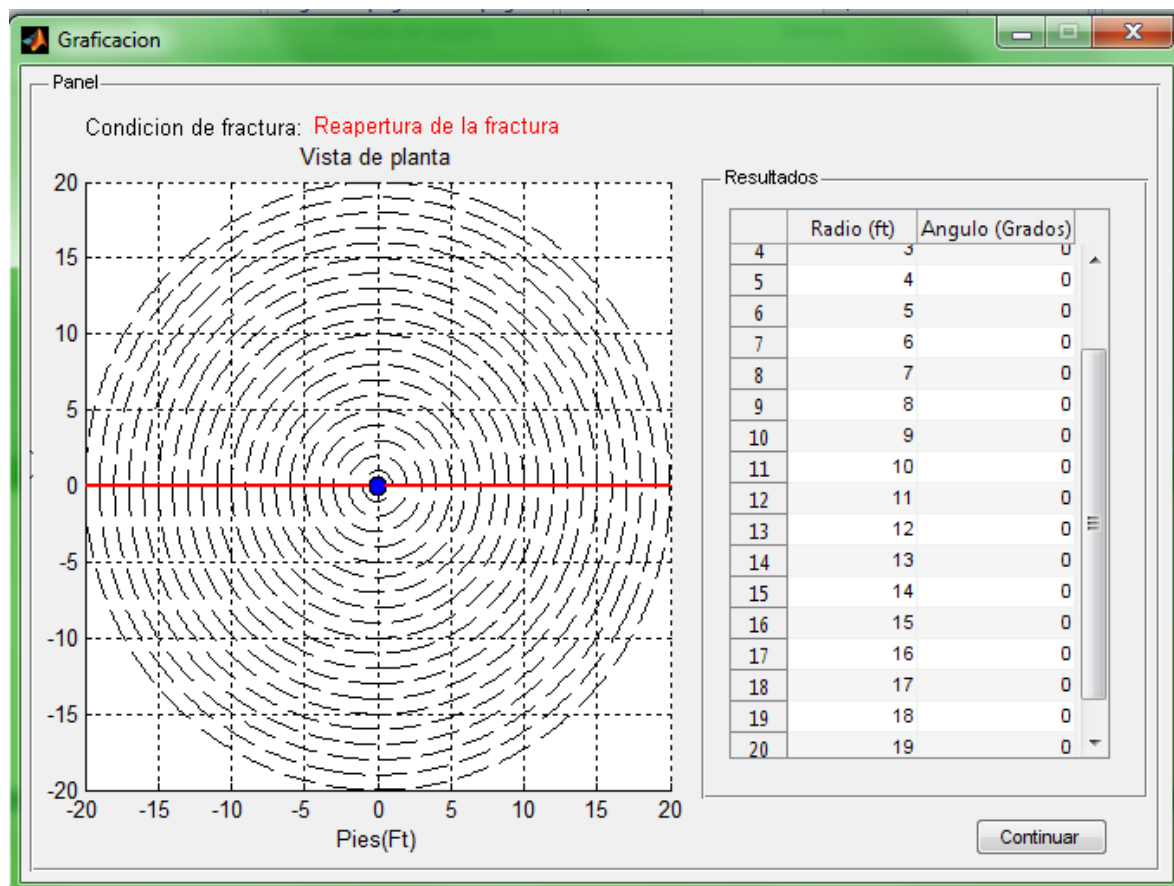
Figura 5. Validación de la Herramienta



Una vez realizada la validación observamos la orientación de fractura en el refracturamiento para el pozo Refrac 1 en el módulo de graficar, teniendo en cuenta todos los cálculos realizados por RF 1.0.

Se debe tener en cuenta que la orientación calculada corresponde a la orientación de la fractura en el refracturamiento hidráulico en sentido horario con respecto a la orientación de la fractura inicial.

Figura 6. Visualización de la Orientación de Fractura en el Refracturamiento Hidráulico del pozo Refrac 1



Después de Visualizada la orientación de fractura podemos guardar un archivo en Excel en el que se visualiza todos los datos calculado por RF 1.0.

Teniendo en cuenta los resultados arrojados por RF 1.0, podemos deducir que la fractura en el refracturamiento se propagó en la misma orientación de la fractura inicial ya que su orientación para todos los radios fue de 0 grados.

Figura 7. Archivo de Salida con la Información Calculada por RF 1.0

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Presion	Radio	Angulo	Sr	Steta	Sp	Gf		Radio	Angulo
2	PSI	Pies	Grados	-	-	-	-		ft	Grados
3	983.1	1	0	3932.24765	7715.22453	7715.22453	3495.81841		0.58	0
4	987.35	1	10	3927.16064	7735.96313	16368.3096	3455.56879		1	0
5	993.81	1	20	3919.56853	7798.23346	25431.6964	3364.06212		2	0
6	995.48	1	30	3917.98391	7897.2769	32223.5448	3258.59482		3	0
7	965.57	1	40	3955.06788	8032.91013	35903.2668	3264.1235		4	0
8	973.69	1	50	3945.74541	8159.57431	35966.6497	3101.37192		5	0
9	978.07	1	60	3940.95443	8280.03765	32440.6227	2962.15565		6	0
10	981.5	1	70	3937.2205	8378.30246	25760.4173	2849.25904		7	0
11	986.81	1	80	3931.03277	8441.08156	16791.7841	2762.60675		8	0
12	985.15	1	90	3933.16305	8464.43474	8464.43474	2747.30442		9	0
13	1156.15	2	0	5621.00627	6794.16528	6794.16528	9310.10351		10	0
14	1157.88	2	10	5607.18421	6810.35331	15144.0478	9250.71931		11	0
15	1160.29	2	20	5570.74154	6858.53492	22981.7345	9090.7997		12	0
16	1194.51	2	30	5475.06038	6913.71325	28779.4289	8714.35788		13	0
17	1229.79	2	40	5366.43171	6985.4887	31858.4545	8281.41642		14	0
18	1257.45	2	50	5263.73332	7067.90582	31851.3979	7863.24414		15	0
19	1284.21	2	60	5166.22581	7144.88359	28750.8079	7466.98383		16	0
20	1300.83	2	70	5093.51792	7210.80847	22940.3031	7166.31529		17	0
21	1309.88	2	80	5048.40806	7254.9357	15134.6835	6977.80849		18	0