

Modelamiento digital de la interacción entre fracturas naturales y fracturas hidráulicas en la
cuenca del Valle Medio del Magdalena

María Rosana Báez Rodríguez

Director

Jorge Eduardo Pinto Valderrama

MSc en Geología

Codirector

Julio Alberto Rueda Cordero

MSc en Ingeniería Civil

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Maestría en Geología

Bucaramanga

2019

Tabla de Contenido

Introducción	10
Fracturamiento hidráulico en Colombia.....	10
Características de los recursos en roca generadora	11
Fracturamiento hidráulico en reservorios de roca generadora	12
Modelamiento de reservorios en roca generadora.....	13
1 Marco geológico	16
1.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena	16
1.2 Formación La Luna	22
2 Marco teórico.....	28
2.1 Propiedades geomecánicas de los shales.....	28
2.2 Morfología de las fracturas naturales	35
2.3 Tipos de Fracturas naturales en la Formación La Luna	37
2.4 Método de Elementos Finitos.....	39
2.5 Interacción de fracturas naturales con fracturas hidráulicas	43
3 Metodología.....	48
3.1 Modelo de Zona Cohesiva.....	49
3.2 Descripción del Modelo de fracturamiento	51
4 Presentación y análisis de resultados.....	54
4.1 Propagación de una fractura hidráulica en un medio homogéneo	54
4.2 Interacción de FH y FN.....	58
4.2.1 Influencia de los esfuerzos in situ y el ángulo de intersección	58
4.2.2 Efecto del grado de cementación de las fracturas naturales	65
4.2.3 Influencia de la abertura inicial de la fractura natural	70
5 Discusión	75
6 Conclusiones y recomendaciones	78
Referencias Bibliográficas	81

Lista de Tablas

Tabla 1. Ubicación de las orientaciones del esfuerzo horizontal máximo en el VMM. Tomado y modificado de Cortes, (2012).	18
Tabla 2. Relación entre el desarrollo de fracturas y el contenido mineral en reservorios de shale. Tomado y modificado de(Ding, et al., 2012a)	30
Tabla 3. Parámetros de entrada para la simulación con valores referencia.	53
Tabla 4. Resultados del estado de los esfuerzos in situ.	61
Tabla 5. Resultados de simulación numérica de otros autores (Guo, Zhao, Zhu, Zhang, & Pan, 2015b; J. Li, Dong, Hua, Li, & Pan, 2019; Suo, Chen, Yan, & Wang, 2019; Wang, 2019)	63
Tabla 6. Relación de la abertura inicial de la fractura natural y la permeabilidad	72

Lista de Figuras

Figura 1. Representación general de la cuenca del VMM, específicamente del Sinclinal de Nuevo Mundo. Disposición de las formaciones a partir de una imagen sísmica. Tomado y modificado de Moreno, Horton, Caballero, & Mora, 2009.	13
Figura 2. Localización y configuración de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta las orientaciones del esfuerzo horizontal máximo, a partir de datos de mecanismos focales y break-out de pozo Cortes, (2012).....	18
Figura 3. Columnas estratigráficas generalizadas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de (ANH, 2012; Rolon, 2004)	20
Figura 4. Distribución NW-SE de la secuencia sedimentaria del Jurásico temprano hasta el Pleistoceno en la cuenca del Valle Medio del Magdalena hasta la cuenca de Llanos. (Tomado de Moreno et al., 2013	21
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada del Miembro Galembo. Tomado y modificado de (Sarmiento-Perez et al., 2015)	25
Figura 6. Columna estratigráfica del Miembro Galembo de la Formación la Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Casadiego-Quintero & Ríos-Reyes, 2016)	26
Figura 7. Relación entre el porcentaje de TOC y desarrollo de fracturas en el shale. Tomado y modificado de Ding et al., 2012.....	31
Figura 8. Diagrama ternario de mineralogía de arcillas. Muestra línea separando dos regiones. Región superior, Contenido de arcillas >40 %, poco facturable. Región Inferior, contenido de arcillas <40%, comportamiento frágil, mejor desarrollo de fracturas (Tomado y modificado de Britt & Schoeffler, 2009)	33
Figura 9. Variación de las propiedades mecánicas en diferentes tipos de shale. Muestras de la Cuenca Junggar al Noroeste de China. Tomado y modificado Ding et al., 2012.....	34
Figura 10. Imágenes de afloramiento del miembro galembo en la quebrada el Salto, Detalle de los planos de estratificación y de las diaclasas. LA longitud del fracturamiento varia de centímetros a metros.	38
Figura 11. Secciones delgadas del miembro galembo. a) QES-031, b) QES 063, c) QES 151 y d) QES 257.	39
Figura 12. Representación esquemática de la interacción entre FN y FH. Tomado y modificado de Rueda, Eleazar, & Roehl, 2019.	45
Figura 13. Vista esquemática de los posibles escenarios de interacción. Tomado y modificado de Khoei et al.,(2015)	47
Figura 14. Flujo de trabajo (J. Rueda, Mejia, & Roehl, 2019)	49
Figura 15. Configuración del modelo a) Esquema de mallado convencional, b) Esquema del modelo con condiciones de frontera (Sun & Jin, 2012).....	50
Figura 16. Modelo esquemático de la geometría de simulación e ilustración de la propagación de una fractura hidráulica	52
Figura 17. Mallado del modelo para el ángulo de intersección de 30°, con condiciones de frontera establecidas, representadas por los triángulos de color naranja.	52

Figura 18. Perfil de la fractura hidráulica bajo la variación de la permeabilidad, diferencial de esfuerzos y viscosidad, tiempo de simulación 30 s.....	55
Figura 19. Apertura de la fractura hidráulica en un tiempo de simulación de 30 s. Variando los parámetros de permeabilidad de la roca, diferencial de esfuerzos horizontales y viscosidad del fluido de inyección.....	55
Figura 20. Comportamiento de la presión de inyección para la variación de la permeabilidad de la roca, diferencial de esfuerzos horizontales y viscosidad del fluido de inyección.....	56
Figura 21. Proceso de propagación para diferentes esfuerzos in-situ en el modelo de interacción de 30°. Tiempo total de simulación 30 s.....	59
Figura 22. Proceso de propagación para diferentes esfuerzos in-situ en el modelo de interacción de 60°. Tiempo total de simulación 30 s.....	60
Figura 23. Proceso de propagación para diferentes esfuerzos in-situ en el modelo de interacción de 90°. Tiempo total de simulación 30 s.....	60
Figura 24. Resultados de la simulación numerica	63
Figura 25. Verificación del modelo con otras simulaciones numérica (Guo et al., 2015b; J. Li et al., 2019; Suo et al., 2019; Wang, 2019).....	64
Figura 26. Proceso de propagación de fracturas para diferentes grados de cementación de la fractura natural. Tiempo de simulación 30 segundos. Escala de deformación 250.....	66
Figura 27. Modelo de 30°. La columna de la geometría de la fractura para diferentes aberturas iniciales de la fractura natural. La columna de la derecha muestra los resultados del campo de esfuerzos normal para el modelo. Tiempo de simulación 30 s.	73
Figura 28. Modelo de 60°. La columna de la izquierda muestra la geometría de la fractura para diferentes aberturas iniciales de la fractura natural. La columna de la derecha muestra el campo del esfuerzo normal. Tiempo de simulación 30s	74
Figura 29. Modelo de 60°. La columna de la izquierda muestra la geometría de la fractura para diferentes aberturas iniciales de la fractura natural. La columna de la derecha muestra el campo del esfuerzo normal. Tiempo de simulación 30s	75

RESUMEN

TÍTULO:

MODELAMIENTO DIGITAL DE LA INTERACCIÓN ENTRE FRACTURAS NATURALES Y FRACTURAS HIDRÁULICAS EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTOR:

MARIA ROSANA BÁEZ RODRIGUEZ**

PALABRAS CLAVE:

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, MÉTODO ELEMENTOS FINITOS, ELEMENTOS COHESIVOS, FRACTURAS NATURALES, RESERVORIOS DE ROCA GENERADORA

DESCRIPCION:

El proceso de fracturamiento hidráulico es definido la aplicación de fluidos en la roca como carga hidráulica para propagar y crear una red de fracturas. El modelo de fracturas en reservorios de roca generadora simula la propagación, deformación y flujo de fluidos en una red compleja de fracturas. La interacción entre fracturas naturales (FN) y fracturas hidráulicas (FH) está afectada por la orientación y geometría de las FN, los esfuerzos in-situ, las propiedades mecánicas de la roca y las propiedades del fluido. El propósito de este estudio es conceptualizar y modelar numéricamente el comportamiento geomecánico de la interacción entre FN y FH en el miembro Galembo de la formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en Colombia, usando el método de elementos finitos y el concepto de elementos cohesivos. Los resultados son presentados para una serie de simulaciones numéricas en dos dimensiones (2D), donde se analiza la influencia de las FN sobre la propagación de FH. Los resultados obtenidos reflejan la importancia de los parámetros como el ángulo de intersección entre fracturas y, el diferencial de esfuerzos horizontales para predecir el comportamiento de la interacción entre fracturas y estimar su geometría final. Además, de la influencia de la viscosidad del fluido, tasa de inyección, filtración de las paredes de la fractura y efecto de la cementación de las fracturas naturales en el desarrollo de redes de fracturas.

*Trabajo de Grado modalidad investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director: Jorge Eduardo Pinto Valderrama. Geólogo Msc.

ABSTRACT**TITLE:**

NUMERICAL MODEL OF THE INTERACTION BETWEEN NATURAL AND HYDRAULIC FRACTURES IN THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY, COLOMBIA*

AUTHOR:

MARIA ROSANA BÁEZ RODRIGUEZ**

KEYWORDS:

HYDRAULIC FRACTURING, FINITE ELEMENT METHOD, COHESIVE ELEMENTS, NATURAL FRACTURES, UNCONVENTIONAL RESERVOIRS.

DESCRIPTION:

The hydraulic fracturing process is defined as the initiation and propagation of fractures, through the application of fluids in the fracture network as a hydraulic load. The numerical model of a complex fracture network of an unconventional reservoir simulates the propagation, the deformation and the fluid flow in a complex fracture network. Hence, on this study, it is used the finite element method and the concept of cohesive interface elements. The interaction between natural fractures (NF) and hydraulic fractures (HF) is affected by the orientation and geometry of the NF, in-situ stresses, mechanical properties of the rock and properties of the fluid. The purpose of this study is to model the geomechanical behavior of the interaction between NF and HF in the Galembo member of the La Luna formation in the Middle Magdalena Valley (MMV) basin, Colombia. The results are presented for a series of numerical simulations in two dimensions (2D). The influence of the NF in the HF propagation model is analyzed, and the results reflect the importance of the parameters such as the angle of intersection between fractures, the differential horizontal stresses, the aperture and the weakening factor of the NF. This on the behavior of the interaction between fractures and to predict their final geometry. The fractures are shorter than the expected by the common thinking

* Master's Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director: Jorge Eduardo Pinto Valderrama. Geologist, Msc.

Introducción

Fracturamiento hidráulico en Colombia

El fracturamiento hidráulico es conocido como una técnica en la industria petrolera, que estimula el bombeo de fluido presurizado para crear fracturas en formaciones de baja permeabilidad, las cuales forman trayectorias para que el hidrocarburo en el reservorio fluya hacia el pozo (Khoei, Vahab, & Hirmand, 2015). En Colombia esta técnica aplicada a reservorios de roca generadora apenas inicia su camino y en los últimos cinco años el tema ha sido divulgado públicamente como un problema para el país en términos de contaminación y uso del recurso hídrico. La información existente sobre la temática no está basada en estudios técnicos, se trata de información de dominio público con base en supuestos, sin un fundamento investigativo y con datos poco confiables, lo que hace necesaria una profundización en la materia para dar una explicación de nivel técnico que permita agregar conocimiento y sea el inicio de más trabajos investigativos que esclarezcan el desarrollo de esta técnica en el país. La Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, es la unidad geológica que apunta a ser un gran potencial de reservas, esta principalmente compuesta por shales calcáreos con intercalaciones de calizas (Bernal Rodriguez, 2009). En esta región La Formación La Luna se encuentra a una profundidad de 2500 a 3000 m, con un espesor total que varía de 150 a 600 m (Casadiego-Quintero & Ríos-Reyes, 2016) y un espesor generador de aproximadamente 95 m, en un área de 1400 km² (Spickert, 2014). Aplicar la técnica en esta formación es significativa, sin embargo, existe una gran incertidumbre respecto a la naturaleza del sistema de fracturas naturales y su importancia en cómo el fracturamiento hidráulico interactúa con ellas. Otro de los retos, es el estado temprano de investigación del

desarrollo de la exploración y la poca cantidad de datos disponibles que existen actualmente, esto hace que el sistema de fracturas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, su modelamiento y simulación sea relativamente desconocido. Este trabajo describe una forma de avanzar en la investigación de estos procesos en Colombia, usando una combinación de descripciones geológicas de la morfología de las fracturas naturales, modelos de zona cohesiva y simulaciones numéricas del crecimiento de una fractura hidráulica y sus interacciones con fracturas naturales.

Características de los recursos en roca generadora

Los yacimientos de petróleo tipo shale, son formaciones ricas en materia orgánica que actúan como roca fuente y reservorio (Rubin, 2010). En general los recursos no convencionales provienen de varias fuentes como crudo asociado a lutitas (Shale Gas o Shale Oil), yacimientos de crudo o gas apretado, crudos pesados, arenas bituminosas y gas asociado a mantos de carbón (Beltrán Rivas & Vargas Jimenez, 2014). El interés particular de este estudio es en rocas generadoras de hidrocarburos especialmente en las rocas de la Formación Luna en el VMM, realizando descripción de sus propiedades geomecánicas. El termino recurso no convencional, ahora denominado recurso en roca generadora, es usado en campos de gas y aceite donde la porosidad, permeabilidad y entrapamiento de los fluidos difiere de los reservorios convencionales como carbonatos y areniscas. A medida que los reservorios de shale se estudian con más detalle, se reconoce que su geometría de poros es extremadamente compleja (Andrade, Civan, Devegowda, & Sigal, 2010), son rocas detríticas de grano fino compuestas por limos y arcillas, geométricamente distribuidas formando laminas delgadas e interestratificadas, presentando muy

bajas permeabilidades (Sosa Massaro et al., 2014), siendo necesario implementar técnicas de estimulación para su explotación.

Fracturamiento hidráulico en reservorios de roca generadora

El fracturamiento hidráulico puede definirse en términos generales como el proceso mediante el cual una fractura inicia y se propaga debido a una carga hidráulica (Adachi, Siebrits, Peirce, & Desroches, 2007). Esta técnica hace uso de un fluido para fracturar las rocas del yacimiento, se forma una fractura hidráulica bombeando el fluido de fracturamiento en el pozo a una velocidad suficiente para aumentar la presión en el fondo del pozo y superar la resistencia de la roca (Gandossi & Estorff, 2015). El tratamiento típico del fracturamiento hidráulico consiste en la creación de una trayectoria inicial para la fractura, y generalmente se logra mediante la etapa de perforación donde se preparan las cargas diseñadas en las paredes del pozo, orientadas, consiguiendo perforar la caja y creando puntos de debilidad. Continúa el bombeo del fluido de perforación que induce un aumento abrupto de la presión, conduciendo eventualmente al inicio de una fractura en el intervalo perforado (Adachi et al., 2007).

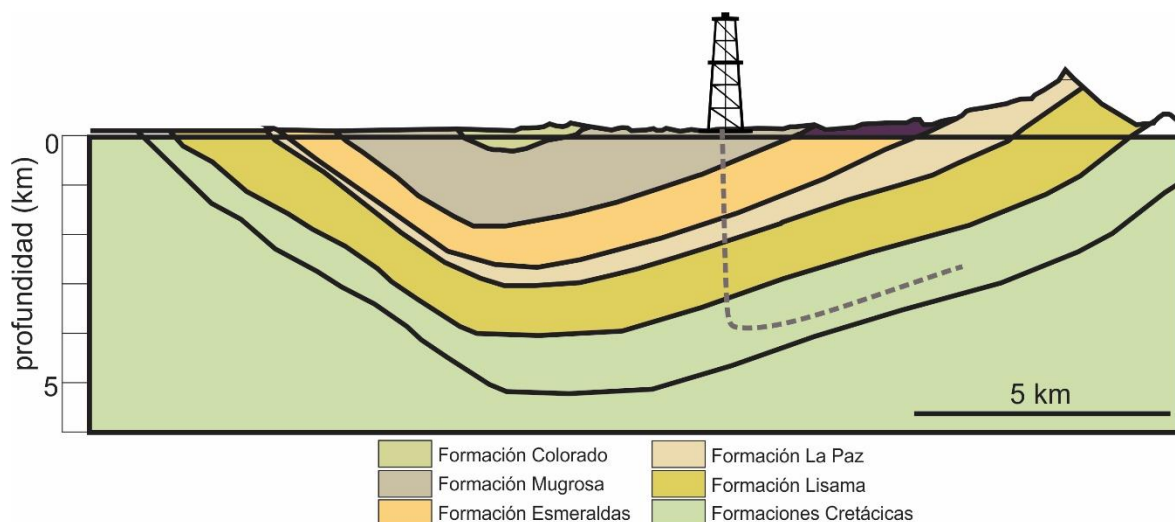


Figura 1. Representación general de la cuenca del VMM, específicamente del Sinclinal de Nuevo Mundo. Disposición de las formaciones a partir de una imagen sísmica. Adaptado de Moreno, Horton, Caballero, & Mora, 2009.

Modelamiento de reservorios en roca generadora

Una formación de roca fracturada es propiamente un medio discontinuo, que consiste en un bloque que puede actuar de forma continua y separado de bloques adjuntos. Para captar las propiedades físicas de las formaciones fracturadas, se necesita un modelo numérico que represente dos tipos de comportamientos geomecánicos. El comportamiento de la roca y el comportamiento de las discontinuidades o fracturas (Nagel, Zhang, Garcia, & Lee, 2013).

Una de las características más importantes es la apertura de fracturas que continuamente cambian la magnitud del esfuerzo local y la orientación. Estos cambios afectan los patrones de la fractura inducida como propagación de fracturas múltiples (Jian Zhou, Chen, Jin, & Zhang, 2008). Por otro lado, la roca es un material heterogéneo con debilidad natural, poros y fracturas preexistentes, que durante el fracturamiento hidráulico inducen a microfracturas que pueden cambiar la capacidad de flujo de la roca. La presencia de fracturas naturales altera la manera en

que las fracturas inducidas se propagan a través de la roca (Potluri, Zhu, & Hill, 2005). Cuando una FH se aproxima a una FN, existen diferentes escenarios que representan su interacción, como ramificación, cruce, abertura y arresto, que consecuentemente llevara a la creación de una red de fracturas complejas (Zhou, 2016). Investigaciones experimentales han mostrado que la fractura propagada puede cruzar la fractura natural, abrir la fractura natural convirtiéndola en parte de la red de fracturas hidráulicas o en algunos casos, romper de nuevo para propagar en una dirección mecánicamente favorable, dependiendo de la dirección de la fractura natural relativa al esfuerzo principal (Potluri et al., 2005).

Para representar adecuadamente el comportamiento de la roca en un modelo computacional, se necesita capturar las características de la roca y fracturas en un modelo conceptual. Estas características comprenden el comportamiento de la roca bajo diferentes esfuerzos, las condiciones de presión y las propiedades de la roca (heterogeneidad y anisotropía) (Zhou et al., 2008).

Existen muchas técnicas numéricas propuestas para modelar este complejo proceso, alguna de ellas está basada en el método de elementos finitos, otras se basan en la combinación de métodos analíticos y numéricos (Alassi, Holt, Nes, & Pradhan, 2011). El modelo implementado consiste en la aplicación del método de elementos finitos (MEF). Este método numérico permite el cálculo de esfuerzos y deformaciones para estructuras heterogéneas con geometrías complejas y para materiales con comportamientos no lineales, sirviendo para el modelamiento de reservorios. En este caso la fractura es representada por elementos cohesivos y la permeabilidad de los elementos fracturados es relacionada con la ley cubica que depende de la abertura de la fractura. El modelo de zona cohesiva asume un comportamiento inicialmente linear elástico, mediante el inicio y evolución de los procesos de degradación, los cuales provienen de la interfaz de falla. La degradación del elemento inicia cuando la tracción o la separación alcanzan un valor específico

que satisface cierto criterio de iniciación de daño (Rueda Cordero, Mejia Sanchez., & Roehl, 2017).

Este estudio pretende ofrecer una explicación de nivel técnico mediante simuladores de elementos finitos que permiten modelar el comportamiento geomecánico del shale a una escala de metros, incorporar los efectos geomecánicos en la simulación de reservorios de roca generadora y, analizar los cambios significativos de las propiedades de la roca como permeabilidad y porosidad en el tiempo de producción. Este trabajo explora un enfoque de aplicación de la simulación numérica para describir el comportamiento de las fracturas y evaluar su desarrollo. El objetivo de este estudio es conceptualizar y modelar computacionalmente el comportamiento geomecánico producto de la interacción entre una fractura natural y una fractura hidráulica en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1 Objetivos

1.1 Objetivo general

Conceptualizar y modelar digitalmente el comportamiento geomecánico producto de la interacción entre una fractura natural y una fractura hidráulica en la cuenca del Valle Medio del Magdalena

1.2 Objetivos específicos

Realizar descripción de las propiedades geomecánicas de los shales, con un acercamiento a las características de los shales de la formación La Luna en el Valle Medio del Magdalena.

Elaborar un modelo de orientación de esfuerzos regional del Valle Medio del Magdalena.

Elaboración de escenarios de simulación de la interacción entre una fractura natural y una fractura hidráulica, evaluado el ángulo de intersección y la presión del fluido de inyección.

2 Marco geológico

2.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), está localizada en la parte central de Colombia, entre la Cordillera Central al oeste y la Cordillera Oriental al este. Geográficamente ocupa los departamentos de Tolima, Caldas, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Santander, Norte de Santander, Bolívar y Cesar, en un área de aproximada de 30.000 km², con altitudes de 50 a 150 msnm (ANH, 2012). Estructuralmente está limitada al norte por la Falla de Bucaramanga, al sur

por la Falla de Cumbao (Mojica & Kammer, 1995), al oriente por la Falla Mulatos y al occidente por el sistema de Fallas de Salinas.

El área de estudio es el sector medio norte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Figura 2). Esta Cuenca limita al oeste por la Cordillera Central, destacada por la falla de Palestina sistema de fallas de rumbo dextral. Al este la cuenca limita con la falla de Bucaramanga, sistema de fallas de rumbo sinistral que yuxtapone la cuenca del VMM con el macizo de Santander. Hacia el norte la cuenca se adelgaza y termina en un paleoalto (Moreno et al., 2013).

Castillo & Mojica, (1990) definen la orientación del esfuerzo compresional máximo en la cuenca del VMM con la información de la orientación de ruptura de los pozos MONTTOYAS-1 y BELLAVISTA-1, las orientaciones son respectivamente 104° y 120°. La orientación del esfuerzo horizontal es inferida de la orientación de las fracturas naturales, según el estudio de Carvajal Jimenez et al., (2007), el esfuerzo horizontal máximo (SHmax) es aproximadamente N85°E-S85°E.

La Tabla 1, presenta la información de la orientación de varios campos petroleros en el VMM, estas orientaciones tienen valores en los rangos de 68° hasta 116° (Cortes, 2012). La Figura 2, muestra la ubicación de estos rumbos compresionales y también las algunas orientaciones provenientes de mecanismos focales cerca a los márgenes de la cuenca.

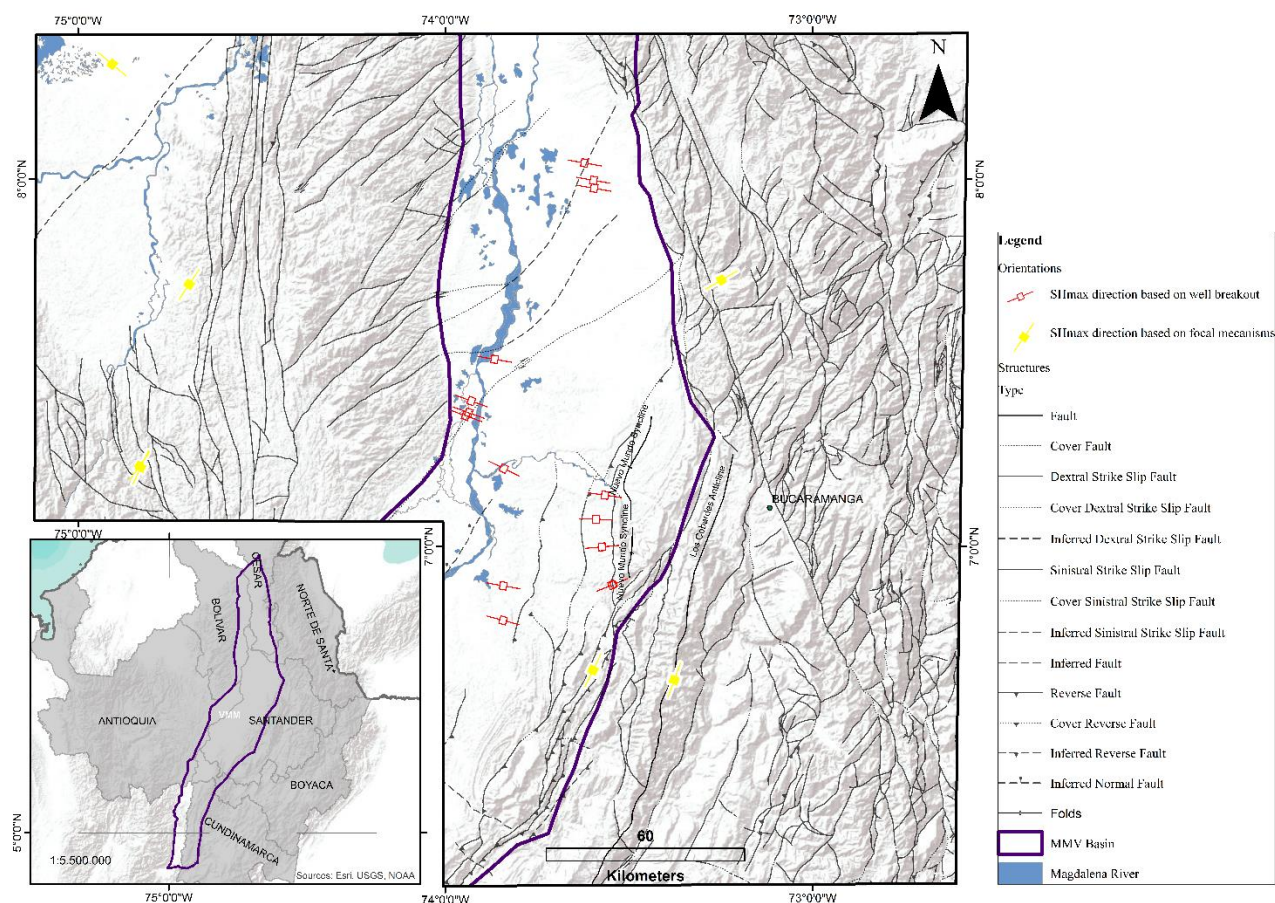


Figura 2. Localización y configuración de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta las orientaciones del esfuerzo horizontal máximo, a partir de datos de mecanismos focales y break-out de pozo Cortes, (2012).

Tabla 1.

Ubicación de las orientaciones del esfuerzo horizontal máximo en el VMM. Tomado y modificado de Cortes, (2012).

DEPARTAMENTO	CAMPO	LONGITUD	LATITUD	X (m)	Y (m)	AZIMUT (°)
CESAR	TISQUIRAMA	-73,597	8,039	1053020,875	1380793,375	100
SANTANDER	LISAMA-NUTRIA	-73,523	6,905	1255347,500	1061163,250	68
BOLIVAR	CANTAGALLO	-73,906	7,387	1018942,000	1308650,000	110
SANTANDER	GRAZAS	-73,841	7,505	1026067,875	1321686,750	100
SANTANDER	LISAMA-NUTRIA	-73,564	7,073	1056681,375	1273978,750	92
SANTANDER	LISAMA-NUTRIA	-73,541	7,136	1059265,500	1280932,375	98
SANTANDER	LLANITO	-73,819	6,793	1028619,813	1242888,000	105

SANTANDER	LLANITO	-73,818	7,201	1028612,500	1288105,500	116
SANTANDER	LISAMA- NUTRIA	-73,549	7,001	1058447,500	1266011,375	85
BOLIVAR	YARIGUI	-73,913	7,356	1018161,688	1305154,625	110
CESAR	TISQUIRAMA	-73,572	7,992	1055752,500	1375581,750	100
CESAR	SAN ROQUE	-73,570	7,970	725078,678	1373980,887	100
SANTANDER	TENERIFE	-73,818	6,889	1028716,125	1253519,375	100

La producción de hidrocarburos en los reservorios de esta cuenca es marginal, con la mayor parte de los campos productores localizados en sedimentos cretácicos de plataforma calcárea fracturados. En esta cuenca se encuentran las secuencias calcáreas mejor desarrolladas en Colombia, formaciones como Rosablanca, Tablazo y La Luna (Aguilera, 2009).

La cuenca del VMM es una provincia petrolera con reservorios del Cretácico Superior hasta el Cenozoico (Gómez et al., 2003). Se trata de una cuenca intracordillerana basculada hacia el oriente, con tendencia homoclinal, afectada por algunos pliegues y fallas. La cuenca del VMM ha pasado por una evolución intra-arco con el levantamiento de la cordillera oriental, una cuenca ante arco y una cuenca intramontana (Ward et al., 1973). Durante el Cretácico se genera choque de la corteza oceánica con el continente, generando esfuerzos compresionales que causan el levantamiento de la cordillera central. Estos esfuerzos migraron desde la Cordillera Central hasta la actual cuenca del VMM causando inversión de las fallas normales desarrolladas durante la apertura en el Mesozoico, provocando la división de la cuenca en las cuencas Llanos y Cordillera oriental, consolidando la cuenca del VMM (Ward et al., 1973).

La secuencia sedimentaria del área del VMM, consiste en rocas que van desde el Paleozoico Superior hasta el Cuaternario (Cordoba, Rolon, Buchelli, & Suarez, 1996). Inicia con rocas cristalinas del Paleozoico sobre las que se depositan rocas del Triásico-Jurásico, dando inicio a la secuencia sedimentaria. El espesor de sedimentos promedio es de 8.500 m (Ward et al., 1973). Las

MODELAMIENTO DE LA INTERACCION FH-FN EN EL VMM

rocas del Cretácico están ampliamente distribuidas a través de Colombia. En comparación con el terciario, estos sedimentos muestran facies regulares, indicando condiciones uniformes de depositación. La secuencia Cretácica consiste en las formaciones Tambor, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir (C. J. Moreno et al., 2009) (Figura 3). La sucesión cretácica está dominada por la presencia de shales dúctiles. Este paquete de shales esta suprayaciendo una sucesión de conglomerados, areniscas y lodolitas.

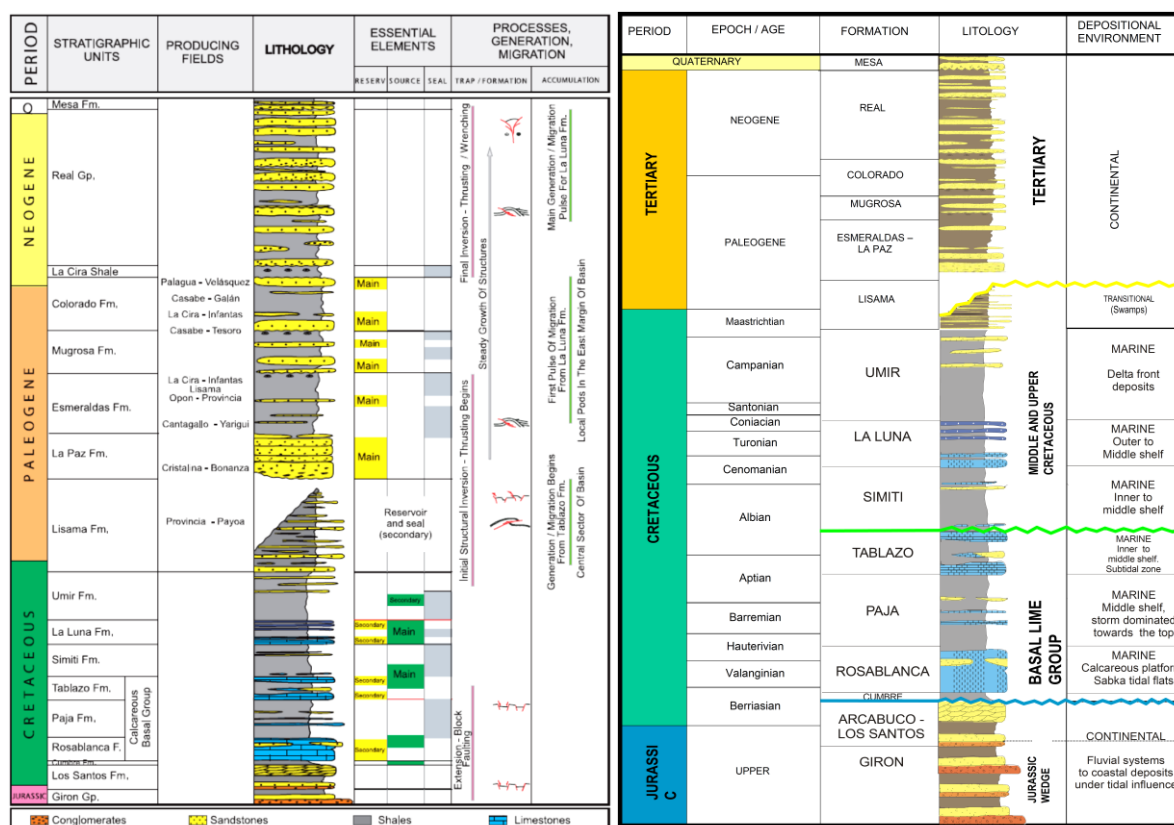


Figura 3. Columnas estratigráficas generalizadas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomado de (ANH, 2012; Rolon, 2004)

La depositación de las formaciones que integran la cuenca del VMM inicia al final de la primera parte del Mesozoico con ambientes continentales, cambiando a marinos en la segunda parte del mesozoico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico (Sarmiento-Rojas, 2001). Las rocas Cenozoicas descansan sobre la cuenca cretácica al este del valle y se

MODELAMIENTO DE LA INTERACCION FH-FN EN EL VMM

encuentran sobre rocas proterozoicas a paleozoicas de la Cordillera Central en su margen occidental. Los estratos del Cenozoico en la cuenca del VMM consisten en las formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Real, y Mesa (Figura 4) (Nie 2010).

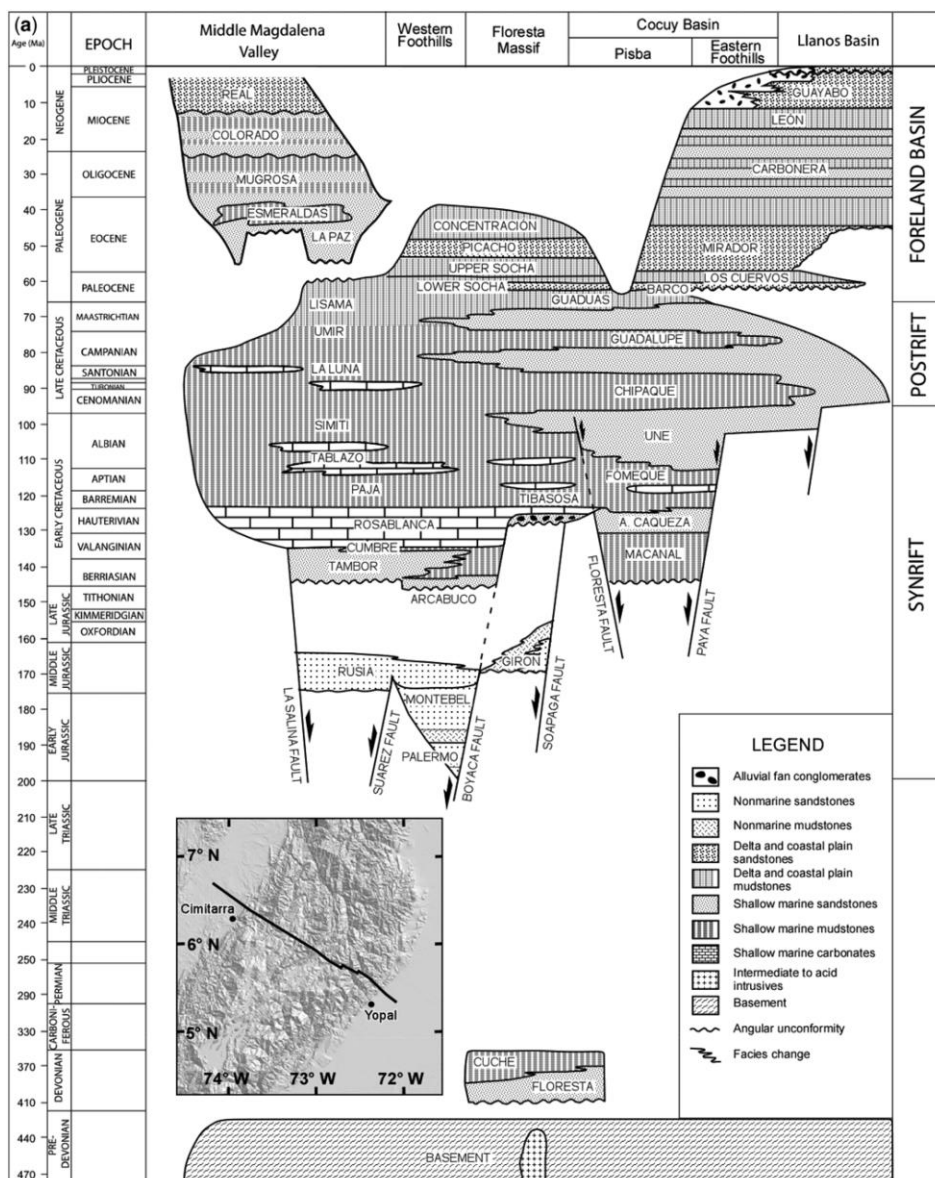


Figura 4. Distribución NW-SE de la secuencia sedimentaria del Jurásico temprano hasta el Pleistoceno en la cuenca del Valle Medio del Magdalena hasta la cuenca de Llanos. (Tomado de Moreno et al., 2013)

Debido a los diferentes procesos geológicos que dieron origen a la cuenca del VMM, se encuentran varios tipos de estructuras; al sur un área poco deformada y al norte se encuentran fallas

y pliegues que alcanzan a afectar toda la secuencia sedimentaria (Lozano & Zamora, 2014). En la cuenca del VMM los sinclinales de Nuevo Mundo y Guaduas son las estructuras más grandes y los depocentros de los sedimentos Cenozoicos (Moreno et al., 2013). Los estilos estructurales que caracterizan al VMM pueden agruparse en tres zonas diferenciadas, la zona oriental, caracterizada por la presencia de estructuras con tendencia NE-SW, representadas predominantemente por sistemas de cabalgamientos con vergencia principal hacia el Occidente. En profundidad se presentan estructuras de tipo dúplex y en menor cantidad, estructuras de inversión heredadas de fallas Jurásicas y Cretácicas. La zona occidental presenta fallas inversas y cabalgamientos con vergencia principal hacia el Oriente con una fuerte componente transpresiva y finalmente la zona central poco deformada, con algunas fallas normales fosilizadas (Cordoba et al., 1996).

2.2 Formación La Luna

La formación La Luna aflora principalmente en la cuenca del VMM hacia el oriente del departamento de Santander (Pacheco-Sintura, Cardona-Molina, & Cortés, 2015). El nombre Formación la Luna fue usado primero en la Serranía de Perijá, en la parte noroeste del Estado de Zulia, Venezuela. Debido a su gran extensión regional se conserva su nombre para el nororiente Colombiano (Ward et al., 1973). Aunque la sección tipo se encuentra en el estado de Zulia, Venezuela; sucesión definida como una secuencia de lutitas negras con gran cantidad de materia orgánica, intercaladas con estratos calcáreos delgados, dividida en tres miembros Salada, Pujamana y Galembo. Estratigráficamente en la cuenca del VMM, la formación La Luna infrayace la Formación Simití y suprayace la Formación Umir (Moreno et al., 2013).

La formación La Luna fue depositada entre el Turoniano al Santoniano, se ha subdividido de base a techo en los miembros Salada, que corresponde a shales negros con interestratificaciones delgadas de micritas negras, con láminas y concreciones de pirita; Pujamana con shales calcáreos de color gris a negro con estratificación fina y Galembo constituido por shales calcáreos de color negro con intercalaciones delgadas de calizas arcillosas, que cerca al tope contiene capas de fosfatos (Aguilera, 2009).

El miembro Salada o miembro inferior fue definido con localidad tipo en la desembocadura de la Quebrada Salada al Río Sogamoso y yace en contacto conforme con la infrayacente Formación Calizas del Salto. Se compone principalmente de calcita y cuarzo en un 80% (Pacheco-Sintura et al., 2015) e incluye shales calcáreos duros negros, finamente laminados en capas delgadas y con aspecto de hojoso (Sarmiento-Perez, Puentes, & Sierra, 2015).

El Miembro Pujamana es la unidad intermedia y la localidad tipo definida en la Quebrada Pujamana, localizada 4 km al norte de la localidad anterior, la describen como un intervalo de shales grises a negros, calcáreos finamente estratificados (Sarmiento-Pérez et al., 2015). Se identifican mayores contenidos significativos de plagioclasa y feldespatos potásico que en los otros miembros.

El Miembro Galembo o miembro superior de la Formación La Luna toma su nombre del cerro Galembo, en inmediaciones a la desembocadura de la Quebrada Pujamana en la Quebrada Arenal a su vez afluente del Río Sogamoso (Pacheco-Sintura et al., 2015). Corresponde a una sucesión homogénea de biomicritas packstone con abundantes foraminíferos, de color gris oscuro, con abundantes concreciones calcáreas de diámetros variables. Este hecho aumenta el potencial de

esta unidad no solo como roca fuente sino como reservorio dadas sus propiedades físicas (Bernal Rodríguez, 2009). Es descrita por Pacheco-Sintura et al., (2015), como shales calcáreos duros, negros con concreciones discoidales, e intercalaciones de calizas arcillosas y se resalta la presencia hacia el techo de intercalaciones de capas fosfáticas y chert (Sarmiento-Pérez et al., 2015) (Figura 5). El contenido de cuarzo y carbonato representan más del 80% en este miembro, con una madurez termal menor a 0.6 (Inmadura) (Pacheco-Sintura et al., 2015).

Casadiegos-Quintero & Ríos-Reyes (2016) hacen una descripción mineralógica y litológica del miembro Galembo de la formación La Luna, dividiéndola en dos unidades, Unidad Inferior y Unidad Superior. La unidad inferior es una secuencia de facies calcáreas de shales en capas gruesas que representan progradación, además presentan concentración bioclástica, altos contenidos de foraminíferos y baja concentración de fosfatos. La unidad superior está representada por un evento de transgresión, con una secuencia que cambia de facies de shales fosilíferos bien laminados a altamente laminados, ricos en materia orgánica a facies shales silíceos y fosilíferos. Esta unidad presenta un incremento en el contenido de materia orgánica y un decrecimiento en el contenido calcáreo (Figura 6).

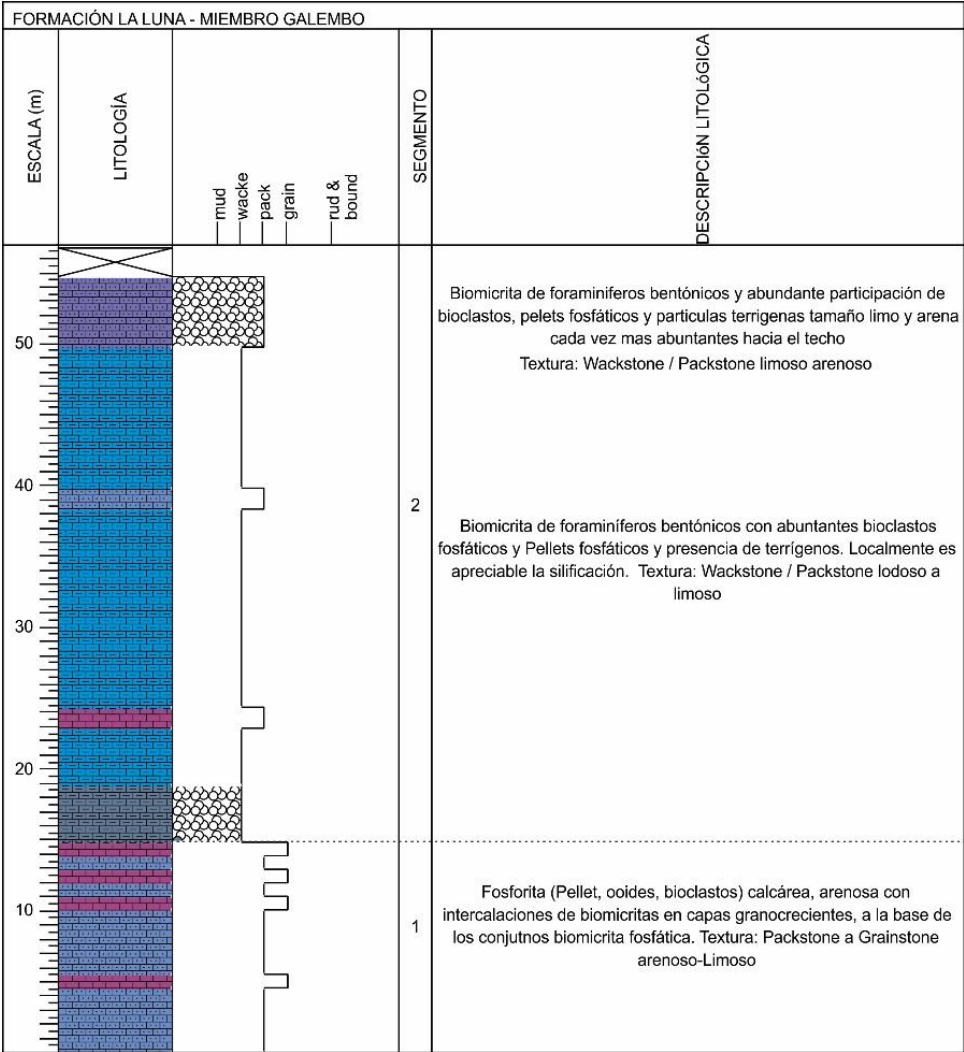


Figura 5. Columna estratigráfica generalizada del Miembro Galembo. Tomado y modificado de (Sarmiento-Perez et al., 2015)

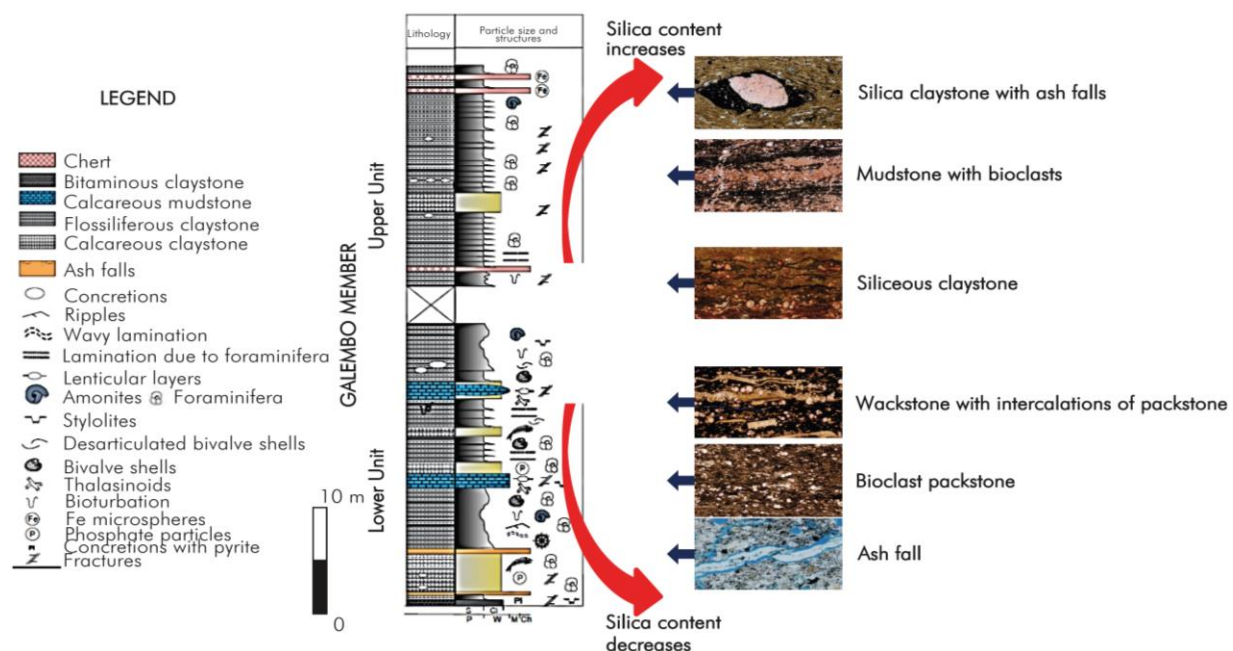


Figura 6. Columna estratigráfica del Miembro Galembó de la Formación la Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Casadiego-Quintero & Ríos-Reyes, 2016)

El particular interés en la exploración de hidrocarburos en unidades como la Formación La Luna del VMM, asociado a un objetivo principal de rocas generadoras de hidrocarburos, equivalente temporalmente con la formación Eagle Ford Shale en Texas y a su correspondencia litológica, haciéndola atractiva por ser posible generadora y productora de gas y petróleo. La deposición de esta secuencia obedece a uno de los eventos anóxicos mundiales que tuvieron lugar durante el cretáceo superior, más precisamente entre el Coniaciano- Turoniano-Santoniano, este evento permitió la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica. (Pacheco-Sintura et al., 2015). La Formación La Luna se interpreta como una unidad transgresiva sobre una plataforma de mar abierto distal (Miembro Salada), que progresivamente va somerizando (Miembro Pujamana), hasta desarrollarse en una plataforma somera próxima costera con aporte de abundante material fosfático y la participación restringida de terrígenos (Miembro Galembó) (Sarmiento-Pérez, Puentes, & Sierra, 2015).

La Luna está caracterizada por altos valores de COT (Carbono Orgánico Total), madurez moderada y una profundidad y espesor adecuados (Spickert, 2014). Los valores de COT de los miembros Pujamana y Salada tienen un promedio de 3.5 wt% y 4.5% (Zumberge, 1931), respectivamente, mientras los valores de COT del miembro galembo alcanzan los 2.4 wt% (Veiga & Dzelalija, 2014).

3 Marco teórico

3.1 Propiedades geomecánicas de los shales

El término shale sugiere una estructura laminar y fisil, es usado para referirse a rocas detríticas de grano fino, compuestas por limos y arcillas, donde la mayoría de las partículas en los shales tienen un diámetro menos a 63 micrones (Hattori, et al., 2017). El termino shale ha sido genéricamente usado para distinguir componentes clásticos medios a gruesos como arenas y conglomerados de elementos finos como limos y arcillas que usualmente hacen parte de la matriz de las rocas. El tipo de roca a estudiar presenta una muy baja permeabilidad de manera que su puesta en producción resulta muy compleja sin la utilización de técnicas de estimulación (Sosa Massaro et al., 2014). Para entender estos procesos, se aplican los conceptos de la geomecánica, disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de una formación.

Las propiedades geomecánicas de los shales son importantes en términos de la determinación de la posibilidad de que las fracturas inicien y se propaguen (Josh et al., 2012) y para cualquier evaluación de recursos y modelado de reservorio. Los shales o lodolitas son una de las rocas sedimentarias más comunes, y pueden describirse como rocas heterogéneas, de composición mineralógica variada, consistente en minerales de arcilla, agregados, materia orgánica y minerales de cuarzo, calcita y feldespato. (Hattori et al., 2017).

Las propiedades específicas del shale son el contenido de arcillas, la abundancia y tipo de materia orgánica, sus propiedades mecánicas, la fábrica micro y macro, porosidad, permeabilidad y su anisotropía (Josh et al., 2012). También propiedades elásticas y plásticas, como el Módulo de Young, relación de Poisson, resistencia a la tracción, cohesión, coeficiente de fricción, ángulo de fricción y ángulo de dilatación. Las propiedades geomecánicas del shale son necesarias para comprender su resistencia y rigidez, ya que sean lo suficientemente frágiles como para iniciar fracturas dentro de ellas y mantenerlas abiertas, o si pueden comportarse dúctilmente.

Los shales ricos en cuarzo son frágiles, como también los shales con contenidos de dolomita y feldespato, que conduce a un mejor desarrollo de fracturas. En comparación a shales ricos en calcita los cuales pueden comportarse dúctilmente. El cuarzo no es el único mineral frágil en el shale, el feldespato, dolomita y calcita también pueden ser considerados minerales frágiles (Hu, 2018). Durante el fracturamiento, los shales ricos en sílice son más facturables que los shales ricos en arcilla y las fracturas tienen a desarrollarse en los cambios de litología (Ding, et al., 2012a). Si el shale tiene menor cantidad de minerales arcillosos hinchables, pero mayor contenido de sílice, carbonato y feldespato la roca es altamente frágil y facturable (Tabla 2).

Tabla 2.

Relación entre el desarrollo de fracturas y el contenido mineral en reservorios de shale. Tomado y modificado de(Ding, et al., 2012a)

Relación entre el desarrollo de fracturas y el contenido mineral en los reservorios de shale								
Pais	Cuenca	Formación	Ambiente sedimentario y litología del shale	Contenido de arcilla (%)	Contenido de Cuarzo (%)	Contenido de Feldespato (%)	Contenido de Carbonato (%)	Desarrollo de fracturas
Estados Unidos	Forth Worth	Barnett Shale	Mezcla de shale, arenisca y limolita. Shale silíceo, lodolitas con arcillas. Plataforma profunda.	27	30	7	8	Fracturas desarrolladas, microfisuras bien desarrolladas
	Cratón de Michigan	Antrim	Shales negros, grises y verdes intercalados con carbonatos. Sedimentos de aguas profundas	25	30	9	8	Desarrollo de red de fracturas
China	Sichuan	Longmaxi	Shales negros-grises ricos en graptolita, shales carbonaceos, shales silíceos intercalados con limolitas, Facies neríticas abisales continentales	30	10	7	15	Fracturas bien desarrolladas
Argentina	Neuquina	Vaca Muerta	Paquetes de margas intercalados con arcillitas y hacia el tope de la formación intercalado con litofacies carbonáticas como shales carbonáticos y calizas	49	18	15	18	Fracturable

Otro aspecto importante dentro de las características de un shale es el contenido de materia orgánica (%COT). Los shales con un contenido de materia orgánica mayor al 2%, pueden considerarse como fuente y reservorio de hidrocarburos (Hattori et al., 2017). El COT es un factor que afecta el desarrollo de las fracturas dentro del shale. Un shale con altos contenidos de materia orgánica y cuarzo es más frágil, tiene menor resistencia a la tracción y es propenso a al fracturamiento natural e inducido, bajo fuerzas externas. Los shales negros tienen un contenido de COT > 2%, como también materia orgánica biogénica > 30%. Este tipo de shales ricos en materia orgánica son muy frágiles y fácilmente desarrollan sistemas fracturas y microfracturas (Figura 7) (Ding, et al., 2012b). Las aperturas o fracturas se crean a través del consumo de los componentes orgánicos, pérdida de agua y el incremento de la presión durante el proceso de generación de hidrocarburos, las aperturas pueden producirse entre la materia orgánica y los granos minerales

adyacentes debido a la generación de HC, durante la cual la materia orgánica puede encogerse (Zhang et al., 2017)

La Formación La Luna presenta buen contenido de materia orgánica y espesor potencial generador de hidrocarburos en el VMM. El Kerogeno presente en la Formación La Luna es Tipo I – II. El índice de hidrogeno medido en los pozos varía entre 30 y 552 mgHC/gTOC dependiendo de su madurez termal (González, Rodríguez, Sirfano, Anaya, & Rojas, 2012)

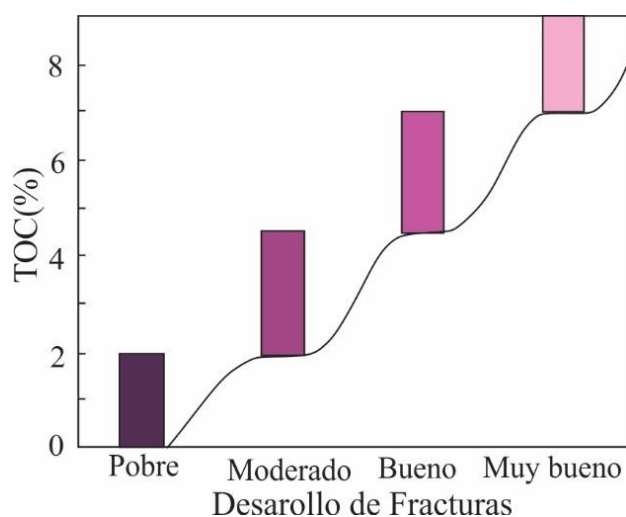


Figura 7. Relación entre el porcentaje de TOC y desarrollo de fracturas en el shale. Tomado y modificado de Ding et al., 2012.

La materia orgánica o kerogeno es responsable de la generación y del almacenamiento de aceite y gas. El lodo presente en estas rocas es derivado de procesos de meteorización continental y de procesos químicos, y es depositado como un mineral químicamente inestable mezclado con una porosidad de 70-80% en la interfase sedimento-agua. Durante el enterramiento a 200°C de temperatura y una carga litostática de 100 MPa, esta interfase es transformada a shale a través de una serie de procesos físicos y químicos. La pérdida de porosidad es el resultado de la

transformación de los minerales de arcilla como esmectita e illita, lo que lleva a una reorganización de la fábrica de estas arcillas, transformándose de una fábrica inicialmente anisotrópica a una fábrica relativamente isotrópica, donde los minerales de arcilla están alineados en dirección del esfuerzo principal (Hattori et al., 2017).

Dentro de las propiedades geomecánicas está el módulo de Young, que representa la rigidez de la roca y es la relación entre esfuerzo-deformación. Para los shales los valores de este módulo elástico puede variar entre 1 a 60 GPa (Antolinez-Jimenez & Bohorquez-Ezparza-Camilo Andrés, 2018; Bustin & Bustin, 2012; Celleri et al., 2016; Fatahi, Hossain, & Sarmadivaleh, 2017; Haddad & Sepehrnoori, n.d.; Hu, 2018; Q. Li et al., 2016; Min, Zhang, & Ghassemi, 2010; Pokalai, Fei, Ahmad, & Haghighi, 2015), pero los valores más comunes son solo de 1 a 20 GPa. El coeficiente de Poisson es otra propiedad estática que compara las deformaciones en las direcciones transversal y longitudinal bajo tensión (Greaves, Greer, Lakes, & Rouxel, 2011), es adimensional y tiene un rango de 0,2 a 0,4 (Bustin, 2012) para los shales. Un shale con altos contenidos de cuarzo, feldespato y carbonatos, tendrá una baja relación de Poisson, alto módulo de Young y alta rigidez. Como resultado este shale desarrollara fracturas naturales e inducidas bajo fuerzas externas, las fracturas también tendrán buen desarrollo con altos contenidos de TOC (Ding, et al., 2012a).

Los esfuerzos y las fracturas (naturales e inducidas) tienen un impacto en las propiedades elásticas de los shales, a medida que el esfuerzo incrementa, la roca es más rígida debido al cierre de fracturas y poros, lo que lleva al incremento de los módulos elásticos (Hu, 2018). Bajo módulo de Young y alta relación de Poisson en shales, son generalmente muy dúctiles para generar fracturas (2009 Britt). Los principales controles sobre las propiedades elásticas de los shales

orgánicos son el contenido de kerogeno, el porcentaje de arcillas y el esfuerzo efectivo (Vernik & Milovac, 2011)

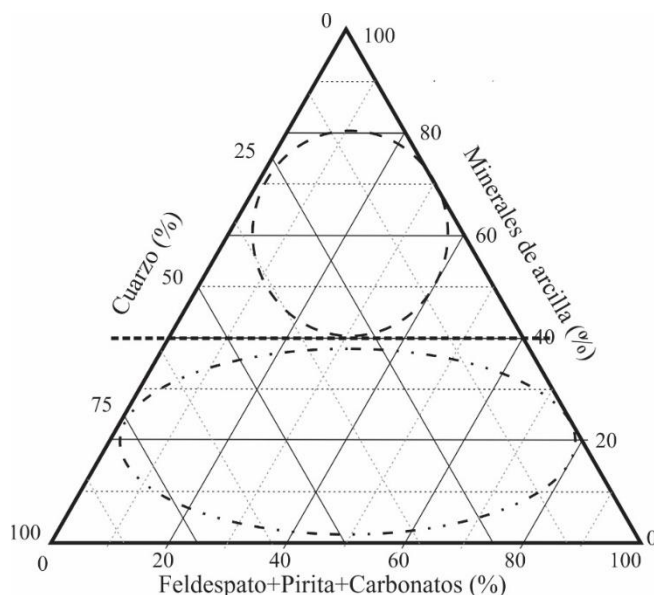


Figura 8. Diagrama ternario de mineralogía de arcillas. Muestra línea separando dos regiones. Región superior, Contenido de arcillas >40 %, poco facturable. Región Inferior, contenido de arcillas <40%, comportamiento frágil, mejor desarrollo de fracturas. Tomado y modificado de Britt & Schoeffler, (2009)

Britt & Schoeffler, (2009), muestran la importancia de enlazar la mineralogía y la geomecánica para determinar la prospectividad de un reservorio no convencional de shale. La base del diseño de fracturas puede desarrollarse para mejorar y optimizar la realización de los diseños de estimulación. El impacto de la mineralogía de una formación tiene una marca crítica en cómo van a formarse y crecer las fracturas naturales debido a que la mineralogía tiene una fuerte influencia en la rigidez de los reservorios.

La mineralogía determina los parámetros como el módulo de Young y la relación de Poisson, que son usados para caracterizar la resistencia de las rocas y su respuesta a la deformación (Beran, 2018). Britt & Schoeffler (2009) concluyen que un shale prospectivo tiene limitados constituyentes

arcillosos (<40%) (Figura 8), un módulo de Young mayor a 20 GPa y una isotropía macro (poca laminación visible al ojo desnudo). Como se espera de los principios físicos básicos de la roca, las propiedades elásticas de estas rocas son función de la composición del material (Sone & Zoback, 2013) (Figura 8). Hu (2018) realiza un análisis en minerales en calcita y cuarzo, definidos como minerales rígidos, respecto a los parámetros mecánicos de la roca (módulo de Young y relación de Poisson), expresando que el incremento de calcita incrementa tanto el módulo de Young como la relación de Poisson. Por esto las rocas más rígidas, van a tener mayor módulo de Young y una baja relación de Poisson (Beran, 2018).

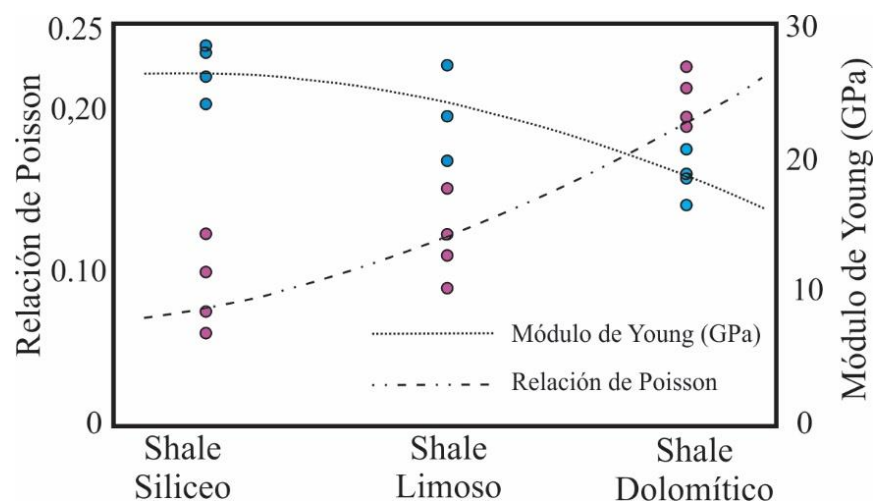


Figura 9. Variación de las propiedades mecánicas en diferentes tipos de shale. Muestras de la Cuenca Junggar al Noroeste de China. Tomado y modificado Ding et al., 2012.

La formación la Luna, en el miembro Galembo esta principalmente compuesta por volúmenes significativos de carbonatos y shales silíceos limosos, por lo que su respuesta de fragilidad tendrá valores altos del módulo de Young y baja relación de Poisson (Pokalai et al., 2015). Ya que su contenido de arcillas es menor al 30%, el comportamiento dúctil no será marcado.

3.2 Morfología de las fracturas naturales

Las fracturas son superficies que dividen las rocas y los minerales, son superficies con baja cohesión, generadas por las propiedades geomecánicas del reservorio, la concentración de esfuerzos, contrastes composicionales, litificación o enfriamiento, las cuales pueden estar abiertas, deformadas o mineralizadas. La variación de la morfología de las fracturas provoca cambios en la permeabilidad de la roca. La mayoría de las formaciones de shale contienen fracturas naturales, debido a las altas presiones y a la naturaleza plástica de estos reservorios, estas fracturas están usualmente cerradas (Beran, 2018).

Algunas de las variables que impactan la formación de fracturas naturales son el índice de fragilidad el cual define la mineralogía de la roca en termino cuantitativos, el contenido de Carbono Orgánico Total (COT), el cual es una correlación de la cantidad de hidrocarburo en la roca y la orientación relativa de los esfuerzos (Beran, 2018).

La morfología de las fracturas se determina según sus propiedades petrofísicas, porosidad y permeabilidad. Nelson y Amoco (2001), caracterizan y clasifican las fracturas naturales en cuatro tipos; fracturas abiertas, fracturas deformadas, fracturas mineralizadas y fracturas vugulares.

Como su nombre lo indica una fractura abierta no posee dentro de ella material de relleno, ya sea deformacional o diagenético. La permeabilidad de las fracturas abiertas es función del ancho inicial de la fractura, el esfuerzo normal y la rugosidad y área de contacto de las paredes de la fractura. La evidencia de fracturas abiertas es la manifestación de oxidación, indicativo de flujo de aguas subterránea a través de los planos de fractura.

Las fracturas deformadas son aquellas que se forman por cizalla dúctil o que inicialmente estuvieron abiertas y son alteradas por movimientos tectónicos de cizalla. Este tipo de fracturas se pueden clasificar como bandas de deformación, una fractura rellena de un material fino desgastado que ocurre en las paredes de la fractura resultado del movimiento friccional deslizante, y como fracturas adelgazantes que son un tipo de fractura con superficies pulidas o estriadas resultado del deslizamiento friccional a lo largo de la fractura, con permeabilidad paralela al plano de estriado. Estas fracturas reducen la porosidad y permeabilidad de la zona de fractura en la roca.

Las fracturas mineralizadas son fracturas que se han rellenado con mineralización secundaria o diagenética, los minerales más comunes como relleno de fractura son cuarzo y carbonatos. Algunas fracturas pueden estar completamente mineralizadas, aspecto negativo para la permeabilidad de la roca, o parcialmente mineralizadas, donde existe espacio poroso relacionado con la disolución de los minerales que rellenaron la fractura.

Las fracturas que sufren de disolución por desequilibrio en la matriz de la roca se denominan fracturas vugulares (Vuggy), desarrollan cavidades a lo largo y adyacentes a la fractura y se restringen a una zona estrecha alrededor del canal.

Existen varios parámetros que afectan la morfología de los planos de fractura, la profundidad, la tasa de deformación, el nivel de esfuerzos, la composición y textura de la roca. Estos factores combinados controlan la rigidez y dureza de las rocas (Nelson & Amoco, 2001). Los esfuerzos imponen diferentes estructuras, intensidades y patrones de fracturas, y su distribución está controlada por la heterogeneidad sedimentaria (Lorenz, Warpinski, & Teufel, 1996).

Las fracturas pueden actuar como facilitadoras en el incremento de la recuperación de hidrocarburo, mejorando la permeabilidad y la porosidad. Cuando las fracturas naturales se abren, retienen fluidos y actúan como almacén, incrementando la acumulación de hidrocarburos en el shale (Beran, 2018). El tipo de morfología de la fractura determinará la permeabilidad de la roca y su importancia en el desarrollo de trayectorias para el flujo de fluidos.

3.3 Tipos de Fracturas naturales en la Formación La Luna

Dentro de la formación la Luna se pueden reconocer a escala de afloramiento fracturas relacionadas con los planos de estratificación de la roca y las diaclasas asociadas a los eventos compresionales que ha tenido la cuenca. En la Figura 10, se observa que los planos de estratificación y las diaclasas son casi perpendiculares. Según la clasificación de Nelson & Amoco, (2001), estas fracturas serán de tipo abiertas con aperturas de 0.1 mm a 0.2 mm. La apertura de las fracturas es un factor que influye directamente en la permeabilidad de la roca, a mayor apertura mayor permeabilidad asociada.



Figura 10. Imágenes de afloramiento del miembro galembo en la quebrada el Salto, Detalle de los planos de estratificación y de las diaclasas. LA longitud del fracturamiento varia de centímetros a metros.

A escala microscópica, las secciones delgadas del miembro Galembó, obtenidas en la quebrada el Salto, presentan dos tipos de morfología, fracturas abiertas y fracturas mineralizadas. En la Figura 11, se observan fracturas con un espesor aproximado de 0,0001 mm hasta 0,001 mm. La Figura 11.a y 11.d, muestran una fractura mineralizada, con relleno de calcita. La fractura

abierta se observa en la Figura 11b, en la parte superior, en este caso la fractura esta rellena de hidrocarburo. El miembro Galembo presenta fracturamiento natural, con fracturas con longitudes de decimas de metros (escala de afloramiento) hasta microfracturas (secciones delgadas). El grado de cementación, que es medido por el parámetro de Factor de Debilidad, será de 0,05 para fracturas abiertas y de 0,5 y 0,8 para fracturas parcialmente mineralizadas y mineralizadas respectivamente.

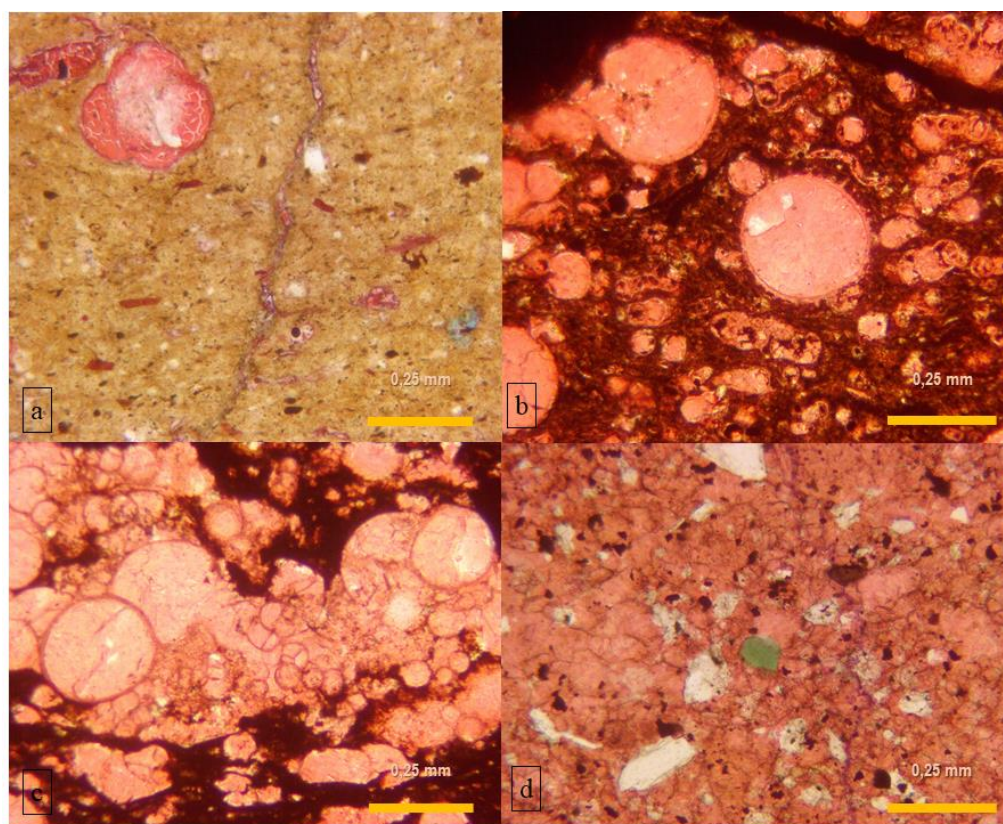


Figura 11. Secciones delgadas del miembro galembo. a) QES-031, b) QES 063, c) QES 151 y d) QES 257.

3.4 Método de Elementos Finitos

El método de elementos finitos (MEF), es una técnica de discretización en mecánica estructural.

El concepto básico en la interpretación física del MEF es la subdivisión del modelo matemático

en componentes desarticulados de geometría simple llamados elementos finitos (Hu, 2018). Consiste en la subdivisión de un medio continuo en elementos discretos compuestos por nodos y su respuesta se conoce a partir de los valores que proporcionen estos nodos. El MEF se puede entender como un método para encontrar una solución aproximada a un modelo simplificado (Duarte & Fernández, 2005).

Este método numérico permite el cálculo de esfuerzos y deformaciones en estructuras heterogéneas con geometrías complejas, comportamiento no lineal del material y el modelamiento geomecánico de reservorios (Henk, 2008). Con este tipo de método se pueden realizar representaciones en 2D, con geometrías de reservorio simples y un modelo genérico, representando las fracturas. Por medio del mallado la superficie se subdivide en elementos triangulares o cuadrangulares, esta malla se interconecta en puntos llamados nodos y se le asignan las propiedades de los materiales como litología y propiedades mecánicas. El comportamiento mecánico de la roca puede ser descrito en términos de Mohr Coulomb y las superficies de fractura existentes están representadas por los llamados elementos de contacto que permiten desplazamientos diferenciales entre los bloques de falla de malla independiente del modelo (Henk, 2008). Con el análisis de elementos finitos se obtienen las presiones, esfuerzos y otros parámetros deseados.

Existen otros modelos numéricos que simulan la iniciación y crecimiento de fracturas como el Modelo de Desplazamiento Discontinuo (MDD), Método de Elemento Discretos y Método de elementos finitos extendidos (XFEM). El MDD es un método de elementos de frontera que trata de la distribución de elementos directos con desplazamiento constante. La formulación de este método está basada en la discretización de ecuaciones integrales, las cuales relacionan el salto del desplazamiento y las tracciones a lo largo de la fractura, por medio de la aproximación de la

superficie de la fractura en una serie de segmentos cónicos contiguos, y asumiendo que el desplazamiento discontinuo radial y axial a través de cada elemento es constante.(Gordeliy & Detournay, 2011).

Este método puede resolver el problema de la mecánica de fracturas porque el campo de desplazamiento continuo a lo largo de la fractura puede ser explícitamente capturado por el desplazamiento discontinuo de los elementos. En el método de elementos finitos las ecuaciones diferenciales están configuradas en términos de desplazamientos desconocidos de elementos nodales de todo el dominio. El MDD reduce la dimensionalidad de este problema. Este método ha sido aplicado en el fracturamiento de la roca, como procesos geológicos que envuelven masas de rocas discontinuas y estabilidad de taludes, también ha sido aplicado en fracturamiento hidráulico. Este método se ajusta bien a la propagación de fracturas porque no es necesario un remallado a medida que se forman las fracturas. Sin embargo, una de sus limitaciones es que solo puede ser usado en medios elásticos (E. Chen, Leung, Tang, & Lu, 2018).

El MDD fue propuesto por Crouch (Y. Liu, 2016) para modelar fracturas en medios solidos elásticos. Desde ese momento se han implementado nuevas mejoras y extensiones. Este método puede ser aplicado en campos ingenieriles, especialmente en mecánica de rocas, minería e ingeniería de petróleos, incluyendo el modelamiento de fracturamiento hidráulico. El MDD con un desplazamiento discontinuo constante no puede calcular de manera precisa los esfuerzos y desplazamientos (Y. Liu, 2016).

El Método de Elementos Discretos se basa en la generación de una configuración de partículas interactuando entre ellas, esto se traduce en una serie de leyes de contacto que son aplicadas a las partículas y a sus lazos. Las dos leyes que se usan en este método son la segunda ley de Newton (Calcula el movimiento de las partículas debido al contacto y resultado de las

fuerzas del cuerpo para partículas y la ley de fuerza-desplazamiento (provee información de las fuerzas del contacto derivado de los desplazamientos relativos de las partículas) en los contactos (Marina, et al., 2015), analizando la respuesta mecánica del modelo de roca debido al flujo de fluidos (Ucgul, Saunders, & Fielke, 2018).

El MED ha logrado un gran éxito simulando el comportamiento complejo de fracturamiento en un material granular, el cual provee un acercamiento promisorio para explorar la física de la propagación de fracturas hidráulicas en rocas con fracturas naturales cementadas. Zhang et al., (2012), usa el MED para investigar el proceso de fracturamiento hidráulico con diferentes tasas de inyección del fluido en un medio granular a escala de poro.

Este método se ve limitado por que es difícil considerar atributos continuos de la roca como el módulo de Young o permeabilidad, especialmente cuando se trata de un problema a escala de campo, ya que requiere de un costo de cálculo muy alto. Otra limitación es que la escala de simulación es más adecuada para representar fracturamiento a escala de poro.

Finalmente, el Método de elementos finitos extendidos (XFEM), es una técnica que sigue la propagación de una fractura en un reservorio naturalmente fracturado, este método ha sido usado ampliamente para facilitar los mecanismos de interacción de fracturas como un dominio no remallado. Se puede emparejar bien con el modelo de zona cohesiva. Logrando modelar la trayectoria de la propagación de la fractura por medio de la división de la punta de la fractura en una región fractura y no fracturada (Taheri-Shakib, Ghaderi, & Hashemi, 2016). La ventaja de este método es que una malla de elementos finitos puede ser independiente de la morfología de estas entidades (Belytschko, Gracie, & Ventura, 2009)

3.5 Interacción de fracturas naturales con fracturas hidráulicas

El fracturamiento hidráulico es una técnica que activa redes de fracturas naturales buscando el aumento de la permeabilidad de los reservorios no convencionales (Khoei et al., 2015). Durante el fracturamiento hidráulico, ciertas características como el ángulo entre fracturas naturales y fracturas hidráulicas, la longitud de las fracturas naturales y el diferencial de esfuerzos de la formación, determinan como interactúan estas fracturas y cómo crean una red (Beran, 2018). Para poder diseñar una simulación es necesario comprender la propagación de la fractura hidráulica y su interacción con fracturas naturales. Según Taheri-Shakib et al., (2016), los resultados experimentales muestran que existen tres escenarios que pueden ocurrir en la etapa de propagación y colisión del fluido en la interacción de la fractura hidráulica y la fractura natural, observaciones de laboratorio y campo muestran ocurrencias de arresto o contención, ramificación, desviación y penetración o cruce (Figura 12).

Los cambios de las propiedades de la roca y los esfuerzos in situ afectan el crecimiento de la fractura hidráulica que ocurre en capas de rocas sedimentarias (Khoei et al., 2015). La simulación de la interacción de fracturas hidráulicas y naturales depende de varios parámetros, dentro de los cuales están las propiedades mecánicas de la roca (módulo de Young, relación de Poisson, esfuerzos compresivos), las propiedades de las fracturas naturales (cohesión, fricción, orientación de las fracturas, tamaño), estado de esfuerzos (esfuerzos in situ, régimen de esfuerzos) y geometría de las fracturas (Fatahi et al., 2017; Keshavarzi & Jahanbakhshi, 2013).

La heterogeneidad de las rocas tiene un impacto en el fracturamiento hidráulico, como variación de las propiedades de la roca, permeabilidad, porosidad y módulo de Young (Z. Liu, Chen, & Zhang, 2014). Cuando una fractura hidráulica se propaga de un medio con mayor módulo

de Young a uno con menor módulo de Young, ocurrirá el fenómeno de arrestamiento. Otro factor significativo que influencia el criterio de cruce de la FH es el ángulo de aproximación o interacción. Blanton (1982), usa diferentes ángulos de interacción en pruebas experimentales y concluye que la presencia de un alto diferencial de esfuerzos y alto ángulo de interacción promueve el cruce de la FH. La propagación de fracturas hidráulicas en reservorios naturalmente fracturados juega diferentes roles que en los medios porosos convencionales. A medida que la FH pasa el esfuerzo inducido del pozo perforado, la propagación de la FH se reorienta a través del esfuerzo principal máximo. La propagación de FH en un medio poroso homogéneo es aproximadamente cercano a una trayectoria recta, sin embargo, en reservorios de medios rocosos reales, debido a las discontinuidades y la heterogeneidad, la trayectoria de la fractura inducida es perpendicular al esfuerzo compresional mínimo.

La desviación es una situación en la cual la fractura hidráulica tiene un esfuerzo efectivo tan bajo para iniciar una nueva fractura delante de la discontinuidad preexistente, y como resultado el fluido se propaga a lo largo del eje de la fractura natural.

El efecto de la viscosidad del fluido de inyección puede causar un perfil uniforme de presión dentro de la trayectoria de la FH a una viscosidad baja, incrementando la tasa de filtración (leakoff) en la capa adyacente. Incrementar la filtración causará una perturbación en el régimen local de esfuerzos e incrementa la posibilidad de tener un patrón zigzagado. Reducir la tasa de inyección del flujo, reducirá la posibilidad de generar redes de fracturas complejas, mientras que una baja viscosidad del fluido fracturante ayudará en el proceso de activación de las fracturas naturales e incrementa la posibilidad de generar redes de fracturas.

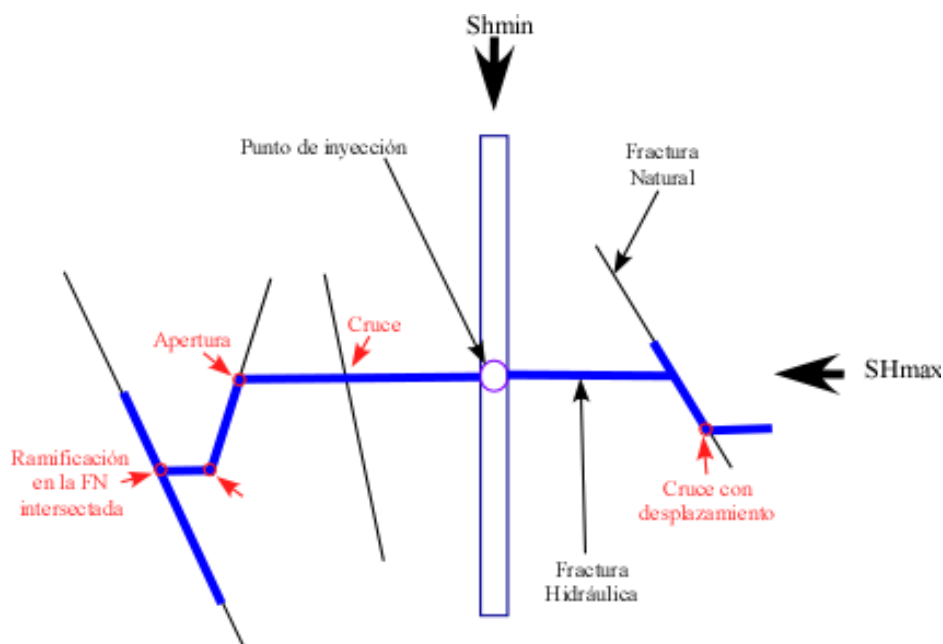


Figura 12. Representación esquemática de la interacción entre FN y FH. Tomado y modificado de Rueda, Eleazar, & Roehl, 2019.

Hay tres sucesos que pueden ocurrir durante el fracturamiento hidráulico de reservorios naturalmente fracturados. La primera posibilidad es que las fracturas naturales no tengan influencia en la propagación de las fracturas hidráulicas, haciendo que estas se propaguen paralelas al esfuerzo horizontal máximo. Esto puede suceder si las fracturas naturales presentan alta resistencia por la cementación, tienen una orientación desfavorable o que la presión de la fractura no es lo suficientemente alta como para sobrepasar el esfuerzo normal perpendicular (Dahi-taleghani & Olson, 2014). Un segundo escenario consiste en que una vez la fractura hidráulica intercepta la fractura natural, la FH es obstaculizada y el fluido es completamente desviado dentro del sistema de fracturas naturales. La fractura natural puede abrirse o cizallarse, solo si la energía de la FH es lo suficientemente alta para superar el esfuerzo normal, romper el cemento de la FN y superar la fricción entre las superficies de la fractura. El tercer escenario comprende el cruce de la FH sobre

la FN y la reactivación de la FN, propagándose de una manera compleja (Dahi-taleghani & Olson, 2014).

Potluri et al., (2005) usan los acercamientos de Warpinski & Teufel, (1987) para predecir la manera en que la fractura hidráulica se propaga e intercepta la fractura natural. Estos posibles modos de propagación son: cruce de la fractura natural, la cual ocurre cuando el esfuerzo normal sobre la fractura natural es alto respecto a la dureza de la fractura en la roca, dilatación de la fractura natural que se propaga desde la punta de la fractura natural y dilatación o apertura de la fractura natural.

Zhou et al., (2008) examinaron los mecanismos de interferencia relacionados con la existencia de fracturas naturales actuando en la geometría de propagación de las fracturas hidráulicas y concluyeron que los factores que determinan la propagación de la fractura a una escala macro son el diferencial de esfuerzo horizontales y el ángulo de aproximación y a una escala micro el coeficiente de fricción interno de la fractura natural y la presión de la fractura.

Existen otros factores que afectan los criterios de interacción como el ángulo de interacción, el tipo de cemento de los materiales y los parámetros de fracturamiento (Keshavarzi & Jahanbakhshi, 2013). Los resultados experimentales realizados para estudiar los factores de interacción han sido publicados en la literatura, Blanton, (1986) investigó el efecto del ángulo de interacción y la anisotropía de esfuerzos sobre el comportamiento de la interacción, concluyendo en que hay tres posibles modos de interacción cruce, arrestamiento y apertura y desplazamiento (Figura 13) (Keshavarzi and Jahanbakhshi, 2013). Las fracturas hidráulicas siguen el esfuerzo horizontal máximo, hasta que se encuentran con la fractura natural. Warpinski et al (2005) ha demostrado que las fracturas hidráulicas estimulan a la apertura de las fracturas naturales,

produciendo una red compleja. En muchos reservorios donde la fractura hidráulica encuentra la fractura natural, la fractura hidráulica es bloqueada de una propagación mayor. Si una formación forma fracturas naturales fácilmente debido a sus propiedades, esta misma formación va a responder mejor a las operaciones de fracturamiento hidráulico (Beran, 2018).

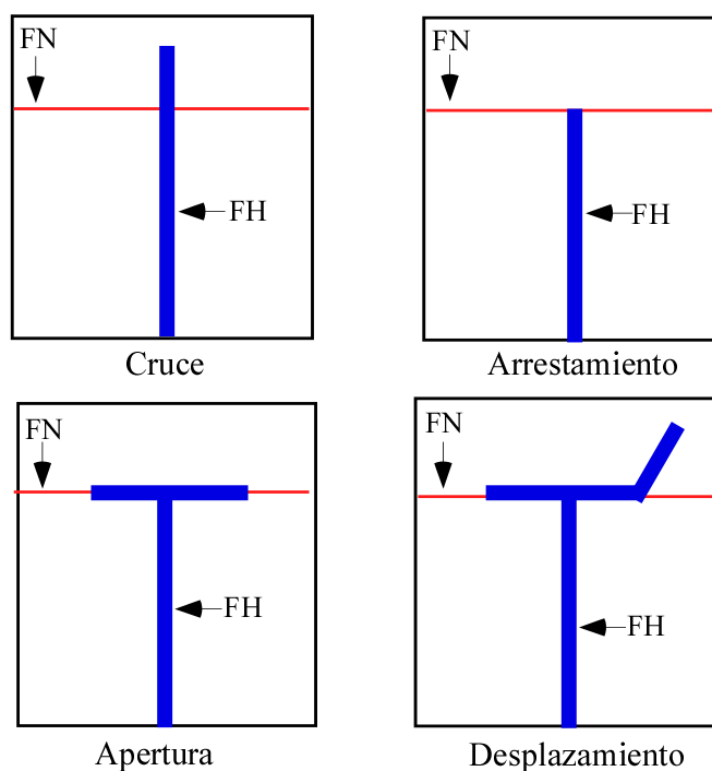


Figura 13. Vista esquemática de los posibles escenarios de interacción. Tomado y modificado de Khoei et al.,(2015)

Para rocas, el módulo de Young y el volumen del fluido dentro de la fractura, la conductividad y productividad de las capas adyacentes pueden influenciar el ancho de la FH, si esta crece a través de la interfaz. La abertura inicial de la fractura natural es directamente proporcional a la permeabilidad dentro de la fractura, lo que propicia la apertura. La densidad también influencia el proceso de fracturamiento hidráulico. A medida que la fricción es baja en la superficie de la fractura preexistente el efecto en el bajo modulo elástico es similar al de la roca al lado opuesto de la fractura preexistente.

4 Metodología

La primera etapa para la realización de este trabajo consiste en la revisión y análisis de la información proveniente de mapas, reportes, artículos y libros. La información corresponde a estratigrafía y tectónica de la cuenca del VMM, modelos y simulación de reservorios no convencionales, propiedades geomecánicas y físicas de los shales, y comportamiento de la interacción entre FN y FH. Los datos necesarios para alimentar el modelo fueron obtenidos a partir de información secundaria, la cual se analizó para obtener valor aproximados de las propiedades de la roca.

El software utilizado para simular el comportamiento de las fracturas es Abaqus/CAE 2017 de Dassault Systemes, una interfaz para el análisis de elementos finitos e ingeniería asistida por computadora. El análisis del flujo de trabajo (Figura 14) establece varias etapas que incluyen geometría del modelo, modelo constitutivo de roca y fracturas, y modelo de fluido junto con condiciones de frontera. Numéricamente se implementa el Método de Elementos finitos, con el complemento de la descripción de la propagación de la fractura que provee el modelo de zona cohesiva.

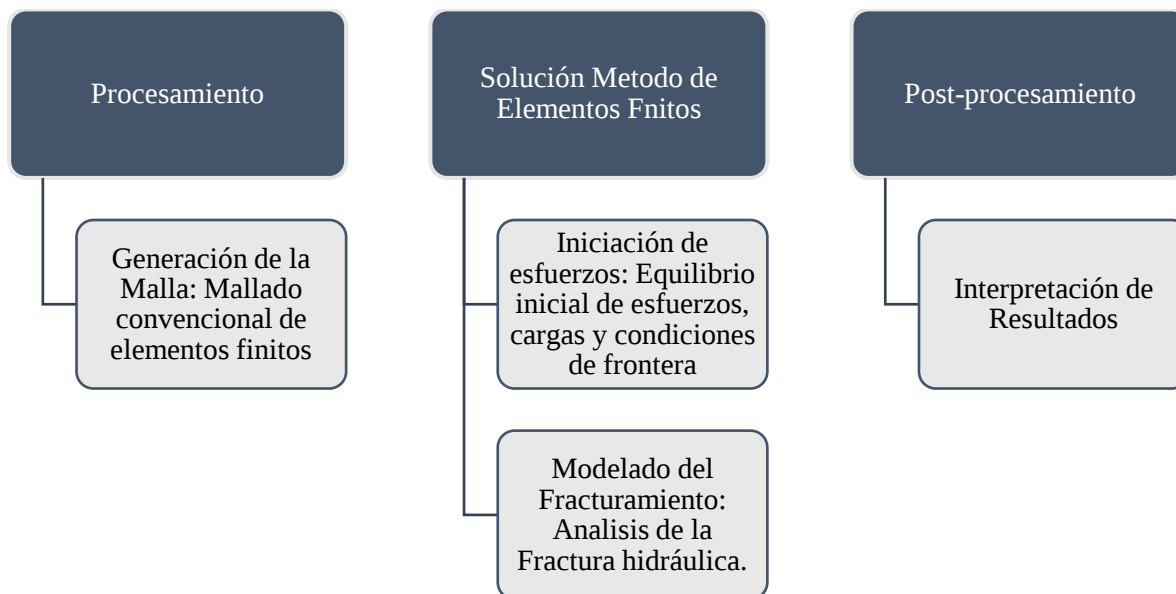


Figura 14. Flujo de trabajo. Adaptado de J. Rueda, Mejia, & Roehl, 2019.

4.1 Modelo de Zona Cohesiva

La interacción entre FH y FN desde su inicio fue modelada con el modelo de zona cohesiva, introduciendo una capa de elementos de espesor cero, como trayectoria de la fractura. El modelo de zona cohesiva es usado para representar la propagación del fracturamiento hidráulico (Rueda Cordero, Mejía Sánchez, Roehl, & Pereira, 2019). Los modelos de zona cohesiva han sido utilizados para mitigar las singularidades de los esfuerzos en la mecánica de la fractura lineal elástica y para dar una aproximación del fenómeno de la separación no lineal de un material (Papanastasiou & Sarris, 2017).

Los elementos cohesivos son usados para modelar la adhesión entre dos componentes, rígidos deformables y para pronosticar el comportamiento de estructuras sin fracturas. El modelo de zona cohesiva no representa ningún material físico, sino que describe las fuerzas de cohesión que se producen cuando los elementos materiales se separan (Park & Paulino, 2011)

En general este modelo asume una zona cohesiva que está delante de la punta de la fractura. En ella existe una zona cohesiva que consiste en una superficie superior y una inferior llamadas superficies cohesivas las cuales se unen por una tracción cohesiva. La tracción cohesiva está relacionada a la separación por desplazamiento entre las superficies cohesivas por una ley de cohesión, la cual describe la relación entre la tracción cohesiva y la separación por desplazamiento (Sun & Jin, 2012). A través de la aplicación de cargas externas al cuerpo fracturado, las dos superficies se separan gradualmente, llevando al crecimiento de la fractura hasta que la separación de estas superficies en la punta de la zona cohesiva llega a un valor crítico. La *Figura 15* representa la zona cohesiva delante de la fractura donde σ es la tracción cohesiva y δ es la separación de las superficies cohesivas (Sun & Jin, 2012). El modelo de zona cohesiva es usado para representar la propagación del fracturamiento hidráulico. Al inicio, este modelo asume un comportamiento lineal elástico seguido de la iniciación y evolución del proceso de degradación, el cual procede a una interfaz de fallamiento (Rueda Cordero et al., 2019) como muestra la *Figura 15b*.

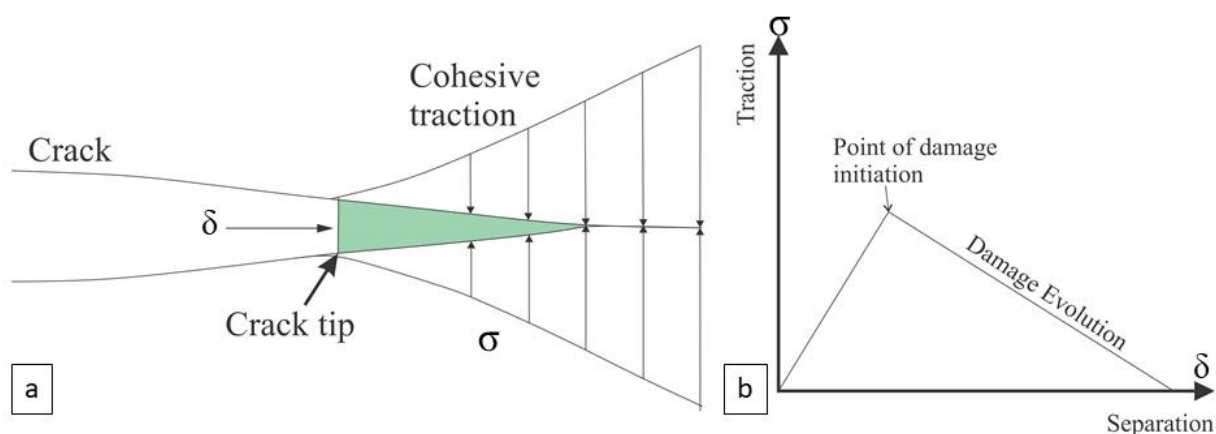


Figura 15. Configuración del modelo a) Esquema de mallado convencional, b) Esquema del modelo con condiciones de frontera. Adaptado de Sun & Jin, 2012.

4.2 Descripción del Modelo de fracturamiento

Este trabajo presenta un acercamiento numérico usando el método de elementos finitos para estudiar la propagación de una fractura hidráulica y su interacción con fracturas naturales y modela la propagación de una fractura hidráulica en un medio poroso homogéneo y la interacción de una fractura hidráulica y una fractura natural para tres ángulos de aproximación. Este método estudia los procesos de propagación entre FH y FN y la morfología de la fractura. El modelo establece los siguientes procesos, propagación de la fractura, flujo de fluidos a través de la fractura y deformación de la roca. Estos procesos de propagación son simulados computando los campos de esfuerzos y daño, para determinar el comportamiento de la interacción (Guo, Zhao, Zhu, Zhang, & Pan, 2015a)

El modelamiento es realizado en 2D y cuenta con una geometría de dimensiones 10m x10m, dentro de la cual se ubica el punto de inyección y las trayectorias predefinidas para la fractura hidráulica y la fractura natural. El primer escenario de simulación corresponde a la propagación de una fractura hidráulica en un medio homogéneo. Los demás escenarios de simulación corresponden la propagación de una fractura hidráulica en un medio con una fractura natural dispuesta en ángulos de interacción de 30°, 60° y 90° (Figura 16) La configuración geológica de este modelo está hecha de acuerdo con las características representativas de los shales de la Formación la Luna y orientaciones generales de las fracturas naturales.

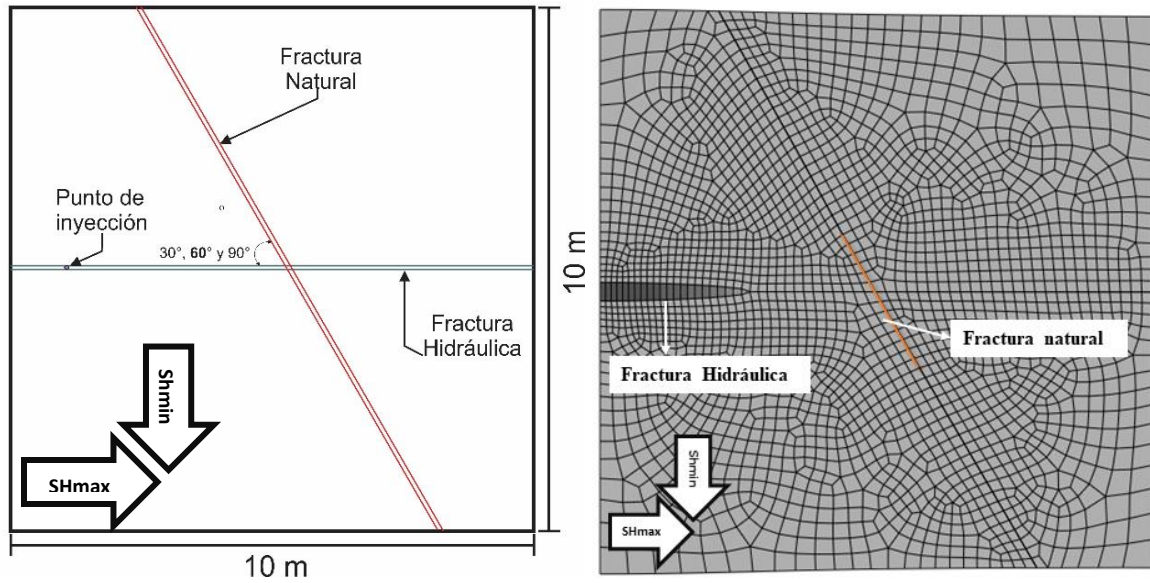


Figura 16. Modelo esquemático de la geometría de simulación e ilustración de la propagación de una fractura hidráulica

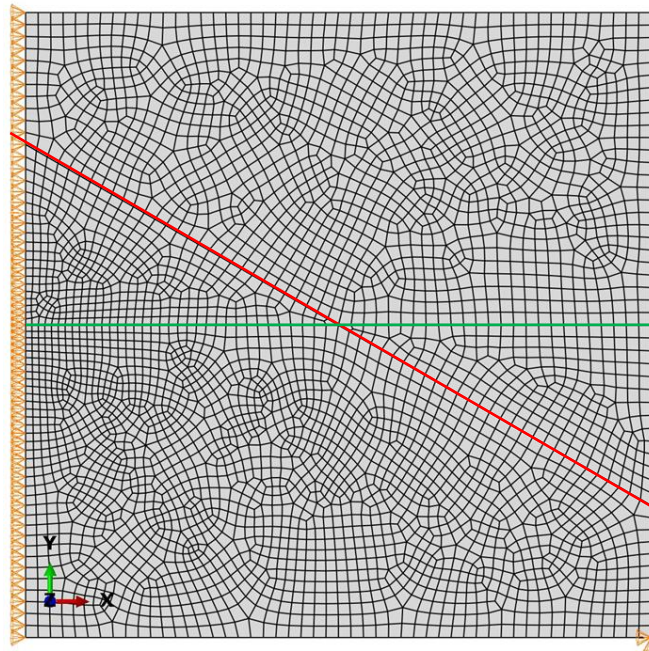


Figura 17. Mallado del modelo para el ángulo de intersección de 30°, con condiciones de frontera establecidas, representadas por los triángulos de color naranja.

Los modelos constitutivos de la roca y las fracturas y las propiedades del bombeo son descritas en la Tabla 3. Se establecen las condiciones iniciales de esfuerzos internos y relación de vacíos para todo el modelo. Las cargas que son de tipo presión en medio sólido son aplicadas en las superficies externas de la geometría inicial, con dirección positiva, además se aplican las cargas referentes a la presión de inyección. Se establecen las condiciones de frontera, la cuales permiten que el modelo no se deforme en la dirección de los esfuerzos principales, distribuidas como se muestra en la Figura 17.

La malla de elementos finitos para cada ángulo de inclinación es diferente, sin embargo, conservan la distancia del punto de inyección. La malla es estructurada y presenta buen refinamiento en todo el modelo para ver el comportamiento de la propagación de la fractura (Castañeda, Romanel, & Roehl, 2018).

Tabla 3.

Parámetros de entrada para la simulación con valores referencia.

CATEGORÍA	VARIABLE	UNIDADES	VALOR
Propiedades de la Roca	Módulo de Young	kPa	2x10+07
	Relación de Poisson		0,25
	Permeabilidad	m ²	1x10-15
	Porosidad	%	0.25
	Resistencia a la Tracción	kPa	1500
	Coeficiente de Biot		1
Fractura Natural	Leakoff	m/kPa*s	1x10-10
	Apertura inicial	m	1x10-04
	Factor de debilidad		0.05/0.2/0.5/0.8
Parámetros de Bombeo	Viscosidad del fluido	Centipoise	100/200/600/900
	Tasa de Inyección	m ² /s	5x10-04
Esfuerzos in-situ	Esfuerzo Horizontal Máximo	kPa	20000
	Esfuerzo Horizontal Mínimo	kPa	15000

5 Presentación y análisis de resultados

5.1 Propagación de una fractura hidráulica en un medio homogéneo

La Figura 18 muestra el perfil de la fractura para tres parámetros diferentes, permeabilidad, diferencial de esfuerzos horizontales y viscosidad. La variación de la permeabilidad muestra que la fractura hidráulica tiene un mejor desarrollo de la punta a medida que la permeabilidad es menor, alcanzando los 9 metros en un tiempo de 30 s. Para $k = 1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$, el ancho de la fractura es de 0.5 mm, y $k = 1 \times 10^{-14}$, 1×10^{-15} y $1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$, el ancho desarrollado es de 1.3 mm. Cuando la permeabilidad es alta el fluido inyectado tiene más espacio para ocupar ya que hay mayor interconexión de poros y las paredes de la fractura tendrán filtraciones, desarrollando una fractura con poca apertura y bajo alcance. Al disminuir la permeabilidad de la roca, las trayectorias de la fractura no tendrán filtraciones y actuarán como paredes impermeabilizadas que permiten que el fluido se propague dentro del canal preestablecido y logre tener una mayor longitud. Para lograr una mejor propagación, bajo condiciones de permeabilidad bajas, es necesario incrementar la tasa de inyección o disminuir la viscosidad del fluido. Por otro lado, la variación del diferencial de esfuerzos horizontales es un parámetro que, bajo las mismas condiciones de permeabilidad, viscosidad, porosidad, tasa de inyección y resistencia a la tracción no cambia el comportamiento de la propagación de la fractura.

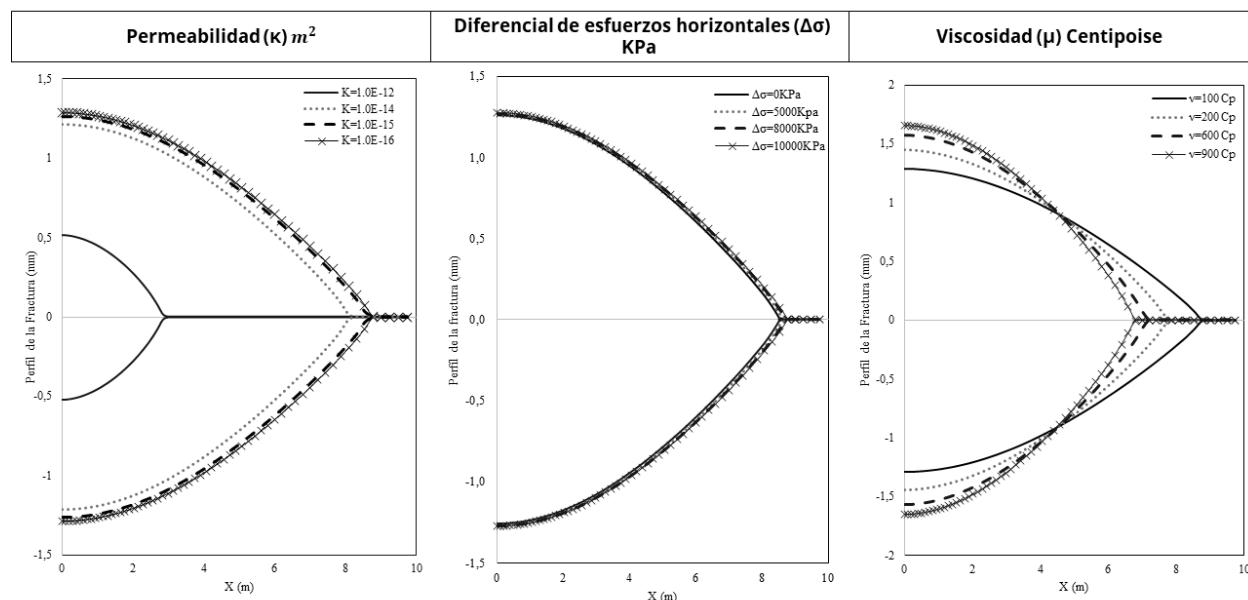


Figura 18. Perfil de la fractura hidráulica bajo la variación de la permeabilidad, diferencial de esfuerzos y viscosidad, tiempo de simulación 30 s.

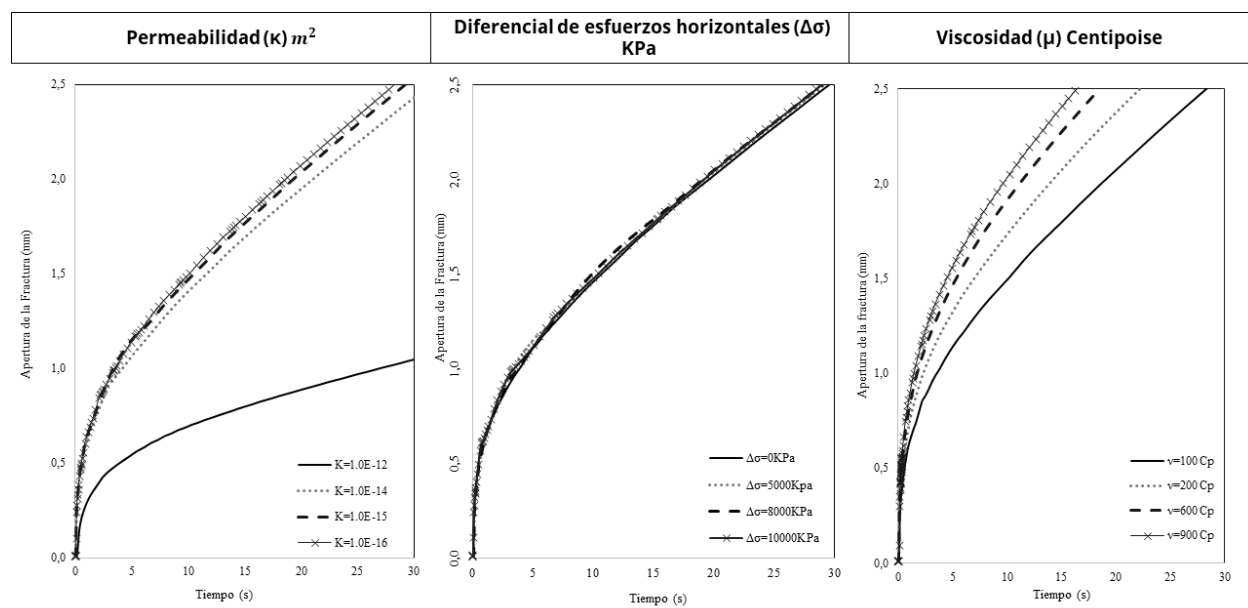


Figura 19. Apertura de la fractura hidráulica en un tiempo de simulación de 30 s. Variando los parámetros de permeabilidad de la roca, diferencial de esfuerzos horizontales y viscosidad del fluido de inyección.

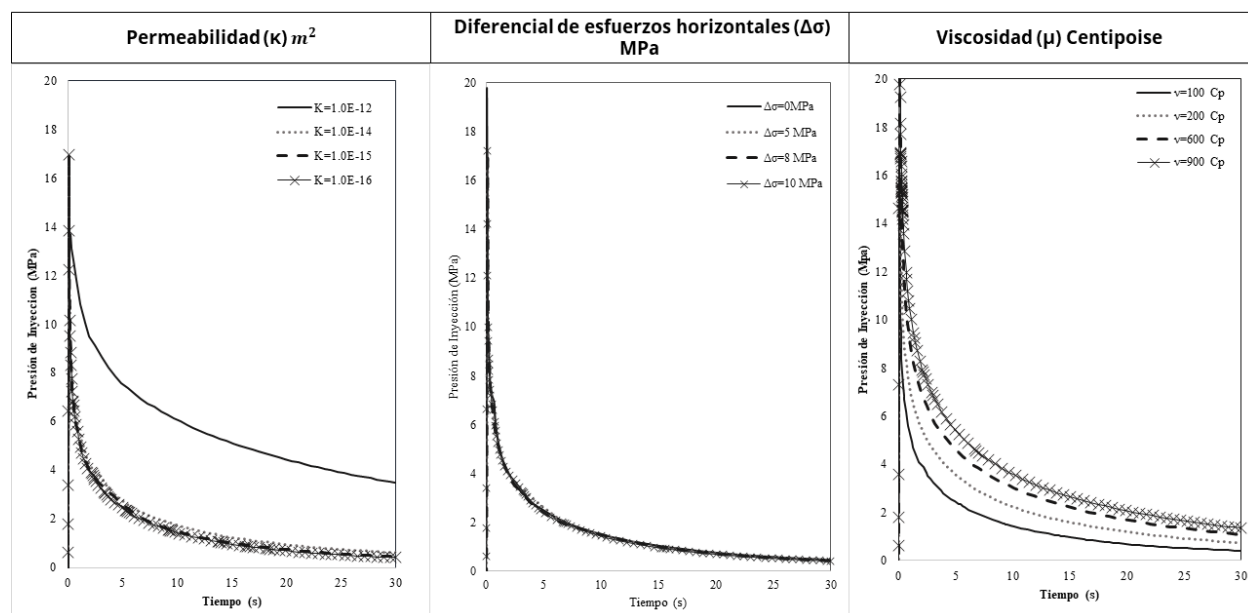


Figura 20. Comportamiento de la presión de inyección para la variación de la permeabilidad de la roca, diferencial de esfuerzos horizontales y viscosidad del fluido de inyección

La Apertura de la fractura en el tiempo de bombeo (Figura 19) es un factor que se ve influenciado por la permeabilidad (k) de la roca y por la viscosidad del fluido de inyección. Evaluando la permeabilidad, para $k=1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$, se puede observar que la fractura alcanza una apertura de 1 mm, mientras que para las demás permeabilidades la apertura llega hasta los 2,5 mm en un tiempo de bombeo de 30 s. La permeabilidad de la roca es un factor determinante en el desarrollo de la geometría de la fractura. Los shales de la formación la Luna pueden tener permeabilidades de aproximadamente $1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$, que es una permeabilidad favorable en el desarrollo de la trayectoria y geometría de la fractura hidráulica. Si se quiere mejorar esta configuración se requieren cambios de los parámetros de bombeo, los cuales serán determinantes para el desarrollo de fracturas que puedan alcanzar longitudes y aperturas mayores, que sirvan en la creación de trayectorias para el flujo de hidrocarburos.

La viscosidad muestra una variación de la apertura que sigue un patrón de comportamiento. A medida que se incrementa el valor de la viscosidad se observa que la apertura de la fractura crece a mayor velocidad, ya que toma menos tiempo para alcanzar el mismo valor. Relacionando la influencia de la viscosidad para el desarrollo del perfil de la fractura y su apertura, esta tiene un comportamiento inverso, ya que a una viscosidad de 100 Cp la FH tiene un mayor alcance, pero el ancho de la fractura es menor, mientras a una viscosidad de 900 Cp, la FH desarrolla una mejor apertura, pero no una longitud alta.

Los resultados obtenidos para el análisis de la influencia de la presión de inyección (Figura 20) muestran que, en el caso de la variación de la permeabilidad, se alcanza una presión de aproximadamente 17 MPa para dar inicio a la propagación de la FH. Para $k=1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$, la presión se mantiene en un rango de 8 MPa hasta un mínimo de 4 MPa. Mientras que para $k= 1 \times 10^{-14}$, 1×10^{-15} y $1 \times 10^{-16} \text{ m}^2$, el rango es de 4 MPa hasta casi 0 MPa. Respecto a la viscosidad, a medida que se incrementa, la presión es mayor. Para altas viscosidades la presión es mucho más alta en la boca de la fractura, pero baja en la punta. Esto lleva a la fractura a ser más ancha cerca al punto de inyección, pero más corta.

De manera general la variación del campo de esfuerzos horizontales es un parámetro que por sí solo no cambia la geometría de la fractura ni la presión. Esto es porque es necesario tener en cuenta las propiedades de la roca y los parámetros de bombeo como factores predominantes en la predicción de la propagación de la fractura. El campo de esfuerzos in situ, proporciona un régimen de esfuerzos (inverso, normal, rumbo) que es necesario para entender localmente el comportamiento de la interacción con fracturas naturales.

5.2 Interacción de FH y FN

Para el análisis de los modelos de interacción se realizaron varias simulaciones bajo los parámetros iniciales, cambiando los valores de los parámetros de las fracturas naturales, para observar su comportamiento y así poder analizar los modos de interacción. Las variables analizadas son los esfuerzos in situ, el factor de debilidad de la FN y la abertura inicial de la FN. A partir de estos resultados se hace un análisis de la propagación de las fracturas naturales y de la geometría de las redes de fracturas que son derivadas de este proceso.

5.2.1 Influencia de los esfuerzos in situ y el ángulo de intersección. En los reservorios de roca generadora, se encuentran fracturas naturales en diferentes direcciones, las cuales pueden encontrarse perpendiculares u oblicuas durante el fracturamiento hidráulico. El ángulo de interacción tiene un gran efecto en la propagación de las FH, cambiando este ángulo se ve influenciada la interacción entre FH y FN. Esta sección compara el cambio de la orientación de la FN en ángulos de 30°, 60° y 90°, variando las condiciones de los esfuerzos horizontales principales. Los esfuerzos in situ tienen influencia en la intersección entre FH y FN durante el proceso de inyección. El mayor valor del esfuerzo horizontal máximo es de 10000 kPa, cambiando el valor del esfuerzo horizontal mínimo en 10000 kPa, 8000 kPa, 6000 kPa y 2000 kPa respectivamente para los tres modelos de intersección. Los demás parámetros se mantienen constantes, consistentes con el modelo básico.

El modelo de intersección de 30° presentado en la Figura 21, muestra el proceso de interacción según la variación de los esfuerzos in-situ. Cuando el esfuerzo diferencial es 0 kPa y 2000 kPa la fractura hidráulica se desvía en la fractura natural y causa su apertura. Mientras que con el diferencial de esfuerzos de 4000 kPa y 8000 kPa la fractura natural se detiene frente a la

fractura natural. En el caso del diferencial de esfuerzos de 4000 kPa la fractura hidráulica, alcanza un mayor desarrollo de su ancho.

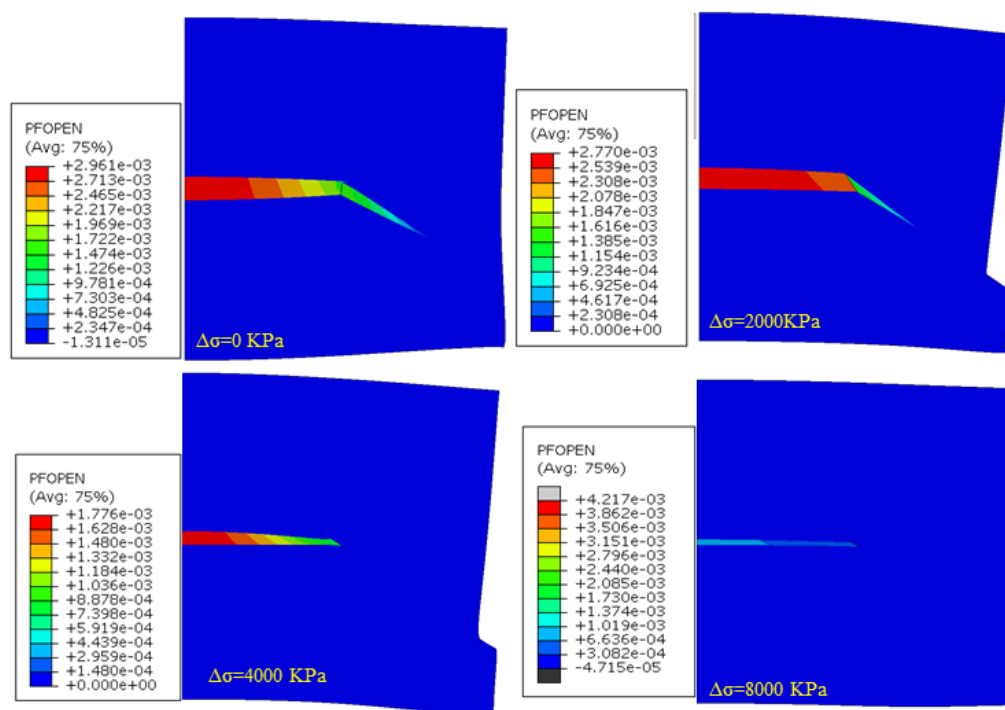


Figura 21. Proceso de propagación para diferentes esfuerzos in-situ en el modelo de interacción de 30°. Tiempo total de simulación 30 s.

En la Figura 22 muestra el proceso de propagación en el modelo de 60° para diferentes diferenciales de esfuerzos. Cuando el diferencial de esfuerzos equivale a 0 kPa y 2000 kPa, la fractura hidráulica se desvía y dilata la fractura natural. Cuando el diferencial de esfuerzos es igual a 4000 kPa la fractura hidráulica cruza la fractura natural, mientras que para un diferencial de 8000 kPa la fractura natural detiene la fractura hidráulica y sufre deslizamiento. Bajo un esfuerzo diferencial de 8000 kPa, casi todas las fracturas naturales son cruzadas y arrestadas en vez de ser dilatadas, lo que causa una menor complejidad en la red de fracturamiento.

MODELAMIENTO DE LA INTERACCION FH-FN EN EL VMM

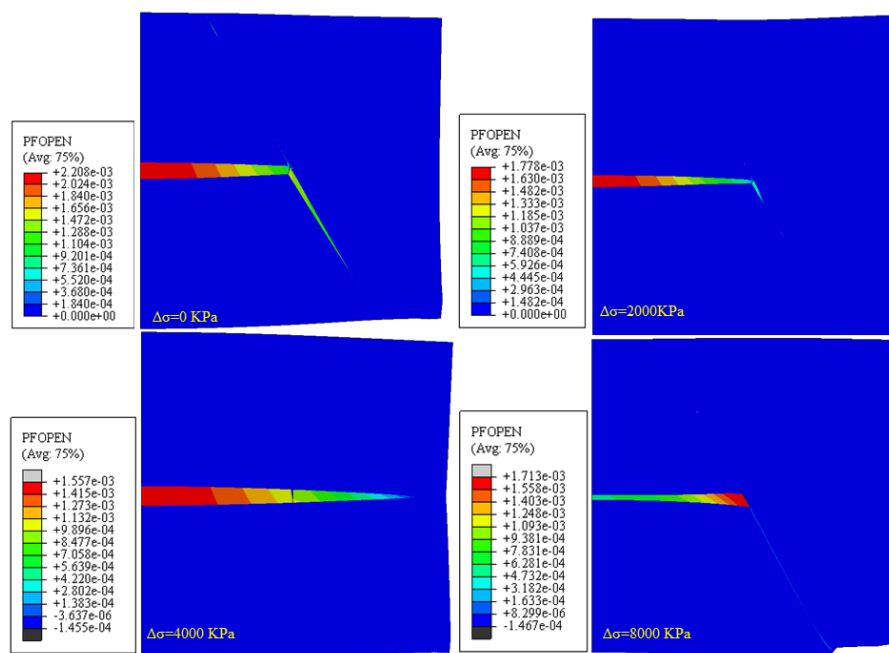


Figura 22. Proceso de propagación para diferentes esfuerzos in-situ en el modelo de interacción de 60°. Tiempo total de simulación 30 s.

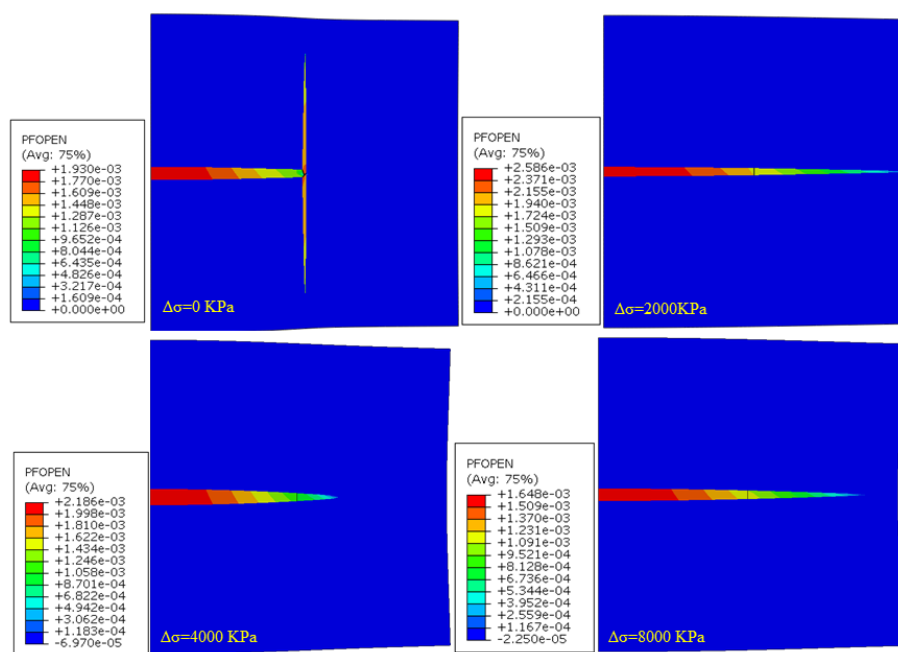


Figura 23. Proceso de propagación para diferentes esfuerzos in-situ en el modelo de interacción de 90°. Tiempo total de simulación 30 s.

Los resultados para el modelo de interacción de 90° se muestran en la Figura 23. Cuando el diferencial de esfuerzos es de 0 kPa la fractura hidráulica se desvía y dilata la fractura natural. Para los diferenciales de 2000, 4000 y 8000 kPa, la fractura hidráulica cruza la fractura natural. No ocurre arresto de la fractura natural, ni deslizamiento. Con el aumento del diferencial de esfuerzos, la complejidad de la red de fracturas disminuye y la fractura se propaga de manera recta dentro del mismo proceso de inyección.

Basado en los tres modelos de interacción para las diferentes condiciones in situ, la Tabla 4 muestra los resultados de la interacción entre la fractura hidráulica y la fractura natural. El incremento del diferencial de esfuerzos hace que la propagación de la fractura hidráulica sea más fácil y que la propagación de la fractura natural sea gradualmente limitada. Solo se observa apertura de la fractura natural en los casos de diferenciales de esfuerzos horizontales de 0 y 2000 kPa, lo que puede atribuirse a que la presión del fluido en la FH es mayor que el esfuerzo normal en la FN. Para $\Delta\sigma=4000$ y 8000 kPa la FH tiende a ser detenida y cruzada por la FN, en vez de desviarse y abrirla. Cuando el esfuerzo horizontal máximo es cercano al esfuerzo horizontal mínimo, la FH y la FN van a tender a formar una red de fracturas a escala local.

Tabla 4.

Resultados del estado de los esfuerzos in situ.

Ángulo de Interacción Θ ($^\circ$)	Diferencial de esfuerzos horizontales $\Delta\sigma$ (MPa)	Resultado
30	0	Dilatación
30	2	Dilatación
30	4	Arresto
30	8	Arresto
60	0	Dilatación
60	2	Dilatación
60	4	Cruce

60	8	Arresto
90	0	Dilatación
90	2	Cruce
90	4	Cruce
90	8	Cruce

La Figura 24 muestra los resultados de la diferenciación de los modos de interacción interpretados y una curva bajo el criterio de corte. Esta curva se construye planteando el ángulo de interacción entre la FH y la FN y el diferencial de esfuerzos horizontales, a una rigidez de fractura constante. En este caso la rigidez se calcula mediante la expresión (1):

$$Rigidez = \frac{\text{Factor de debilidad} * \text{Modulo de Young (kPa)}}{\text{Espesor de la FN (m)}} \quad (1)$$

Dentro de los parámetros modificables en este modelo está el factor de debilidad, asociado al grado de cementación de la FN. En el análisis de la influencia del diferencial de esfuerzos y el ángulo de interacción el valor del factor de debilidad es de 0.5, un valor intermedio que se interpreta como una fractura semi cementada. El valor del módulo de Young para todos los modelos analizados es de 2.0E7 kPa, valor indicado para los shales.

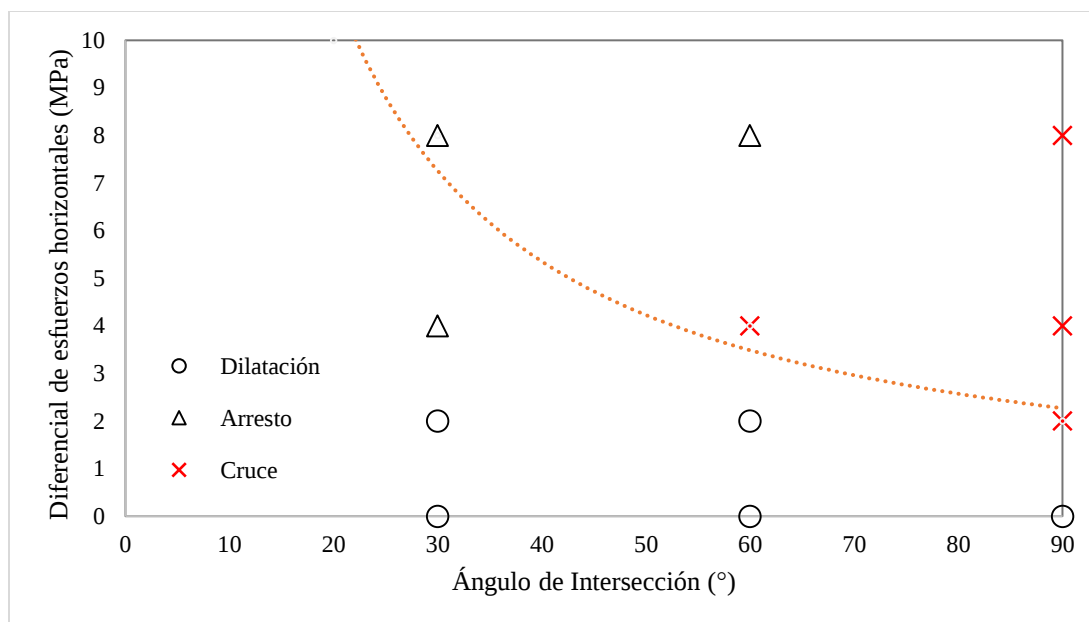


Figura 24. Resultados de la simulación numérica

Tabla 5.

Resultados de simulación numérica de otros autores (Guo, Zhao, Zhu, Zhang, & Pan, 2015b; J. Li, Dong, Hua, Li, & Pan, 2019; Suo, Chen, Yan, & Wang, 2019; Wang, 2019)

Wang, 2019			Guo et al, 2015			Suo et al, 2019			Li, et al 2019		
θ (°)	$\Delta\sigma$ (MPa)	Resultado	θ (°)	$\Delta\sigma$ (MPa)	Resultado	θ (°)	$\Delta\sigma$ (MPa)	Resultado	θ (°)	$\Delta\sigma$ (MPa)	Resultado
30	0	Dilatación	45	0	Dilatación	30	5	Dilatación	30	6	Dilatación
30	2	Dilatación	45	5	Dilatación	45	0	Dilatación	30	10	Dilatación
30	4	Dilatación	45	10	Cruce	45	3	Dilatación	30	14	Cruce
30	8	Cruce	60	0	Dilatación	45	6	Dilatación	45	6	Dilatación
45	0	Dilatación	60	5	Cruce	45	8	Arresto	45	10	Dilatación
45	2	Dilatación	60	10	Cruce	60	0	Dilatación	45	12	Cruce
45	4	Cruce	75	0	Dilatación	60	6	Arresto	60	4	Dilatación
45	8	Cruce	75	5	Cruce	60	8	Cruce	60	6	Dilatación
75	0	Dilatación	75	10	Cruce	75	0	Dilatación	60	8	Cruce
75	2	Cruce				75	5	Cruce	75	2	Dilatación
75	4	Cruce				75	10	Cruce	75	4	Dilatación
75	8	Cruce							75	6	Cruce
									90	0	Dilatación
									90	2	Dilatación
									90	3	Cruce

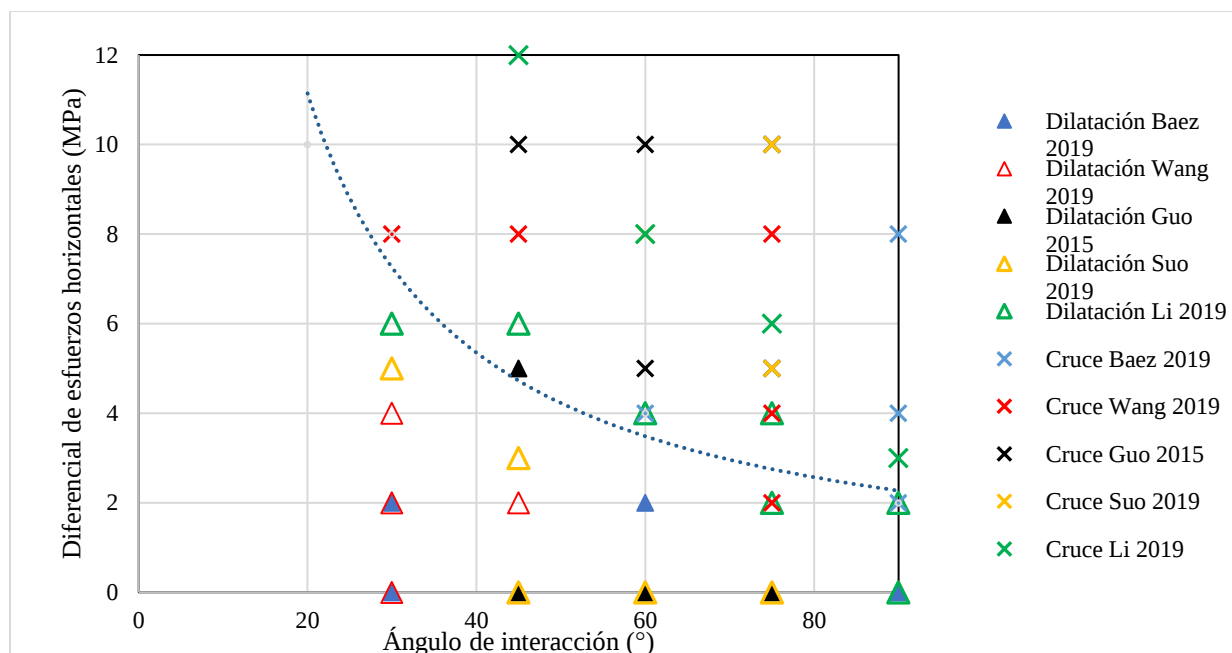


Figura 25. Verificación del modelo con otras simulaciones numérica (Guo et al., 2015b; J. Li et al., 2019; Suo et al., 2019; Wang, 2019)

Para verificar los resultados de la interacción, se comparan los resultados del modelado con las simulaciones numéricas realizadas por otros autores (Figura 25). Se espera que la fractura hidráulica sea desviada por la fractura natural o detenida en cualquiera de los puntos bajo la curva. Por otro lado, la fractura hidráulica cruzara la fractura natural en cualquier punto sobre esta curva. Se puede observar que los resultados de la simulación numérica obtenidos están en conformidad con los resultados numéricos de otros autores. Y se demuestra que el modelo propuesto puede simular la interacción de FH y FN. En general con ángulos de interacción bajos la FH tiende a desviarse y dilatar la FN, ocasionando apertura y propiciando la creación de redes.

5.2.2 Efecto del grado de cementación de las fracturas naturales. La fractura hidráulica se propaga en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, hasta que logra interactuar con la fractura natural dispuesta a un ángulo determinado. El grado de cementación se evalúa variando el factor de debilidad de la FN en el medio rocoso. El factor de debilidad tiene un rango de 0 a 1, siendo 0 una fractura completamente abierta y 1 una fractura mineralizada. Para poder entender cómo el grado de cementación de la fractura natural afecta la longitud y ancho del fracturamiento, además de su efecto en la creación de redes de fracturas, se tiene en cuenta la morfología de la fractura para diferentes factores de debilidad de la fractura natural, bajo los parámetros de bombeo con viscosidad $\mu=100$ Cp y la tasa de inyección de $5 \times 10^{-14} \text{ m}^2/\text{s}$. Las fracturas naturales pueden clasificarse según su morfología en fracturas abiertas, fracturas deformadas y fracturas mineralizadas. En el caso de la formación la Luna, el tipo de fracturas naturales predominantes son las abiertas y mineralizadas, a las cuales se les asigna un factor de debilidad de 0.05 y 0.8 respectivamente. A las fracturas deformadas, producto de procesos de cizalla o alteración por movimientos tectónicos (Nelson & Amoco, 2001), se les asigna un factor de debilidad de 0.5. El tiempo de simulación es de 30 s.

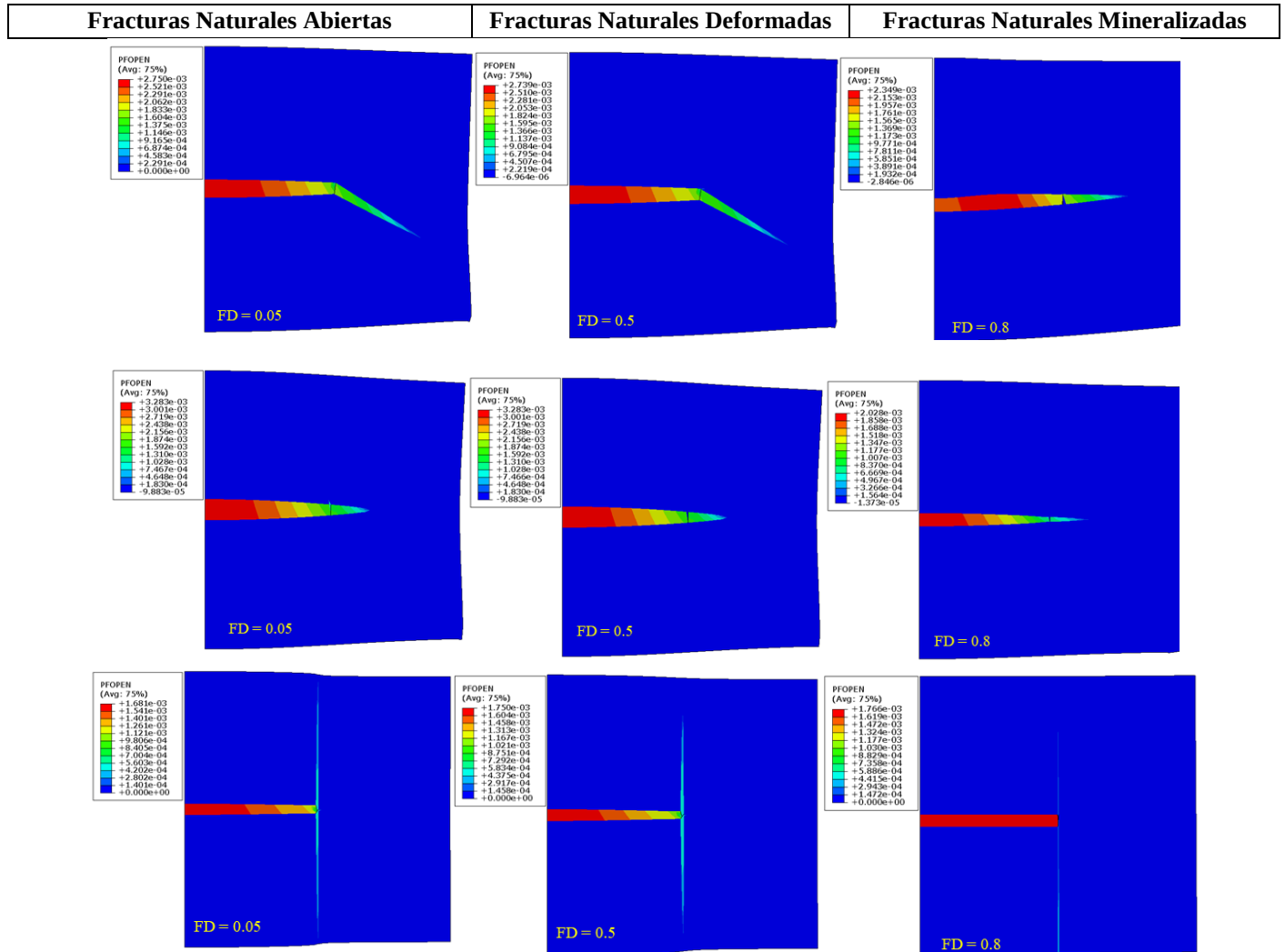


Figura 26. Proceso de propagación de fracturas para diferentes grados de cementación de la fractura natural. Tiempo de simulación 30 segundos. Escala de deformación 250.

Para los escenarios simulados del grado de cementación (Figura 26), se observan los tres modos de interacción, apertura, cruce y arresto. El desvío de la FH en la FN y apertura de la FN solo ocurre cuando la FN está abierta y deformada, esto para un ángulo de interacción de 30° y 90°. Para crear redes de fracturas, las fracturas abiertas son más convenientes, ya que el fluido

puede propagarse con facilidad dentro de la fractura y generar su apertura. El modelo de 60° muestra cruce y no apertura para todos los grados de cementación, pero se observa mayor ancho de la fractura hidráulica. El ángulo de interacción juega un papel importante, ya que son favorables los ángulos menores de 60° para la reactivación y generación de redes. El grado de cementación asignado a la fractura natural repercute en la propagación de la fractura hidráulica.

Se puede concluir que las longitudes y anchos de la fractura hidráulica disminuyen cuando la cementación disminuye. Además, las longitudes y espesor de la FN generalmente aumentan mientras las fuerzas cohesivas aumentan. Esto es porque la resistencia cohesiva de la FN disminuye, pero la tasa de bombeo y flujo no cambia. Como resultado el crecimiento de la FN será inverso al crecimiento de la FH.

Los parámetros de bombeo influyen directamente la geometría final del fracturamiento, en las siguientes figuras se muestra el resultado de la simulación de los tres modelos de interacción, bajo condiciones de viscosidad y factor de debilidad diferentes. El lodo de perforación puede tener viscosidades variables, con valores de hasta de 900 Cp, dependiendo de la densidad de los ripios que se extraen de la perforación y también en el cumplimiento de su función como sellante de las paredes del pozo. Las viscosidades analizadas son de 100 Cp, 300 Cp y 500 Cp, bajo las condiciones de fractura abiertas, deformadas y mineralizadas.

MODELAMIENTO DE LA INTERACCION FH-FN EN EL VMM

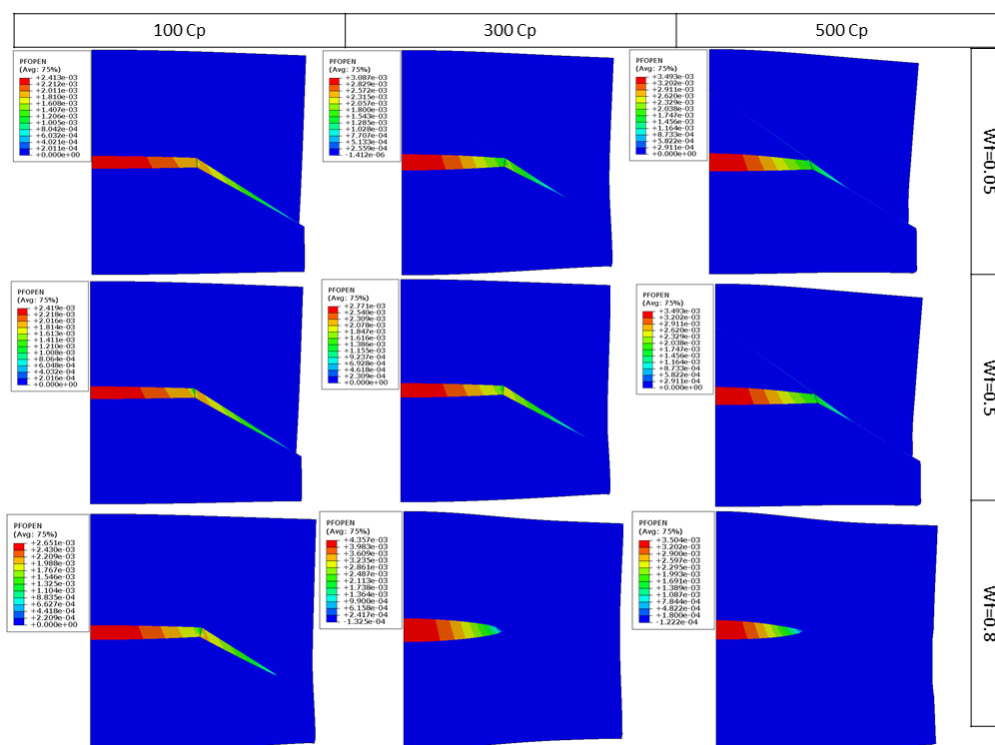


Figura 27. Efecto de la viscosidad en la propagación de fracturas. Modelo de interacción de 30°. Escala de deformación 250.

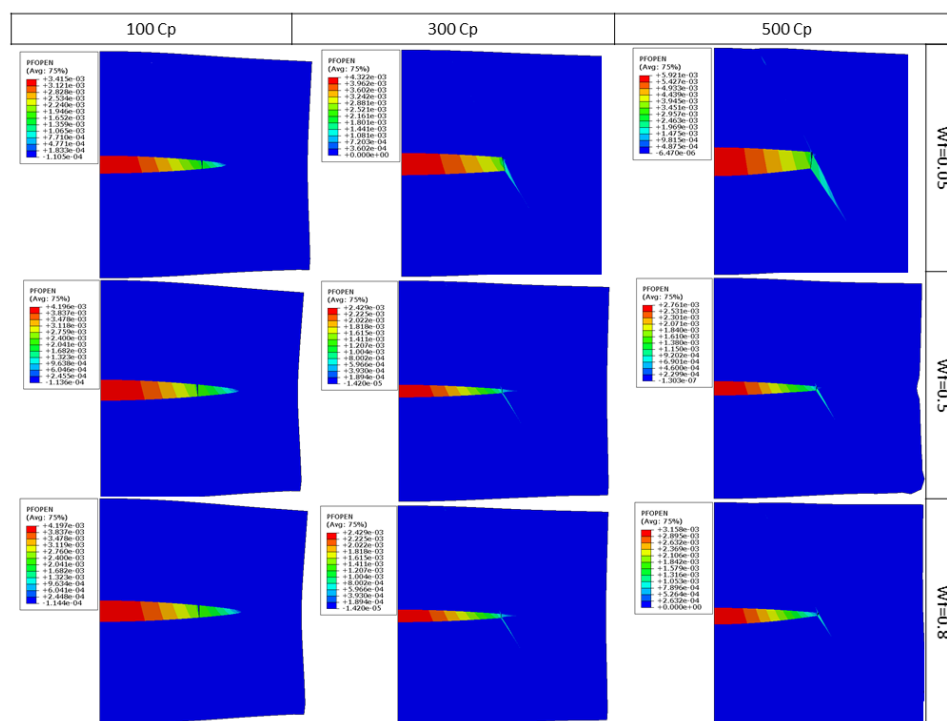


Figura 28. Efecto de la viscosidad en la propagación de fracturas. Modelo de interacción de 60°. Escala de deformación 250.

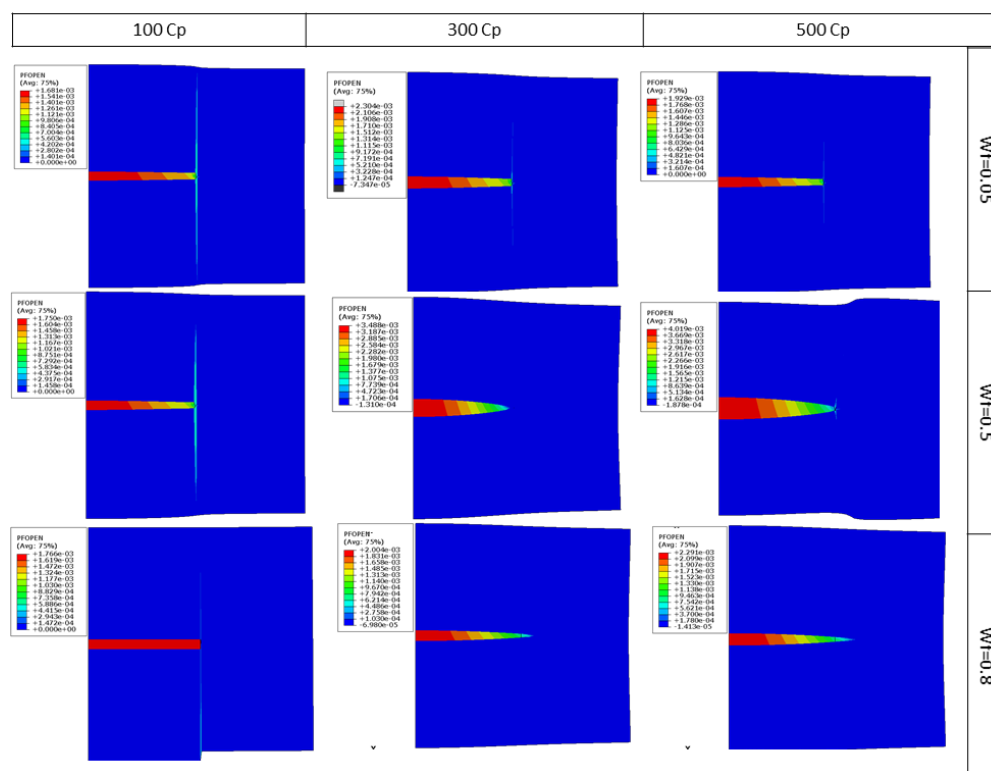


Figura 29. Efecto de la viscosidad en la propagación de fracturas. Modelo de interacción de 90°. Escala de deformación 250.

El ángulo de interacción de 30° (Figura 27) es el más favorable para la creación de redes de fracturas, sin importar la viscosidad y grado de cementación, la propagación de la FH resulta en el desvío y apertura de la FH, desarrollando una menor longitud en condiciones de viscosidad menores (100 Cp y 300 Cp). Los modelos de 60 y 90° (Figura 27Figura 28) no son convenientes para el desarrollo de redes de fracturas, y la interacción es del modo cruce y arresto. En el caso del ángulo de interacción de 60° con viscosidad de 300 y 500 Cp, se alcanza a observar que la FN se abre levemente al contacto con la FH, pero la propagación es de una longitud corta y de un ancho pequeño.

Las FH tienden a abrir las FN y propagarse a lo largo de ellas en condiciones de baja viscosidad, mientras que, bajo condiciones de viscosidades altas, las FH aumentan su espesor, pero no se propagan hasta longitudes mayores, haciendo que la interacción sea de tipo arresto o que exista cruce de la FN. Se puede concluir que a bajos rangos de viscosidad bajos hay un mejor efecto en la morfología del fracturamiento, comparado con rangos de viscosidad mayores.

La viscosidad es una propiedad que cambia significativamente la propagación y la interacción de las fracturas. Cuando se inyecta fluido hidráulico dentro del shale, el fluido penetra la roca y la fractura, generando a su vez pérdida del fluido fracturante. El fluido fracturante está establecido por su viscosidad. Una viscosidad de fluido alta incrementa la resistencia del flujo, lo que promueve el esparcimiento de un sello en la superficie de ruptura, este fenómeno reduce la pérdida de fluido y genera ensanchamiento del canal de propagación. Inyectar un fluido con viscosidad baja ayuda a que se formen redes complejas de fracturas.

5.2.3 Influencia de la abertura inicial de la fractura natural. Otro factor determinante en la geometría final de la fractura y de la creación de redes de fracturas es la abertura inicial de la fractura natural. Como se mencionó anteriormente la abertura de las fracturas naturales en un shale está en el rango de 1×10^{-3} a 1×10^{-4} m. En esta sección se analizan aberturas de 2×10^{-4} , 5×10^{-4} , 8×10^{-4} y 1×10^{-3} . Para entender cuál es la influencia de la abertura inicial de la fractura natural en la creación de la red de fracturas, se muestran los resultados de la simulación de la apertura del fracturamiento y de la distribución del esfuerzo normal.

En el modelo de 30° , los resultados de la simulación de la abertura (Figura 30) no muestran claramente la influencia de la propagación de la fractura hidráulica sobre la fractura natural, con los resultados de las gráficas del esfuerzo normal se puede ver, que ocurre dilatación de la FN.

Esto se corrobora con los valores dentro de la fractura, los cuales si son positivos (>0) indican que hay apertura de la fractura, y si son valores negativos la fractura está siendo cizallada. Este ángulo de interacción facilita el desvío de la FH en la FN, sin importar el ancho inicial de esta, se puede resaltar que para una abertura de 2×10^{-4} m la fractura natural presenta una menor longitud. Este comportamiento se puede atribuir a que a una menor abertura mayor es la dificultad del fluido para propagarse dentro de ella.

El modelo de 60° (Figura 31) muestra un comportamiento similar al modelo de 30° , ya que ocurre apertura y desvío de la FH en la FN en todos los escenarios de simulación, con un menor desarrollo de la FN para una abertura de 2×10^{-4} m. En este modelo la fractura se propaga solo en una dirección y hay un mejor desarrollo a medida que se aumenta el valor de la abertura inicial. Esto es congruente con el comportamiento esperado, ya que a mayor abertura mayor es la permeabilidad de la fractura y se facilita el flujo de fluidos dentro del sistema. Todas las fracturas están abiertas con un valor positivo del esfuerzo normal. Para que la fractura pueda deslizarse y crecer, la presión del fluido de la roca tiene que exceder la suma del esfuerzo principal mínimo y la resistencia a la tensión de la roca.

Cuando el ángulo de intersección es 90° , es más probable que la FH se desvíe en FN y al mismo tiempo llene toda la fractura de fluido. Esto incrementa la longitud y también el ancho a medida que aumenta la abertura inicial de la FN. Cuando la abertura es 8×10^{-4} m, la fractura parece estar siendo detenida por la FN (Figura 32), en la gráfica del esfuerzo normal se puede observar que el valor dentro de la FN es negativo, y lo que está ocurriendo es un cizallamiento de la FN.

La Tabla 6 muestra la relación existente entre la abertura inicial y la permeabilidad dentro de la fractura, calculada a partir de la siguiente expresión, la cual muestra el cálculo de la permeabilidad de la fractura a partir de la abertura de la FN (2).

$$k = \frac{(Abertura\ FN)^2}{12} \quad (2)$$

A mayor abertura de la fractura mayor es la permeabilidad, fenómeno observado en la simulación realizada para los diferentes ángulos de interacción, en los que hay un mejor desarrollo de la propagación tanto en longitud como en espesor. El aumento de la permeabilidad también puede significar un mejor progreso en la creación de redes de fracturas, ya que permite interconexión entre ellas.

Tabla 6.

Relación de la abertura inicial de la fractura natural y la permeabilidad

Variación del espesor de la FN		
Espesor (mm)	K(m2)	K(Darcy)
1.00E-04	8.33E-16	8.44E-04
2.00E-04	3.33E-15	3.38E-03
5.00E-04	2.08E-14	2.11E-02
8.00E-04	5.33E-14	5.40E-02
1.00E-03	8.33E-14	8.44E-02

MODELAMIENTO DE LA INTERACCION FH-FN EN EL VMM

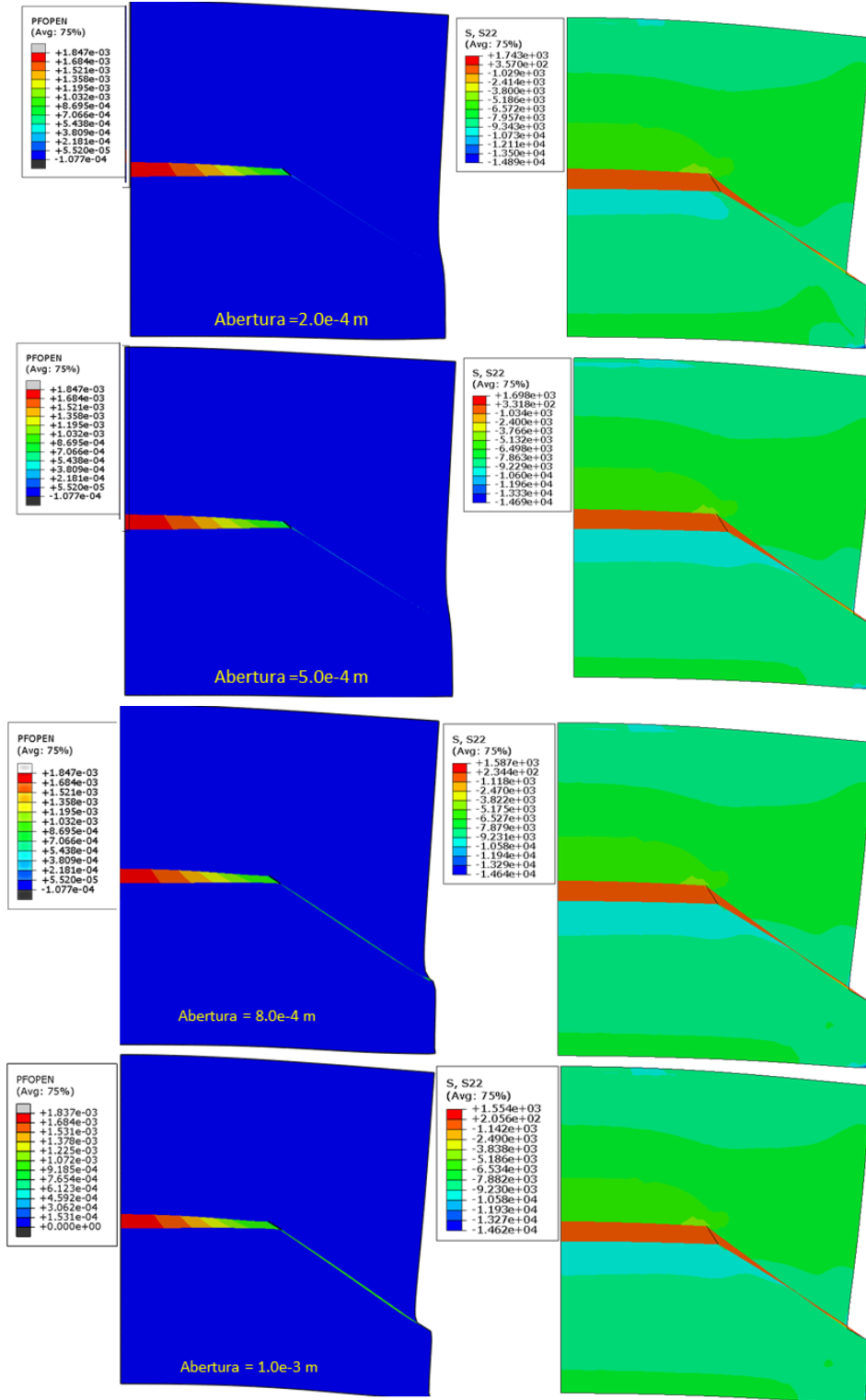


Figura 30. Modelo de 30°. La columna de la geometría de la fractura para diferentes aberturas iniciales de la fractura natural. La columna de la derecha muestra los resultados del campo de esfuerzos normal para el modelo. Tiempo de simulación 30 s. Escala de deformación 250.

MODELAMIENTO DE LA INTERACCION FH-FN EN EL VMM

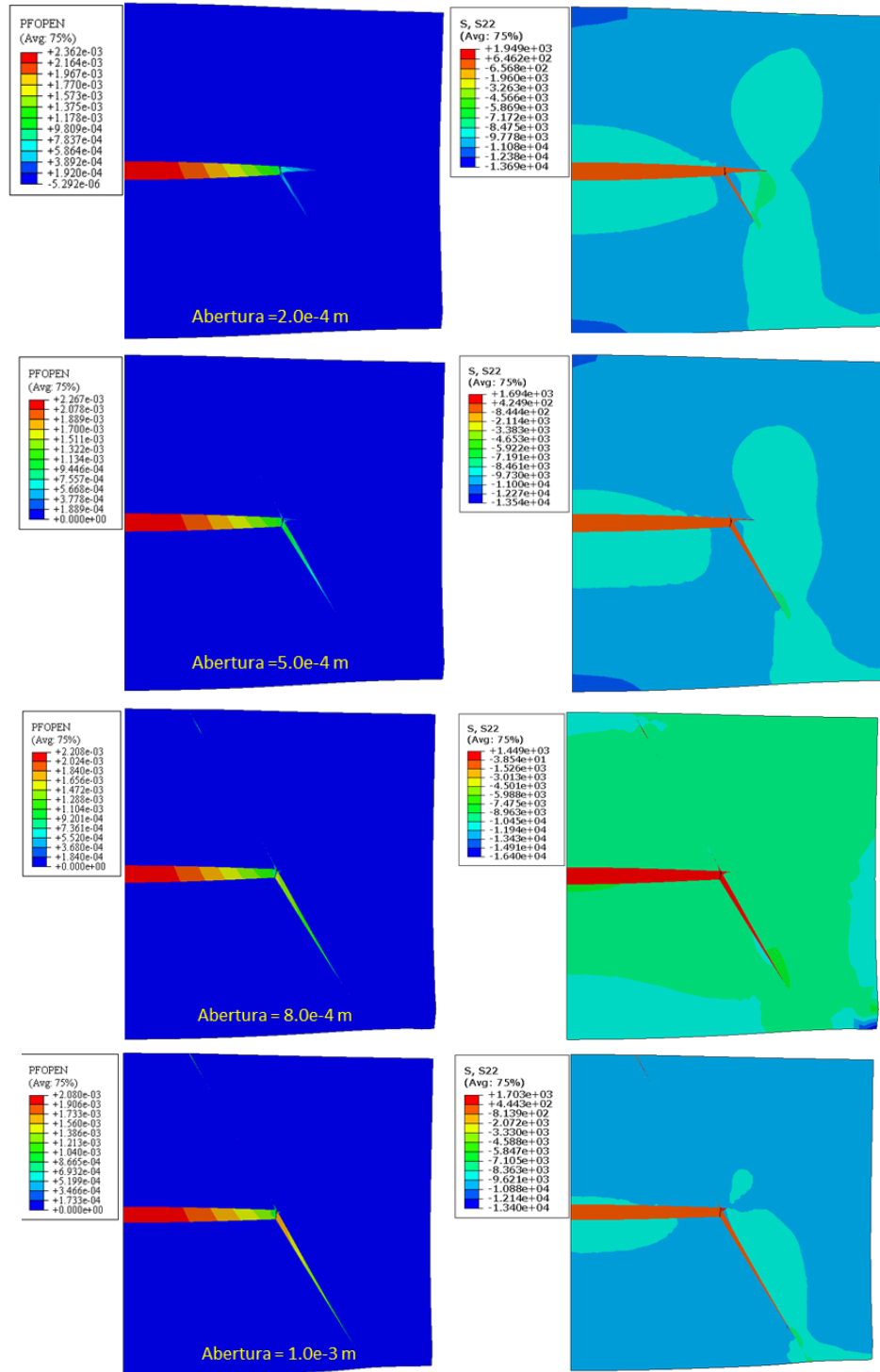


Figura 31. Modelo de 60°. La columna de la izquierda muestra la geometría de la fractura para diferentes aberturas iniciales de la fractura natura. La columna de la derecha muestra el campo del esfuerzo normal. Tiempo de simulación 30s. Escala de deformación 250.

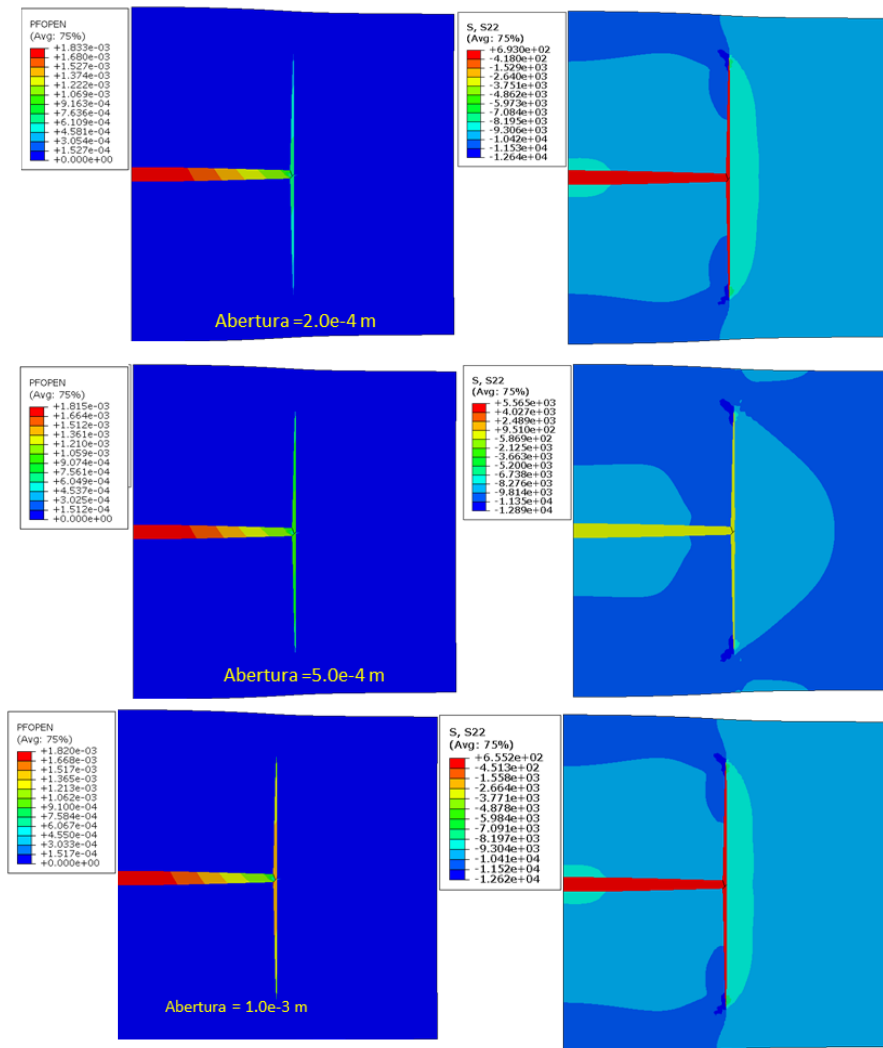


Figura 32. Modelo de 90°. La columna de la izquierda muestra la geometría de la fractura para diferentes aberturas iniciales de la fractura natural. La columna de la derecha muestra el campo del esfuerzo normal. Tiempo de simulación 30s. Escala de deformación 250.

6 Discusión

El comportamiento de interacción generado antes y después de la propagación de una FH y su interacción con fracturas naturales preexistentes depende de los parámetros de prueba adoptados. Algunos factores dominantes que influyen la interacción FH-FN identificados y estudiados son,

el diferencial de esfuerzos in-situ, el ángulo de interacción, grado de cementación, abertura de las FH y propiedades del fluido como la viscosidad.

El ángulo de interacción es el ángulo en el cual la FH intercepta la FN preexistente. Chen & Rahman, 2015, muestran que el cruce de la FN por la FH es influenciado por altos diferenciales de esfuerzos horizontales y altos ángulos de interacción. Por su lado Zhou et al., (2008), reporta que no solo el diferencial de esfuerzo y el ángulo repercuten en el comportamiento de la propagación, sino que también hay parámetros como la permeabilidad de la fractura, la tasa de inyección, la cohesión de la fractura que son predominantes y afectan la interacción FH-FN.

La disminución del diferencial de esfuerzos a un ángulo de interacción bajo va a afectar la red de fracturas creadas después de la intersección FH-FN. Yoon, Zang, Stephansson, Hofmann, & Zimmermann, (2017), estudian el comportamiento de la propagación de la FH en condiciones de baja y alta viscosidad del fluido, concluyendo que cuando una FH se propagaba con un fluido de baja viscosidad, era detenida por la FN y que una viscosidad de fluido alta causa que la propagación de la FH induzca a un esfuerzo local mayor cerca de la intersección FH-FN, creando una red de fracturas más compleja. En el caso de este estudio, la viscosidad fue analizada para varios ángulos de interacción, de los cuales el ángulo de 30° es el más favorable para la propagación de la FH en la FN, ya que para altas y bajas viscosidades la interacción es de tipo desvío y apertura de la FN. Esta situación es diferente para los ángulos de 60° y 90° , donde la FH es detenida por la fractura natural y en otros casos la cruza. La viscosidad en general muestra un patrón similar al expuesto por Yoon et al., (2017).

En la formación la Luna se pueden presentar todos los tipos de interacción, con predominancia de interacción FH-FN del modo cruce y desviación. Situación similar a la formación Vaca Muerta en Argentina analizada por Celleri et al.,(2016), quien clasifica los tipos comunes de interacción de esta formación en reactivación pura, dada para ángulos pequeños y baja diferencia de esfuerzos horizontales y cruce puro, para ángulos altos y alta diferencial de esfuerzos horizontales.

En su trabajo Hou et al., (2015), categoriza los factores que influyen la interacción entre FH y FN, en factores controlables y factores no controlables. Dentro de los factores controlables están la tasa de inyección, y la viscosidad del fluido fracturante. Los factores no controlables son las propiedades mecánicas de la roca y el esfuerzo in situ. Los factores controlables pueden cambiar significativamente la morfología de las fracturas y un aumento de la tasa de inyección repercute de manera importante en la longitud y ancho de la FH, debido al aumento de la presión dentro de la fractura.

Los esfuerzos efectivos en el caso del Valle medio del Magdalena, para la profundidad de la formación La Luna pueden alcanzar una magnitud de $SH_{max}=24000$ kPa, $SH_{min}=6500$ kPa y S_v de 5000 kPa, con estos valores se necesitan de parámetros de bombeo grandes que superen el campo de esfuerzo local. Las propiedades mecánicas de la roca, factor no controlable, deben ser analizado para todo el intervalo que se quiera intervenir con fracturamiento hidráulico. La formación la Luna, en su miembro Galembo, presenta intercalaciones de shale negro y rocas fosfáticas que tienen características mecánicas diferentes y que van a cambiar la respuesta del bombeo y, por consiguiente, la geometría resultante del fracturamiento. Cabe resaltar que las fracturas hidráulicas en el modelo propuesto son analizadas en 100 m^2 , y las fracturas modeladas alcanzan decenas de metros, en modelos de mayores dimensiones donde se pueda aplicar una

magnitud de esfuerzos in situ mayor, las fracturas hidráulicas y la interacción con FN no será mayor a 100 metros. Las fracturas van a estar contenidas dentro de la formación perforada y no se extenderán a otras formaciones.

7 Conclusiones

Este trabajo presenta un acercamiento numérico usando el método de elementos finitos para estudiar la propagación de fracturas hidráulicas y su interacción con fracturas naturales. Las simulaciones numéricas realizadas están basadas en las propiedades geomecánicas de la formación La Luna de la cuenca del VMM, que muestran una relación positiva respecto a los resultados obtenidos en el modelado con la respuesta de estas propiedades al fracturamiento.

Según la orientación de los esfuerzos horizontales principales del VMM, el desarrollo de las fracturas hidráulicas estará en un rango de orientaciones con azimuth de 90 a 110°, paralelas a la orientación del esfuerzo horizontal máximo. Por su lado, las fracturas naturales no están establecidas dentro de un rango, ya que no dependen directamente de la orientación de los esfuerzos principales y pueden estar dispuestas en cualquier ángulo respecto a la trayectoria de propagación de las posibles fracturas hidráulicas

Dependiendo de las propiedades de la fractura natural y de los esfuerzos in situ, la presencia de fracturas naturales puede impactar la propagación de las fracturas hidráulicas. Se discute el efecto del estado de esfuerzos in situ, el ángulo de interacción y el efecto de la cementación en la morfología de las fracturas hidráulicas y naturales. La similitud en los esfuerzos horizontales principales es un parámetro que beneficia la creación de redes de fracturas. Para un ángulo de interacción dado, el esfuerzo diferencial es un parámetro clave que define cómo la fractura

hidráulica se propaga a través de la fractura natural. A medida que el ángulo de interacción disminuye, la fractura hidráulica cambia de atravesar la fractura natural a desviarse en la fractura natural, la reducción del diferencial de esfuerzos horizontales también tiene un efecto similar, esto inyectando el fluido a una tasa pertinente y también por la viscosidad del fluido para hacer un mejor uso de la fractura natural y poder mejorar el efecto del fracturamiento.

El efecto del grado de cementación de la FN en base al criterio de factor de debilidad muestra que, para los parámetros de la Formación la Luna, no es un criterio preponderante en el desarrollo de redes de fracturas. Las fracturas cementadas son estimuladas por el fracturamiento hidráulico, y los resultados de la interacción pueden resultar en diferentes modos de propagación como apertura, cruce y arresto. Si la FH se propaga dentro de la formación con un ángulo de interacción favorable ($>45^\circ$), se desarrollarán redes de fracturas más complejas, aun si se considera que la FN esta mineralizada. El ángulo de interacción se sobre impone al grado de cementación de la FN.

Los resultados numéricos muestran que la fractura hidráulica es susceptible a ramificarse en las fracturas naturales abiertas, en este escenario la fractura hidráulica estimula las fracturas conectadas. En la mayoría de los casos ocurre arresto cuando el fluido alcanza la punta de la fractura natural. Para las fracturas naturales cementadas y semi cementadas, son poco estimuladas por la fractura hidráulica y se pueden dar los tres modos de interacción apertura, cruce y arresto.

8 Recomendaciones

Con el modelamiento es posible realizar un acercamiento al comportamiento de los reservorios no convencionales y su relación con el fracturamiento hidráulico. Analizar los diferentes modos de propagación y la geometría resultante de estas fracturas, permite dar un mejor entendimiento del alcance

que tienen en el subsuelo y probar que el desarrollo del fracturamiento se puede limitar a la afectación de solo la formación de interés. Se requieren más investigaciones que evalúen otros parámetros para seguir complementando el conocimiento sobre la implementación de esta técnica en Colombia.

Referencias Bibliográficas

- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce, A., & Desroches, J. (2007). Computer simulation of hydraulic fractures, *44*, 739–757. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2006.11.006>
- Aguilera, R. (2009). *Play Calcáreo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena . ¿ Un Gigante Dormido ?* Cartagena.
- Alassi, H. T., Holt, R., Nes, O., & Pradhan, S. (2011). *CSUG / SPE 149375 Realistic Geomechanical Modeling of Hydraulic Fracturing in fractured Reservoir Rock*. Alberta.
- Andrade, J., Civan, F., Devegowda, D., & Sigal, R. (2010). SPE 135564 Accurate Simulation of Shale-Gas Reservoirs, (September), 19–22.
- ANH. (2012). CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA - Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. *Anh*, 82. [https://doi.org/10.1016/0260-6917\(85\)90026-7](https://doi.org/10.1016/0260-6917(85)90026-7)
- Antolinez-Jimenez, J. D., & Bohorquez-Ezparza-Camilo Andrés. (2018). *Evaluación del Impacto de los Parametros Geomecánicos en Procesos de Estimulaciones Hidraulicas Masivas en la Formación La Luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena)*. Fundación Universidad de América.
- Beltrán Rivas, J. D., & Vargas Jimenez, C. A. (2014). Hydrocarbon Production Scenarios in Colombia . Review of Field Sizes , Hydrocarbon Reserves and Expectations of Conventional and Unconventional Resources. *Earth Sciences Reasearch Journal*, 18(1), 77–83.
- Belytschko, T., Gracie, R., & Ventura, G. (2009). A review of extended/generalized finite element

- methods for material modeling. *Modelling and Simulation in Materials Science and Engineering*, 17(4). <https://doi.org/10.1088/0965-0393/17/4/043001>
- Beran, C. (2018). *Characterizing Natural Fractures and Their Interactions with Hydraulically Induced Fractures*. University of Texas at Austin.
- Bernal Rodriguez, L. A. (2009). *Caracterización Estratigráfica y Petrográfica de la Formación La Luna en el Sector de El Tablazo, Valle Medio del Magdalena*.
- Blanton, T. L. (1986). SPE 15261 Propagation of Hydraulically and Dynamically Induced Fractures in Naturally Fractured Reservoirs.
- Britt, L. K., & Schoeffler, J. (2009). SPE Paper 125525 The Geomechanics Of A Shale Play : What Makes A Shale Prospective !, (September), 23–25.
- Bustin, A. M. M., & Bustin, R. M. (2012). International Journal of Coal Geology Importance of rock properties on the producibility of gas shales. *International Journal of Coal Geology*, 103, 132–147. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.04.012>
- Carvajal Jimenez, J.-M., Valera Lara, L.-C., Rueda, A., & Saavedra Trujillo, N.-F. (2007). Geomechanical Wellbore Stability Modeling of the Exploratory Wells - Study Case at Middle Magdalena Basin. *CT&F*, 3, 85–102.
- Casadieago-Quintero, E., & Ríos-Reyes, C. (2016). Lithofacies Analysis and Depositional Environment of the Galembo Member of La Luna Formation. *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 6(Journal of oil, gas and alternative energy sources), 37–56.
- Castañeda, J. A., Romanel, C., & Roehl, D. M. (2018). HORIZONTALES POR EL MÉTODO EXTENDIDO DE LOS ELEMENTOS FINITOS (XFEM). *Asociación Argentina de*

Mecánica Computacional, XXXVI, 6–9.

Castillo, J. E., & Mojica, J. (1990). Determinación de la Orientación de Esfuerzos Actuales a partir de Deformaciones Tectónicas (“Breakouts”) en algunos Pozos Petroleros de los Llanos Orientales y del Valle Medio del Magdalena, Colombia. *Geologia Colombiana*, 17, 123–132.

Celleri, H. M., Sanchez, M., Winograd, E., Alvarez, J. P., Serebrinsky, S., Htyb, D. E., & Lopez, R. G. (2016). Efecto de fracturas naturales sobre la propagación de una fractura hidráulica en la formación vaca muerta. *Mecánica Computacional*, XXXIV(November), 8–11.
[https://doi.org/10.1016/0002-9149\(64\)90012-8](https://doi.org/10.1016/0002-9149(64)90012-8)

Chen, E., Leung, C. K. Y., Tang, S., & Lu, C. (2018). Displacement discontinuity method for cohesive crack propagation. *Engineering Fracture Mechanics*, 190(November), 319–330.
<https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2017.11.009>

Chen, P., & Rahman, M. M. (2015). A novel approach to predict interaction between hydraulic fracture and natural fracture using artificial neural networks. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015*.
<https://doi.org/10.2118/176143-ms>

Cordoba, F., Rolon, L. F., Buchelli, F., & Suarez, M. (1996). *Provincia Petrolifera del Valle Medio del Magdalena, Colombia*.

Cortes, D. (2012). *Estimación de densidad y tendencia de las fracturas utilizando ondas P*. Universidad Nacional de Colombia.

Dahi-taleghani, A., & Olson, J. E. (2014). Numerical Modeling of Multistranded- Hydraulic-Fracture Propagation: Accounting for the Interaction Between Induced and Natural

- Fractures, (March). <https://doi.org/10.2118/124884-PA>
- Ding, W., Li, C., Li, C., Xu, C., Jiu, K., Zeng, W., & Wu, L. (2012a). Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation. *Geoscience Frontiers*, 3(1), 97–105.
- Duarte, J. E., & Fernández, F. (2005). La simulación por computador en investigación y desarrollo. *Red de Revistas Científicas de America Latina, El Caribe, España y Portugal*, 8, 106–114.
- Fatahi, H., Hossain, M., & Sarmadivaleh, M. (2017). Numerical and experimental investigation of the interaction of natural and propagated hydraulic fracture. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 37, 409–424. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.11.054>
- Gandossi, L., & Estorff, U. Von. (2015). *An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production*. <https://doi.org/10.2790/379646>
- Gómez, E., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Hegarty, K., Kelley, S., & Heizler, M. (2003). Controls on architecture of the Late Cretaceous to Cenozoic southern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, (2), 131–147.
- González, R., Rodriguez, I., Sirfano, P., Anaya, S., & Rojas, L. (2012). Potencial Exploratorio en la Porcion Central del VMM al Sur del Campo La Cira. Implicaciones en Nuevo Play Exploratorio.
- Gordeliy, E., & Detournay, E. (2011). Displacement discontinuity method for modeling axisymmetric cracks in an elastic half-space. *International Journal of Solids and Structures*, 48(19), 2614–2629. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2011.05.009>
- Greaves, G. ., Greer, A. ., Lakes, R. ., & Rouxel, T. (2011). Poisson's ratio and modern materials, 10(November), 823–837. <https://doi.org/10.1038/NMAT3134>

- Guo, J., Zhao, X., Zhu, H., Zhang, X., & Pan, R. (2015a). Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture based on the cohesive zone finite element method. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25(2014), 180–188. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.008>
- Guo, J., Zhao, X., Zhu, H., Zhang, X., & Pan, R. (2015b). Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture based on the cohesive zone finite element method. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Numerical simulation of interaction of hydraulic fracture and natural fracture b. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 25(2014), 180–188. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.05.008>
- Haddad, M., & Sepehrnoori, K. (n.d.). Multi-Stage , Multi-Wellbore Hydraulic Fracturing Simulation in Naturally Fractured Reservoirs Using Cohesive Zone Model, 424–438.
- Hattori, G., Trevelyan, J., Augarde, C. E., Coombs, W. M., & Aplin, A. C. (2017). Numerical Simulation of Fracking in Shale Rocks: Current State and Future Approaches. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 24(2), 281–317. <https://doi.org/10.1007/s11831-016-9169-0>
- Henk, a. (2008). Perspectives of geomechanical reservoir models-why stress is important. *Oil Gas-European Magazine*, 4(July), 1–5. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Perspectives+of+Geomechanical+Reservoir+Models+--+Why+Stress+is+Important#0>
- Hou, B., Chen, M., Jin, Y., Lin, B., Diao, C., & Zhang, X. (2015). Optimum condition of hydraulic fracture-natural fracture interaction in shale block experiments. *49th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2015*, 1, 726–739.

- Hu, Y. (2018). *Brittleness and Fracability Evaluation of Unconventional Reservoirs*No Title. Calgary.
- Josh, M., Esteban, L., Delle Piane, C., Sarout, J., Dewhurst, D. N., & Clennell, M. B. (2012). Laboratory characterisation of shale properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 88–89, 107–124. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.01.023>
- Keshavarzi, R., & Jahanbakhshi, R. (2013). Investigation of hydraulic and natural fracture interaction: Numerical Modeling or Artificial Intelligence? In *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing* (pp. 1039–1057). <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/56382>
- Khoei, A. ., Vahab, M., & Hirmand, M. (2015). Modeling the interaction between fluid-driven fracture and natural fault using an enriched-FEM technique. <https://doi.org/10.1007/s10704-015-0051-0>
- Li, J., Dong, S., Hua, W., Li, X., & Pan, X. (2019). Numerical Investigation of Hydraulic Fracture Propagation Based on Chesive Zone Model in Naturally Fractured Formations. *Processes*, 7, 1–18. <https://doi.org/10.3390/pr7010028>
- Li, Q., Zhang, R., Wang, F. P., Zhou, Y., Chen, M., & Jin, Y. (2016). Rock Mechanical Properties of Shale Gas Reservoir and their Influences on Hydraulic Fracture. <https://doi.org/10.2523/iptc-16580-ms>
- Liu, Y. (2016). On the displacement discontinuity method and the boundary element method for solving 3-D crack problems. *Engineering Fracture Mechanics*, 164, 35–45. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2016.07.009>
- Liu, Z., Chen, M., & Zhang, G. (2014). Analysis of the influence of a natural fracture network on

- hydraulic fracture propagation in carbonate formations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 47(2), 575–587. <https://doi.org/10.1007/s00603-013-0414-7>
- Lorenz, J. C., Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1996). Natural fracture characteristics and effects, (August), 909–911.
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Anexo N. Compilación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*.
- Marina, S., Derek, I., Mohamed, P., Yong, S., & Imo-Imo, E. K. (2015). Simulation of the hydraulic fracturing process of fractured rocks by the discrete element method. *Environmental Earth Sciences*, 73(12), 8451–8469. <https://doi.org/10.1007/s12665-014-4005-z>
- Min, K. S., Zhang, Z., & Ghassemi, A. (2010). Numerical Analysis of Multiple Fracture Propagation in Heterogeneous Rock, 2(2).
- Mojica, J., & Kammer, A. (1995). Eventos Jurasicos en Colombia 1. *Geologia Colombiana*, 19.
- Moreno, C. J., Horton, B. K., Caballero, V., & Mora, A. (2009). Exhumation history of the Northern Andes from the Cenozoic syn-tectonic sedimentary fill of the Middle Magdalena Valley Basin , Colombia Journal of South American Earth Sciences Depositional and provenance record of the Paleogene transition from foreland. *Journal of South American Earth Sciences*, 32(3), 246–263. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2011.03.018>
- Moreno, N., Silva, A., Mora, A., Tesón, E., Quintero, I., Rojas, L. E., ... Casallas, W. (2013). Interaction between thin- and thick-skinned tectonics in the foothill areas of an inverted graben. The Middle Magdalena Foothill belt, (December). <https://doi.org/10.1144/SP377.18>

- Nagel, N. B., Zhang, F., Garcia, X., & Lee, B. (2013). Coupled Numerical Evaluations of the Geomechanical Interactions Between a Hydraulic Fracture Stimulation and a Natural Fracture System in Shale Formations, 581–609. <https://doi.org/10.1007/s00603-013-0391-x>
- Nelson, R. ., & Amoco, B. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. (Butterworth–Heinemann, Ed.) (Reed Elsev). Houston, TX.
- Pacheco-Sintura, P. A., Cardona-Molina, A., & Cortés, F. B. (2015). Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. *Boletín de Ciencias de La Tierra*, (37), 45–53. <https://doi.org/10.15446/rbct.n37.43685>
- Papanastasiou, P., & Sarris, E. (2017). *Cohesive zone models. Porous Rock Fracture Mechanics: With Application to Hydraulic Fracturing, Drilling and Structural Engineering*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100781-5.00006-3>
- Park, K., & Paulino, G. H. (2011). Cohesive zone models: A critical review of traction-separation relationships across fracture surfaces. *Applied Mechanics Reviews*, 64(6). <https://doi.org/10.1115/1.4023110>
- Pokalai, K., Fei, Y., Ahmad, M., & Haghighi, M. (2015). Design and Optimisation of Multi-stage Hydraulic Fracturing in a Horizontal Well in a Shale Gas Reservoir in the Cooper Basin , South Australia, (May). <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2560.4244>
- Potluri, N., Zhu, D., & Hill, A. D. (2005). SPE 94568 Effect of Natural Fractures on Hydraulic Fracture Propagation.

- Rolon, L. F. (2004). Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin – Colombia.
- Rubin, B. (2010). Accurate Simulation of Non Darcy Flow in Stimulated Fractured Shale Reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*. <https://doi.org/10.1038/npp.2011.242>
- Rueda Cordero, J. A., Mejia Sanchez, C., & Roehl, D. (2017). Numerical Simulation of Hydraulic and Natural Fracture Interaction and Propagation. *Proceedings of the XXXVIII Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering*, (August 2018). <https://doi.org/10.20906/cps/cilamce2017-0330>
- Rueda Cordero, J. A., Mejia Sanchez, E. C., Roehl, D., & Pereira, L. C. (2019). Hydraulic Fracture Propagation and its Interaction with open and seal natural fractures. *Computers and Geotechnics*, 111(June), 290–300. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2019.03.020>
- Rueda, J. A., Eleazar, M., & Roehl, D. (2019). Hydro-mechanical modeling of hydraulic fracture propagation and its interactions with frictional natural fractures. *Computers and Geotechnics*, 111(February), 290–300. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2019.03.020>
- Rueda, J., Mejia, C., & Roehl, D. (2019). Hydromechanical modeling of unrestricted crack propagation in fractured formations using intrinsic cohesive zone model. *Engineering Fracture Mechanics*, 221(August), 106655. <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106655>
- Sarmiento-Perez, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). Estratigrafía y petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*, (12), 20–40.

- Sarmiento-Pérez, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena, (December).
- Sone, H., & Zoback, M. D. (2013). Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks — Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus. *Geophysics*, 78(5), D393–D402. <https://doi.org/10.1190/geo2013-0051.1>
- Sosa Massaro, A., Barredo, S., Drosina, M., Bergese, F., Leslabay, P., Blanco, S., & Paterlini, F. (2014). Vaca Muerta, del campo al ensayo mecánico de laboratorio. *Petrotecnia*, 110–117.
- Spickert, A. (2014). *Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America*. University of Washington.
- Sun, C. T., & Jin, Z.-H. (2012). Cohesive Zone Model. *Fracture Mechanics*, 227–246. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-385001-0.00009-2>
- Suo, Y., Chen, Z., Yan, H., & Wang, D. (2019). Using Cohesive Zone Model to Simulate the Hydraulic Fracture Interaction with Natural Fracture in Poro-Viscoelastic Formation. *Energies*, 12, 1–12. <https://doi.org/10.3390/en12071254>
- Taheri-Shakib, J., Ghaderi, A., & Hashemi, A. (2016). Analysis of Interaction Between Hydraulic and Natural Fractures. In *Fracture Mechanics* (p. 13). <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5772/57353>
- Ucgu, M., Saunders, C., & Fielke, J. M. (2018). Comparison of the discrete element and finite element methods to model the interaction of soil and tool cutting edge. *Biosystems Engineering*, 169(May), 199–208. <https://doi.org/10.1016/j.biosystemseng.2018.03.003>
- Veiga, R., & Dzelalija, F. (2014). A Regional Overview of the La Luna Formation and the Villeta

Group as Shale Gas / Shale Oil in the Catatumbo, Magdalena Valley and Eastern Cordillera Regions, Colombia. *AAPG Bulletin*.

Vernik, L., & Milovac, J. (2011). *Rock Physics of organic shales*.

Wang, H. Y. (2019). Hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs: Complex fracture or fracture networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 68(June), 102911. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102911>

Ward, D. ., Goldsmith, R., Jimeno, R., Cruz, J., Restrepo, H., & Gómez, E. (1973). *Memoria Explicativa. Cuadrangulo H-12 Bucaramanga, Planchas 109 Rionegro - 120 Bucaramanga*.

Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1987). Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation. *Journal of Petroleum Technology*.

Yoon, J. S., Zang, A., Stephansson, O., Hofmann, H., & Zimmermann, G. (2017). Discrete Element Modelling of Hydraulic Fracture Propagation and Dynamic Interaction with Natural Fractures in Hard Rock. *Procedia Engineering*, 191, 1023–1031. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.05.275>

Zhang, C., Zhu, D., Luo, Q., Liu, L., Liu, D., Yan, L., & Zhang, Y. (2017). Major factors controlling fracture development in the Middle Permian Lucaogou Formation tight oil reservoir, Junggar Basin, NW China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 146(April), 279–295. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2017.04.032>

Zhang, J., Biao, F. J., Zhang, S. C., & Wang, X. X. (2012). A numerical study on horizontal hydraulic fracture. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2(1), 7–13. <https://doi.org/10.1007/s13202-011-0016-4>

- Zhou, Jian, Chen, M., Jin, Y., & Zhang, G. qing. (2008). Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 45(7), 1143–1152. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2008.01.001>
- Zhou, Jing. (2016). *Hydraulic Fracture Propagation Modeling and Data-Baes Fracture Identification*.
- Zumberge, J. E. (1931). Source Rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley , Colombia.